

# Jahresbericht 2016



### Herausgeber

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

### Hauptsitz Mannheim

Besselstraße 20-22  
68219 Mannheim  
Deutschland  
Telefon: +49 621 976807-10  
Telefax: +49 621 976807-70

### Standort Aachen

Roermonder Straße 199  
52072 Aachen  
Deutschland  
Telefon: +49 (0)241 997857-10  
Telefax: +49 (0)241 997857-22

[www.fgh-ma.de](http://www.fgh-ma.de) ▪ [fgf@fgh-ma.de](mailto:fgf@fgh-ma.de)

Mannheim, im April 2017

## FGH-Kurzbeschreibung

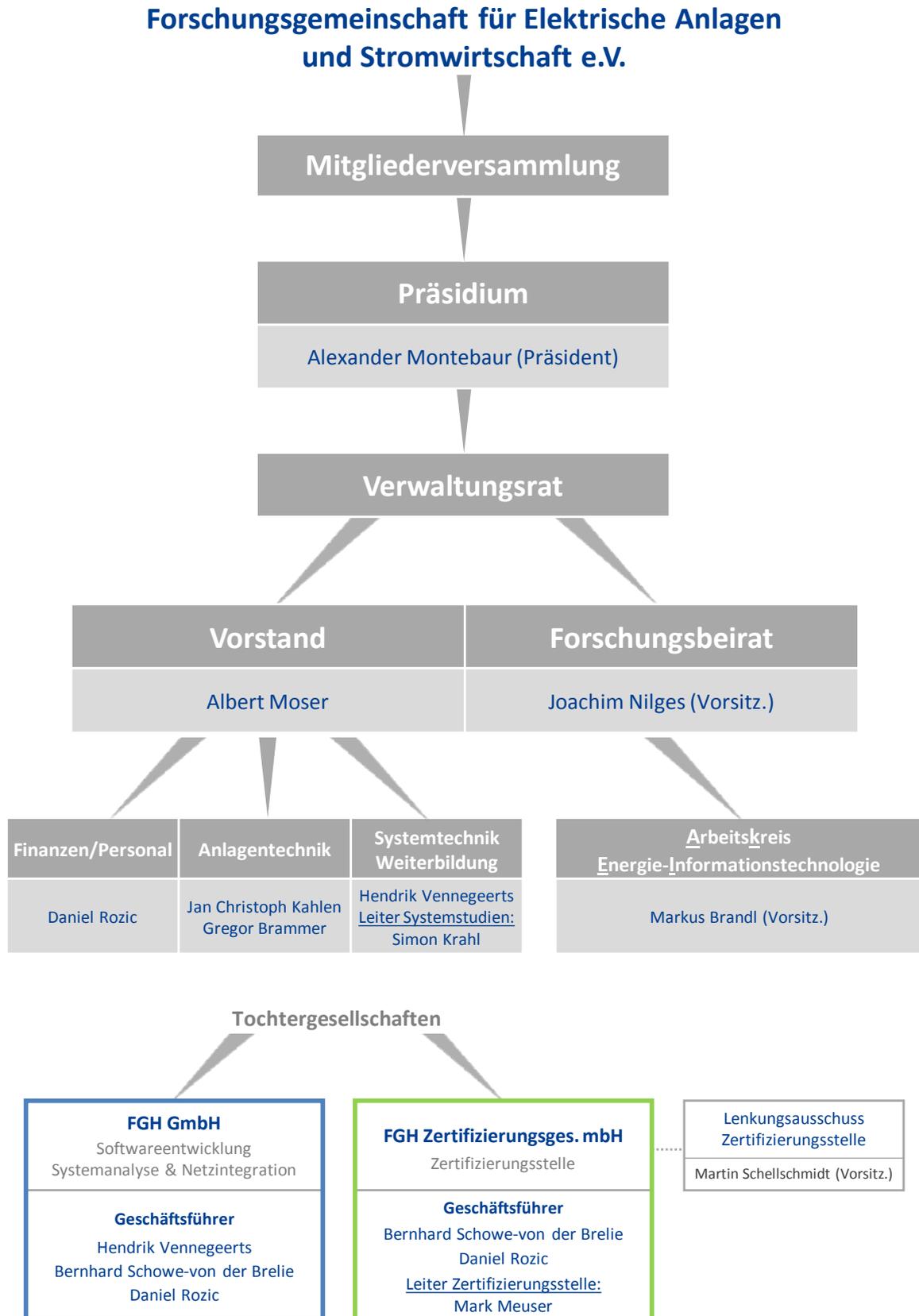
<b>Adresse</b>	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Besselstraße 20-22, 68219 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
<b>Rechtsform</b>	Eingetragener Verein ▪ Amtsgericht Mannheim ▪ VR 827
<b>Historie</b>	2015 Umzug vom Hallenweg 40 (Rheinau) 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.
<b>Mitglieder</b>	28 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft 19 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 14 Korrespondierende Mitglieder
<b>Zweck</b>	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.
<b>Organe und Gremien</b>	Mitgliederversammlung ▪ Verwaltungsrat ▪ Präsidium ▪ Vorstand ▪ Forschungsbeirat
<b>Präsident</b>	Dr.-Ing. Alexander Montebaur
<b>Vorstand</b>	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
<b>Forschungsbeirat</b>	Vertreter der Elektrizitätswirtschaft, der Elektroindustrie und von Hochschulen beraten die FGH bei der Planung und Durchführung ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.
<b>Personal</b>	83 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
▪ Einfluss von Energieabsorbern und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall .....	6
▪ Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen .....	9
▪ Online-Monitoring des Vernetzungsgrades polymer isolierter Energiekabel mittels Ultraschall .....	14
▪ Smart Area: i3S – Intelligente Ortsnetzstation .....	18
▪ Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen – Erarbeitung von Netzplanungskonzepten .....	21
▪ ProFuDiS – Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft.....	27
▪ Raumoptimierte Freileitungen – compactLine.....	32
▪ LISA – Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen.....	35
▪ U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung .....	38
▪ NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht .....	43
▪ ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende .....	52
▪ evolDSO – Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks.....	58
▪ Zuverlässigkeit im Smart Grid .....	62
▪ Ermittlung planungsrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilnetze .....	70
▪ OS4ES – Open System for Energy Services .....	76
▪ PROMOTioN – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks .....	78
▪ Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende.....	84
Weiterbildung.....	90
Promotionen.....	99
Studentische Arbeiten .....	100
Auftragsarbeiten – FGH e.V., FGH GmbH und FGH Zertifizierungsges. mbH .....	103
▪ Übersicht Auftragsforschung FGH e.V. ....	103
▪ Meta-Studie Smart Grid .....	105
▪ Analyse des Einflusses eines PT <sub>1</sub> -Verhaltens von Regelungen in Erzeugungsanlagen auf die Regelungsstabilität .....	109
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten der FGH GmbH .....	112
▪ Begleitung bei der Umsetzung der novellierten Systemstabilitätsverordnung (SysStabV).....	112
▪ Engineering für Fault-Ride-Through Prüfsysteme - Kooperation mit der Fritz Driescher KG .....	114
▪ INTEGRAL 7 .....	115
▪ InterAss.....	120

Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH GmbH .....	123
Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH.....	124
Kurznachrichten – Rückblick 2016.....	125
Publikationen.....	127
Gremienarbeit .....	133
Mitglieder .....	137
Präsidium.....	141
Verwaltungsrat .....	142
Forschungsbeirat .....	144
Jahresabschluss .....	147
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2016 .....	148
▪ Gewinn- und Verlustrechnung .....	150

## FGH-Organigramm



## Bericht des Vorstands

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

die Energiewende führt zu vielfältigen wissenschaftlichen Fragestellungen im Bereich der Anlagen- und Systemtechnik elektrischer Netze, denen sich auch im Jahr 2016 die Mehrzahl der Arbeiten in der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) gewidmet hat. Dieser Jahresbericht gibt einen Überblick über die Forschungs- und Tätigkeitsschwerpunkte des Jahres 2016. Ein bedeutender Arbeitsschwerpunkt lag in der Erforschung intelligenter Verteilnetze. In diesem Zusammenhang möchte ich erwähnen, dass die FGH an den zwei wichtigsten, in 2016 vergebenen öffentlichen Forschungsprojekten maßgeblich beteiligt ist, am Kopernikus-Projekt ENSURE sowie am SINTEG-Projekt enera. Weitere wesentliche Forschungsschwerpunkte waren die Übertragungsnetze und die Hochspannungstechnik. Die FGH hat dabei Ergebnisse oder Zwischenergebnisse ihrer Arbeit in 24 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 2016 Früchte. So schloss Herr Dr.-Ing. Phillip Schäfer an der FGH seine Promotion mit der Dissertation „Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz“ erfolgreich ab. Darüber hinaus wurden insgesamt 16 studentische Bachelor- oder Masterarbeiten im Rahmen unserer wissenschaftlichen Arbeit an der FGH abgeschlossen.

Der Weiterbildungsbereich der FGH hat in 2016 mit 14 gut besuchten Veranstaltungen zu diversen Themenstellungen seine Position im Segment der technisch profilierten und inhaltlich anspruchsvollen Weiterbildung verteidigt.

Die Geschäftsentwicklung der verschiedenen Dienstleistungen in unseren Tochtergesellschaften FGH GmbH und FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH verlief auch in 2016 stabil.

In 2016 hat uns der Tod von Herrn Dr.-Ing. Karl-Heinz Weck tief getroffen. In seinen 45 Jahren bei der FGH war er ein anerkannter technischer Experte, geschätzter Kollege und als Führungskraft eine wesentliche Stütze der FGH. Erinnern möchten wir auch an Herrn Klaus-Peter Müller, unseren ehemaligen Präsidenten, der die FGH durch schwierige Zeiten von 1999 bis 2003 führte. Auch er verstarb 2016. Die FGH hat mit ihm einen großen Unterstützer und Förderer verloren.

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

Ihr Vorstand der FGH e.V.

*gez. Prof. Albert Moser*

## Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

3. Februar 2016 in Köln

15. April 2016 in Frankfurt/M.

9. Dezember 2016 in Mannheim

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2016 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 2016 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft  
Aachen

geprüft und mit Datum vom 5. April 2017 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2017

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

- 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\*

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

Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen

Online-Monitoring des Vernetzungsgrades in polymer isolierten Energiekabeln

#### BMBF\*\*\*

Verbundvorhaben ENSURE - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

#### BMWI\*\*

Smart Area: i3S - Intelligente Ortsnetzstation

Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen

ProFuDis - Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

Raumoptimierte Freileitungen / CompactLine

LISA - Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen

U-Control - Teilprojekt: Handlungsempfehlungen für den sicheren und stabilen Betrieb von Verfahren zur statischen Spannungshaltung

NetzHarmonie - Teilprojekt FGH: Optimierte Modelle für Erzeugungsanlagen und Netz für Oberschwingungssimulation und Anschlussbewertung

#### EU\*\*\*\*

evolVDSO - Part: Development and validation of methods and tools for network integration of distributed renewable resources

OS4ES - Open System for Energy Services

PROMOTioN - PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission 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.



\* Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



	2016	2017	2018	2019	Laufzeit
	█				1.03.13-31.12.16
	█				1.02.14-30.11.16
	█	█			1.06.15-30.11.17
		█	█	█	1.09.16-31.08.19
	█				1.7.12-31.10.16
	█				1.7.12-30.06.16
	█				1.12.12-31.12.16
	█	█	█		1.12.13-31.03.18
	█	█			1.09.14-30.06.17
	█	█			1.11.14-31.10.17
	█	█			1.01.15-31.12.17
	█				1.09.13-31.12.16
	█	█			1.07.14-30.06.17
	█	█	█	█	1.01.16-31.12.19
	█	█			1.09.13-30.06.17

\*\*\*\* Projects funded by the European Commission.



## Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

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

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.03.2013 – 31.12.2016

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

#### Einleitung

Störlichtbögen verursachen einen schnellen Temperatur- und damit Druckanstieg in ihrer Umgebung. Zur Beschreibung dieser Phänomene in elektrischen Anlagen sind Druckberechnungen erforderlich. Sie ermöglichen die Auslegung von Druckentlastungseinrichtungen auch in der Planungsphase. Die vorhandenen Druckberechnungsverfahren unterscheiden sich u.a. in ihrer Güte und ihrem Anwendungsbereich. Dieses Projekt umfasst die Betrachtung von alternativen Isoliergasen, Kunststoffverdampfung und Energieabsorbern in Druckberechnungsverfahren.

#### Alternative Isoliergase

Als alternative Isoliergase in Schaltanlagen kommen nicht-toxische und chemisch stabile Gase infrage, welche ein geringes Global Warming Potential aufweisen. Als potentielle Substitute für reines SF<sub>6</sub> werden hier ein SF<sub>6</sub>/N<sub>2</sub>-Gemisch (20/80 Vol.-%) und CO<sub>2</sub> betrachtet. Der entstehende Überdruck im Fehlerraum ist abhängig von der Wärmekapazität des Isoliergases und daher in Luft am größten. Unter den gegebenen Randbedingungen ist der maximale Druckanstieg in SF<sub>6</sub> etwa 68 %, in CO<sub>2</sub> 44 % und im SF<sub>6</sub>/N<sub>2</sub>-Gemisch rund 40 % niedriger als in Luft (Bild 1).

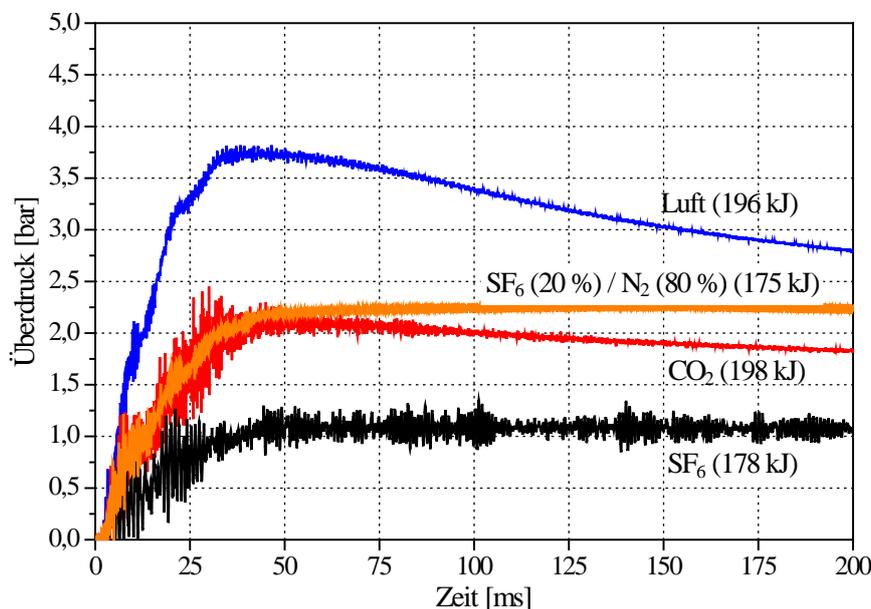


Bild 1 Druckentwicklungen im Versuchsgefäß in unterschiedlichen Isoliergasen (Fülldruck 1 bar, Elektrodenabstand 100 mm [1])

Um ex-ante Druckberechnungen mit den untersuchten alternativen Isoliergasen durchführen zu können, müssen einerseits der thermische Transferkoeffizient ( $k_p$ ), der Anteil der elektrischen Energie der in den Druckaufbau geht, in Abhängigkeit der Gasdichte und andererseits die Lichtbogenspannung bekannt sein. Bei Verwendung von Luft und CO<sub>2</sub> als Isoliergas wird der  $k_p$ -Faktor mit abnehmender Dichte kleiner, wohingegen er mit SF<sub>6</sub> und dem SF<sub>6</sub>/N<sub>2</sub>-Gemisch größer wird. Die Lichtbogenspannung nimmt bei allen

Gasen nahezu linear mit der Gasdichte aufgrund der zunehmenden Anzahl der zu ionisierenden Gasteilchen im Elektrodenzwischenraum zu. Die gemessene Lichtbogenstabilität ist aufgrund der Lichtbogenstabilisierung in der vorliegenden Versuchsanordnung in  $\text{SF}_6$  und  $\text{SF}_6/\text{N}_2$  geringer als in den anderen Gasen. Die Lichtbogenstabilitäten in Luft und  $\text{CO}_2$  unterscheiden sich nicht wesentlich voneinander.

Beim Öffnen von Druckentlastungseinrichtungen in gasisolierten Anlagen kommt es zur Vermischung des Isoliergases mit Luft im Schaltanlagenraum. Für zuverlässige Druckberechnungen werden hochwertige Gasdaten (thermodynamische Eigenschaften und Transportgrößen) der alternativen Isoliergase und deren Mischungen mit Luft benötigt und in Programme integriert.

### Kunststoffverdampfung

In modernen Mittelspannungsanlagen werden vermehrt Kunststoffe verwendet. Dazu gehören insbesondere Silikon, Epoxidharz sowie die Thermoplaste Polybutylenterephthalat, Polyamid und Polycarbonat. Im Störfall verdampft Kunststoffmaterial unter Lichtbogeneinwirkung und die hierbei freigesetzten Gase können die Druckentwicklung beeinflussen. Die hierzu durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass Epoxidharz und Polycarbonat die durchschnittlich niedrigsten Masseverluste in Luft haben. Silikon weist die höchsten auf und diejenigen der übrigen Thermoplaste liegen dazwischen. Der maximale Druckanstieg bedingt durch den Einfluss der Kunststoffverdampfung nimmt mit steigendem Fülldruck zu. Die Kunststoffverdampfung hat auch Einfluss auf die Lichtbogenstabilität. Sie steigt geringfügig, wenn Kunststoffe mit einem geringen Kohlenstoffanteil verdampfen, und nimmt bei Kunststoffen mit einer hohen Anzahl von Kohlenstoffatomen in den Makromolekülen ab. Um die Auswirkungen der Kunststoffverdampfung in Druckberechnungsverfahren beschreiben zu können, wird hier die Veränderung des  $k_p$ -Faktors infolge der Verdampfung ermittelt. Der Anstieg des  $k_p$ -Faktors beträgt unabhängig vom Fülldruck bei Verwendung von Epoxidharz 3,5 %, bei Thermoplasten 16,5 % und bei Silikon 22,5 % mit Luft als Isoliergas.

Mit den anderen Isoliergasen ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SF}_6$  bzw.  $\text{SF}_6/\text{N}_2$ ), untersucht für den Thermoplast PBT, gilt folgendes: In  $\text{CO}_2$  ist der Anstieg des  $k_p$ -Wertes etwa halb so groß wie in Luft. In  $\text{SF}_6$  ist er deutlich niedriger und in  $\text{SF}_6/\text{N}_2$  von vergleichbarer Größe wie in Luft. Bei gleichzeitiger Lichtbogeneinwirkung auf zwei unterschiedliche Kunststoffe sind keine Druckeffekte gefunden worden, die auf chemische Reaktionen der verdampften Materialien zurückzuführen sind.

### Energieabsorber

Die dritte untersuchte Einflussgröße auf die Druckentwicklung in elektrischen Anlagen sind Energieabsorber. Sie nehmen Wärmeenergie auf, haben einen Strömungswiderstand und halten Flammen und glühende Partikel zurück. Hinsichtlich der Druckentwicklung sind jedoch nur die ersten beiden Effekte von Interesse. Zur Untersuchung der Energieaufnahme durch Absorber wird u.a. die Absorbtemperatur im Fehlerfall und damit der Gitterwirkungsgrad mehrerer Absorbertypen experimentell bestimmt. Hierbei ist nicht die maximale Absorbtemperatur beim Auftreten eines Störlichtbogens von Interesse, sondern der Temperaturanstieg bis zum Erreichen des Maximaldrucks im Aufstellungsraum der Schaltanlage. Die maximale vom Absorber aufgenommene Energie ist dagegen für thermische Effekte von Interesse z.B. für das Entflammen von Indikatoren bei Prüfungen von Schaltanlagen.

Es konnte gezeigt werden, dass die Energieaufnahme durch Absorber desto größer ist, je größer die Oberfläche ist, realisierbar z.B. durch eine Erhöhung der Lagenanzahl oder durch Verwendung von Wabenabsorbern. Absorber mit einer großen Oberfläche und einer großen effektiven Öffnung sind von Vorteil. Dieses ist darauf zurückzuführen, dass sich kein hoher Druck im Fehlerraum aufbaut und somit der  $k_p$ -Faktor während der Fehlerdauer schneller abnimmt als mit einer kleinen effektiven Öffnung. Als ein Maß für den Strömungswiderstand wird die effektive Öffnung eines Absorbensystems eingeführt. Die effektive Öffnung ist eine konzentrierte Öffnung, die denselben Druckverlauf (Strömungswiderstand) aufweist wie

die (komplexe) Öffnung des Absorbers. Sie wird über einen Vergleich des Druckabfalls in einem Druckbehälter mit Absorber und verschieden großen konzentrierten Öffnungen ermittelt (A).

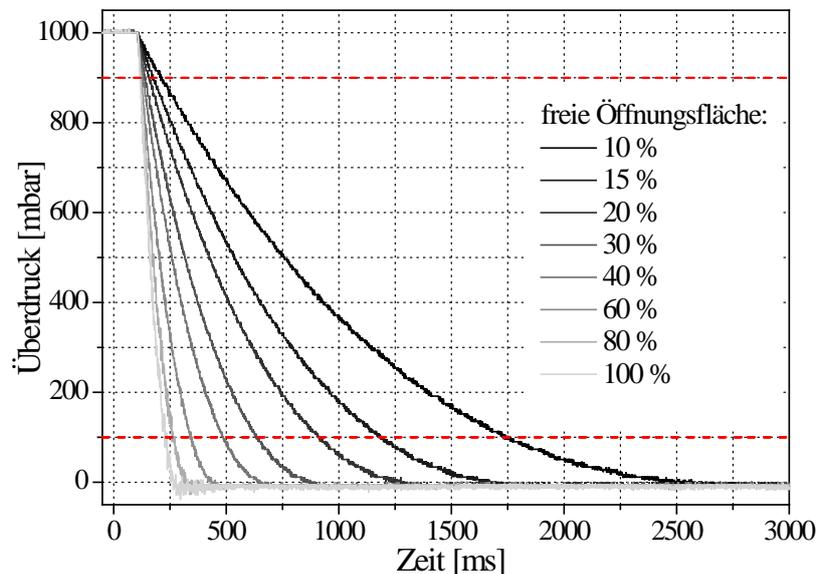


Bild 2 Druckabfall im Entlastungstank bei Variation der freien Öffnungsfläche bezogen auf die Öffnungsfläche des Ausströmflansches (100 %)

Einlagige Streckmetallabsorber weisen eine größere effektive Öffnung auf (einen geringeren Strömungswiderstand) als geometrisch gleichgroße konzentrierte Öffnungen. Bei mehrlagigen Absorbern nimmt der Einfluss auf die effektive Öffnung mit jeder weiteren Lage ab. Der Lagenabstand hat bei Streckmetallen i. A. einen geringen Einfluss auf die effektive Öffnung. Bezieht man die effektive Öffnung eines Absorbers auf die geometrische freie Fläche einer Lage, so ist zu erkennen, dass für Streckmetallabsorber eine vergleichbare Änderung der effektiven Öffnung bei Hinzunahme weiterer gedrehter/versetzter Lagen vorliegt. Somit lässt sich in einfacher Weise die effektive Öffnung eines mehrlagigen Absorbers angeben, wenn die geometrisch freie Fläche einer Lage bekannt ist. Bei der Verwendung von Absorbern ist die Wechselwirkung von Energieaufnahme und Strömungswiderstand zu beachten. An einem Beispiel wird gezeigt, dass unerwünschte Effekte auftreten können, wenn der Absorber den Ausströmquerschnitt am fehlerbehafteten Schottraum verringert.

Mit den Ergebnissen dieses Projektes ist es möglich, ex-ante Druckberechnungen mit alternativen Isoliergasen durchzuführen. Des Weiteren wurde eine Möglichkeit geschaffen, den Einfluss von Kunststoffverdampfung im Störlichtbogenfall in vorhandenen Druckberechnungsverfahren in einfacher Weise zu berücksichtigen. Weiterhin wurden neue Erkenntnisse zur Wirkung und zum Einsatz von Absorbern bestimmt.

Der Großteil der Ergebnisse wurde 2016 in der Dissertation von Sebastian Wetzeler „Untersuchung von Einflussgrößen auf die Druckentwicklung in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall“ (ISBN-10: 3958861261) veröffentlicht.

## Literatur

- [1] Wetzeler, S.; Cressault, Y.; Pietsch, G.J.: Influence of insulation gas on pressure rise in electrical installations due to internal arcs, Proc. 20th Int. Conf. on Gas Discharges and their Applications, p. 442-445, Orléans, 2014

## Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2014 – 31.07.2016

*Das Projekt wurde gemeinsam mit dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen University bearbeitet.*

### Motivation

Syntaktischer Schaum ist ein innovativer Verbundwerkstoff aus einem Polymer, z.B. Silikon, und darin eingebetteten Mikrohohlkugeln (MHK: gasgefüllte Kugeln mit Durchmessern im Mikrometerbereich). Diese substituieren das vergleichsweise kostenintensive Polymer, woraus eine Reduzierung der Gesamtmaterialeigenschaften resultiert. Der syntaktische Schaum soll hinsichtlich der Einsatztauglichkeit für die Freiluftanwendung im Vergleich zu konventionellen Silikonverbundisolatoren beurteilt werden. Zu diesem Zwecke werden einerseits die reinen Materialeigenschaften anhand definierter Probenkörper und andererseits das Materialverhalten im Zusammenspiel mit der Auslegung des Isolatorschirmprofils anhand von Isolatormodellen untersucht.

### Angestrebte Forschungsergebnisse

In den nachfolgenden Arbeitspaketen (AP) sind die einzelnen Ziele festgehalten:

AP1: Bevor neue Materialien ihren Einsatz in Freiluftanwendungen finden, gilt es zunächst das Alterungsverhalten des Materials zu bestimmen. Die Auswahl geeigneter Materialzusammensetzungen von syntaktischem Schaum zur Anwendung in Schirmisolatoren erfolgt anhand genormter Standardtests.

AP2: Aufgrund der veränderten Materialeigenschaften ist die Verarbeitbarkeit hinsichtlich bestehender Produktionsprozesse (Compoundieren, Extrudieren und Spritzgusstechnik) zu validieren und ggf. eine Anpassung der Produktionsverfahren vorzunehmen. Hier stellt ein Kooperationspartner (LAPP Insulators GmbH) geeignete Anlagen sowie die Expertise zur Verarbeitung von Silikonen zur Verfügung.

AP3: Verschiedene genormte Bauartprüfungen zur Überprüfung der Beständigkeit des Isolatorschirms aus syntaktischem Schaum gegenüber Wetter- und Umwelteinflüssen sollen an vorgefertigten Schirmisolatoren durchgeführt werden. Da genormte Prüfverfahren zu haftenden Fremdschichten bisher nur für Keramikisolatoren existieren, jedoch nicht für Verbundisolatoren, ist eine Überprüfung der Übertragbarkeit der durchgeführten Cigré-Untersuchungen [1] und ggf. eine Anpassung der geplanten Prüfungen erforderlich.

### Ergebnisse

Die finale Materialauswahl im **AP1** erfolgte anhand der Gegenüberstellung der relevanten Materialeigenschaften der gefüllten Materialien mit den Eigenschaften der Referenzmaterialien anhand der Mittelwerte, sofern nicht anders angegeben. Dabei wird relativ zueinander eine Verbesserung/Verschlechterung der Materialeigenschaften angezeigt. Das jeweilige Referenzmaterial wird dabei zu 100 % gesetzt und die MHK gefüllten Materialien in Relation dazu angezeigt, wobei ein Wert größer als 100 % eine Verbesserung der jeweiligen Materialeigenschaft anzeigt und ein Wert kleiner als 100 % eine Verschlechterung (Bild 1).

Basierend auf den Ergebnissen wurde entschieden, die Isolatorprototypen mit Schirmen des Materials HTV und als Füllstoff Glas-MHK mit einem Anteil von 20 vol.% MHK und 30 vol.% Aluminiumtrihydrat herzustellen. Von der Verwendung von Keramik-MHK wird abgesehen, da die Herstellung dieser MHK nicht definiert erfolgt und es große Unterschiede zwischen verschiedenen Materialchargen hinsichtlich der Dichte, der chemischen Zusammensetzung und der Größe der MHK geben kann.

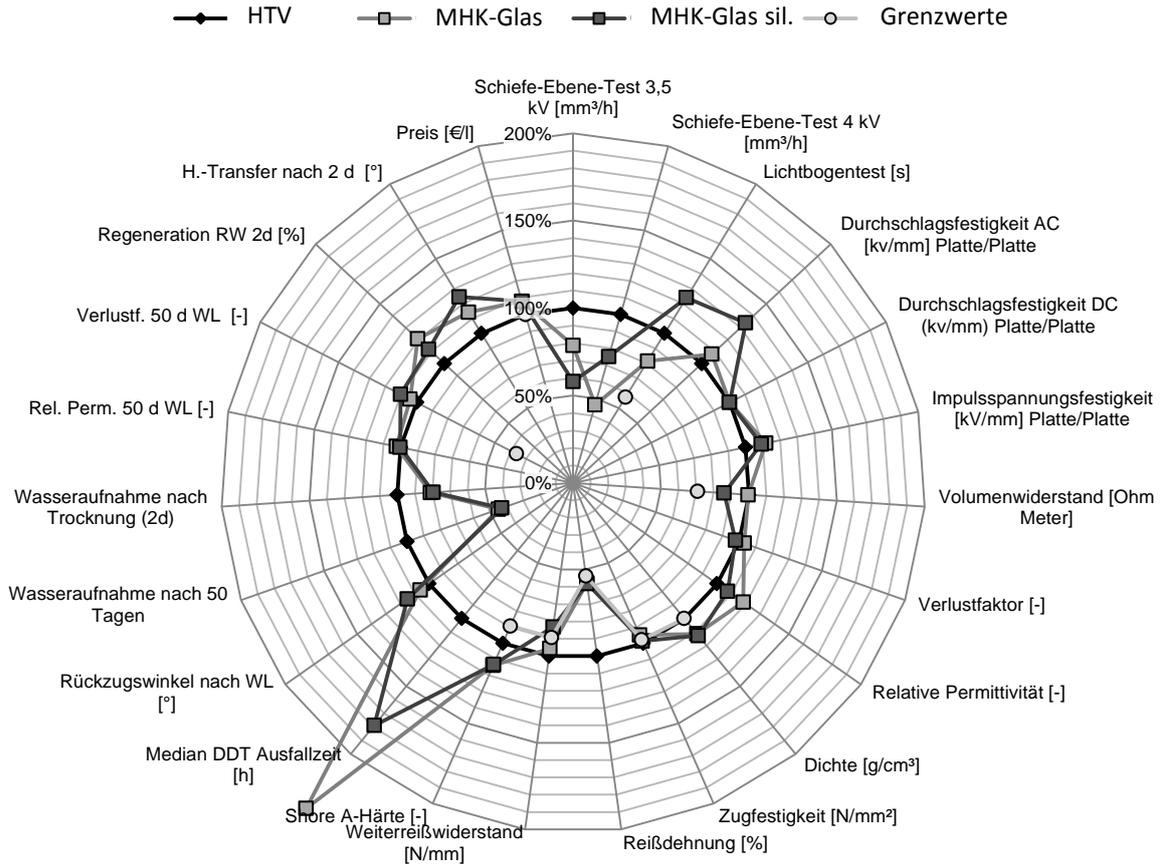


Bild 1 Finale Materialbewertung von HTV gefüllt mit silanisierten und unsilanisierten Glas-MHK

Die Durchführung der Arbeiten im AP2 erfolgte mit Hilfe der Expertise des Projektpartners LAPP Insulators GmbH. Zur Bearbeitung des Projektes wurden sowohl plattenförmige HTV-Silikonprüfkörper (Bild 2) als auch Prototypenisolatoren aus HTV hergestellt.

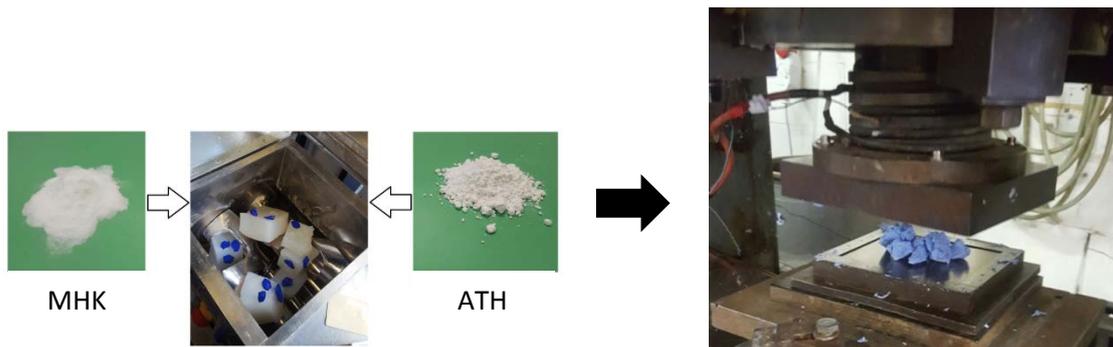


Bild 2 Herstellung der MHK – Compounds (oben) und der plattenförmigen Prüflinge (unten)

Die Silikonschirme (mit und ohne MHK) wurden in konzentrischen Formen in der Hydraulikpresse hergestellt. Nachdem die Schirme bei 180°C, 70 bar und 10 min gepresst wurden, wurde auf eine separate Nachtemperatur im Ofen verzichtet. Aus der laufenden Fertigung wurden extrudierte GFK-Stäbe entnommen und gleichmäßig mit einem durchsichtigen unvernetzten HTV-Silikon bestrichen. Im Aufschiebeverfahren wurden auf jeden vorbehandelten Stab drei Silikonschirme in entsprechenden Abständen aufgebracht. Um die Schirme chemisch an das Extrudat anzubinden wurden die präparierten Isolatoren für 3,5 h bei 130°C

vernetzt. In den letzten Arbeitsschritten wurden die Metallarmaturen aufgepresst und mit einem pastösen Silikon abgedichtet.

Im mehrstufigen Prozess zur Qualifikation von Polymerisolatoren für Freiluftanwendungen wurden im **AP3** zwei Prüfungen durchgeführt:

- Prüfungen an Isolatormodellen
- Prüfungen an Plattenproben

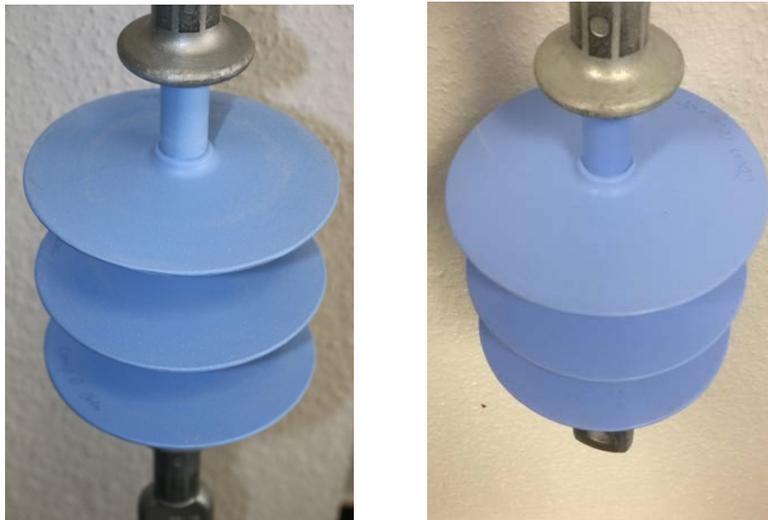


Bild 3 Referenzisolator (links) und Prototyp (rechts)

Ziel dieser Prüfungen sind Erkenntnisse über die Einsatztauglichkeit der Isolation unter verschiedenen Wetter- und Umwelteinflüssen.

Die Untersuchungen wurden wie folgt aufgebaut:

- Die Isolatoren wurden in einem ersten Schritt einer Rad-Tauch-Prüfung unterzogen. Diese zielt auf die Erosion und Kriechstrombeständigkeit der Freiluftisolatoren unter nicht haftender Fremdschichtbelastung ab.
- Darüber hinaus wurde eine 1.000 h-Salznebelprüfung durchgeführt. Hierbei erfolgten zwei Testdurchläufe. Die Prüfungen fanden sowohl in horizontaler als auch vertikaler Lage statt. Dies soll der Vergleichbarkeit unterschiedlicher Anwender der IEC 62217 Rechnung tragen.
- Des Weiteren wurden die Isolatoren-Prüfungen mit haftenden Fremdschichten nach DIN IEC 60507 und CIGRE Technical Brochure 555:2013 unterzogen, um den hier entwickelten Schirmhüllenwerkstoff aus syntaktischem Schaum hinsichtlich seiner Einsatztauglichkeit für Freiluftanwendungen beurteilen zu können. Zusätzlich wurden auch Untersuchungen an Plattenproben durchgeführt. Diese Untersuchungen unterteilten sich in zwei Kategorien: Kontaktwinkelmessungen und Widerstandsanalyse der Schmutzschicht. Nach den durchgeführten Fremdschichtprüfungen wurden Langzeituntersuchungen des Hydrophobietransfers an beschmutzten Isolatoren begonnen und werden über das Projekt hinaus angestrebt.
- Zusätzlich wurden Untersuchungen zum Überslagverhalten an Wechsellspannung (trocken ohne Fremdschicht) durchgeführt.

Die Untersuchungen an Isolatoren wurden mit Referenzisolator („Standardsilikonmischung“) und dem Prototyp (Silikonschirme mit MHK) durchgeführt. Nachfolgend werden die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst.

### Erkenntnisse

Die Analyse der Ergebnisse des Prototyps (mit MHK), in Vergleich zum Referenzmaterial, ergab keine signifikanten Unterschiede. Der Prototyp mit MHK erweist sich als eine interessante Möglichkeit für eine gezielte Verbesserung einiger Materialeigenschaften von Polymerisolatoren. Durch weitere Forschung im Bereich syntaktischer Schäume, welche die Optimierung des Füllstoffs im Fokus haben sollen, können in naher Zukunft wichtige Beiträge für den Einsatz von MHK in Polymerisolatoren für Freiluftanwendungen geleistet werden. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die durchgeführten Untersuchungen für die Verwendung von syntaktischem Schaum Potentiale aufzeigen. Eine weiterführende Forschungsaktivität in diesem Bereich wird angestrebt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen an Plattenproben zeigen Tendenzen des Hydrophobietransfers in Abhängigkeit des verwendeten Materials und inertem Stoff. Erwartungsgemäß erfolgte bei mit Kieselgur beschmutzten Plattenproben ein schnellerer Hydrophobietransfer [1]. Die Plattenproben mit dem inerten Stoffen Tonoko weiß und Tonoko rot zeigten im Vergleich untereinander ähnliche Ergebnisse. Diese waren bei den meisten Plattenproben zwischen Kieselgur und Kaolin angesiedelt. Die mit Kaolin beschmutzten Plattenproben weisen im direkten Vergleich zu den anderen inerten Stoffen die längste Unterdrückung des Hydrophobietransfers auf. Bei den Untersuchungen an Isolatoren konnten diese Tendenzen (Auswirkung unterschiedlicher Trocknungszeiten auf die Hydrophobie) anhand der durchgeführten Prüfungen nicht eindeutig aufgezeigt werden. Dies ist wahrscheinlich u.a. auf die geringe Anzahl untersuchter Isolatoren und der damit fehlenden statistischen Sicherheit zurück zu führen.

Eine ausführliche Darstellung aller Untersuchungen und Ergebnisse ist dem Abschlussbericht zu entnehmen.

### Ausblick

Die Untersuchungsergebnisse der Materialqualifikation zeigen, dass bei geeigneter Materialauswahl eine Reduktion der Dichte und Materialkosten bei gleichzeitiger Verbesserung z.B. der Lichtbogenbeständigkeit möglich ist. Die Verwendung von Silanen zusammen mit MHK zeigt vielversprechende Ergebnisse in HTV. Daher wird empfohlen, die Materialforschung mit Bezug auf weitere mögliche Oberflächenbehandlungen der Füllstoffe weiterzuführen. Unter Verwendung von oberflächenbehandelten MHK konnte der maximal mögliche Füllgrad nicht ermittelt werden, sondern lediglich der generell positive Einfluss des verwendeten Vinylsilans aufgezeigt werden. Um die Gewichts- und Kostenreduktion zu maximieren, sind weitere Untersuchungen notwendig. Dies schließt Untersuchungen an Materialproben und Prototypen ein. Aufgrund der geringen verarbeiteten Materialmengen konnte die industriell verwendete Spritztechnik nicht mit dem syntaktischen Schaum getestet werden. Es wird empfohlen, diese Untersuchungen bei einer Weiterentwicklung des syntaktischen Schaumes aufzunehmen.

Die Festlegung eines einheitlichen Fremdschichtprüfverfahrens für die Polymerisolatoren bleibt eine große Herausforderung und eine wichtige Aufgabe, welche in naher Zukunft gelöst werden muss. Die Betrachtung verschmutzter Oberflächen von Polymerisolatoren und die damit verbundene Auswirkung auf die Hydrophobie war und ist noch gegenwärtig ein wichtiger Forschungsschwerpunkt. Dieses Ziel wurde mit Hilfe des Round Robin-Tests [1] weiter angenähert. Die hier erfolgten Untersuchungen und dargestellten Ergebnisse können einen Beitrag für die Herausarbeitung eines einheitlichen Prüfverfahrens leisten. Zur konkreten Ausarbeitung einer einheitlichen Vorbehandlung werden weiterführende Untersuchungen, aufbauend auf den bereits bestehenden Ergebnissen und den in diesem Projekt gewonnen Erkenntnissen,

empfohlen. Die verschiedenen Einsatzgebiete und Dimensionen der Isolatoren, verbunden mit unterschiedlichen Belastungen (Gleichspannung und/oder Wechselspannung) müssen in zukünftigen Untersuchungen Berücksichtigung finden. Unterschiedliche Vorkonditionierungstechniken, angefangen mit der Auswahl eines geeigneten inerten Stoffes für eine realitätsnahe Berücksichtigung der hydrophilen/hydrophoben Eigenschaft der Polymerisolatoren sowie der Herangehensweise beim Aufbringen der Schmutzschicht können zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Die Entwicklung einheitlicher Vorgehensweisen sollte deshalb ebenfalls im Fokus weiterführender Untersuchungen stehen. Diese Erfahrungen würden dann einen entscheidenden Beitrag für die Herausarbeitung der geforderten Norm zur Fremdschichtprüfung an Polymerisolatoren leisten.

### Literatur

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

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

## Online-Monitoring des Vernetzungsgrades polymer isolierter Energiekabel mittels Ultraschall

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.06.2015 – 30.11.2017

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

### Einleitung

Die aktuelle Situation der Energiepolitik stellt neue Herausforderungen an das Energieübertragungsnetz. Der Notwendigkeit neuer Leitungsverbindungen stehen vielfältige Interessen gegenüber, wodurch insbesondere in den Verteilungsnetzen häufig Kabelsysteme anstelle von Freileitungen gewählt werden. Somit kommt Kabelsystemen bei der Umsetzung der Energiewende eine weiter steigende Bedeutung zu.

### Motivation und Ziele

In der modernen Energiekabelproduktion für Mittel- und Hochspannungskabel wird 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 ein abschließender Test zur 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 sogar gänzlich unentdeckt.

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

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

### Aktuelle 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 vollvernetzt (Typ D) und unvernetzt (Typ A) 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 für unterschiedliche 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. So lässt sich der Grad der Vernetzung eines Prüflings mittels der gemessenen Schallgeschwindigkeit klassifizieren (Bild 1).

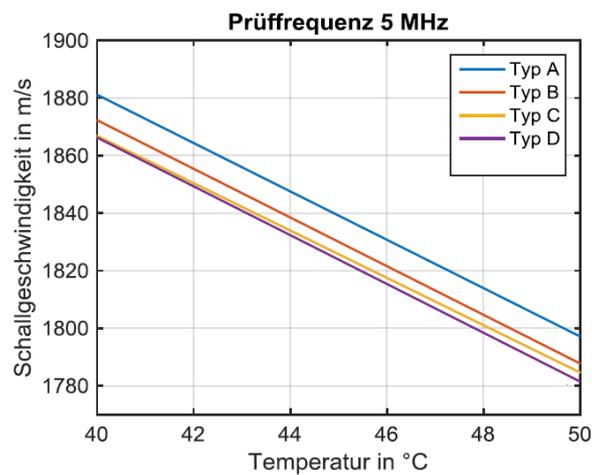


Bild 1 Schallgeschwindigkeiten in Abhängigkeit der Temperatur für verschieden vernetztes Polyethylen

Als zweite 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.

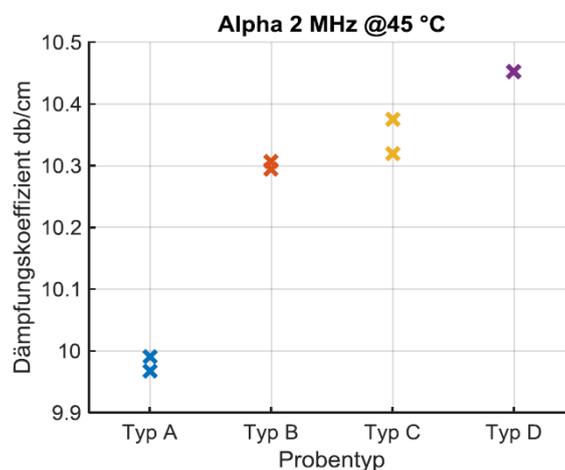


Bild 2 Schalldämpfung bei 45°C und 2 MHz für verschieden vernetztes Polyethylen

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 im weiteren Verlauf des Vorhabens eine Messanordnung konzipiert, welche eine Auslenkung der Kabelader aus der optimalen Messposition automatisch ausgleicht.

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

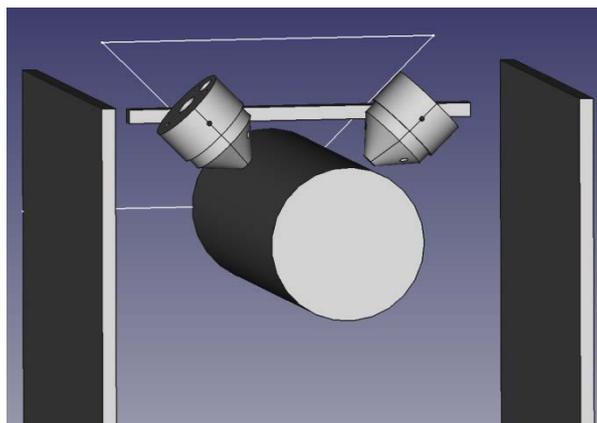


Bild 3 Konstruktions-Design für zweiköpfige Messanordnung

### Ausblick

Zur Verifikation der Auswertungsverfahren und der automatischen Nachführung befindet sich ein Demonstrator im Aufbau. Ziel ist eine möglichst realitätsnahe Nachbildung einer typischen Produktionslinie zu gestalten. Anhand der Vermessung von Kabeladern unterschiedlicher Spannungsebenen wird der Einfluss der verschiedenen Kabelabmessungen – insbesondere Durchmesser und Isolierwanddicke – untersucht. Des Weiteren werden unterschiedliche Produktionsgeschwindigkeiten nachgebildet und hinsichtlich der Messsignalqualität und deren Auswertbarkeit verglichen.

Neben dem Hardware-Aufbau werden die Verfahren zur Auswertung weiter verfeinert. So werden die bisher untersuchten Materialkenngrößen um weitere Parameter erweitert. Denkbar ist beispielsweise die Analyse markanter Eigenschaften des Frequenzspektrums in Abhängigkeit des Vernetzungsgrades unter Zuhilfenahme von statistischen Modellen und Berechnungsgrundlagen. Zudem werden die vielfältigen Parameter sowohl einzeln, als auch in Kombination, jeweils gegenüber dem Vernetzungsgrad betrachtet. Die sich dadurch ergebenden weiteren Ansätze zur Klassifikation und Monitoring des Vernetzungsgrades werden in die Auswertungsmethodik aufgenommen.

## 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

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer

## Smart Area: i3S – Intelligente Ortsnetzstation

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.07.2012 – 31.10.2016

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

### Einleitung

Die zunehmende dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen führt zu geänderten Anforderungen an die Verteilnetze, da diese neben der bisherigen Verteilungsfunktion heute zusätzlich die Funktion der Aufnahme und Weiterleitung eingespeister Energie haben. Da die Netzbetreiber neben der Endkundenversorgung mit einer adäquaten Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit dem Effizienzvergleich unterliegen, stellt sich die Frage, welche Innovationen geeignet sind, um eine effiziente, alle technischen Randbedingungen erfüllende, Netzinfrastruktur zu realisieren. Im Rahmen dieses Projektes wurde die Rolle von Ortsnetzstationen, die bisher überwiegend ohne aktive Regelung und Fernwirkankopplung ausgestattet sind, als Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsebene sowie als Einsatzpunkt für innovative Technologien untersucht.

Insbesondere wurden alternative Funktionalitäten und Gesamtkonzepte, beispielsweise im Hinblick auf Netzbeobachtbarkeit, Spannungsregelung und Fehlererkennung für eine „Intelligente Ortsnetzstation“ identifiziert, analysiert und entwickelt sowie auf ihre Einsatzmöglichkeiten und Effizienz quantitativ bewertet. Die entwickelten Prototypen wurden in eine intelligente Ortsnetzstation integriert und sowohl im Testlabor als auch im realen Netz einem Praxistest unterzogen und validiert.

### Schwerpunkte der Arbeiten der FGH

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

Um die theoretischen Überlegungen und Berechnungen mit realen Daten aus der Praxis zu untermauern wurden im Folgenden anhand der in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Kriterien prinzipiell geeignete Ortsnetze identifiziert und auf ihre Eignung für eine sekundärtechnische Erweiterung hin untersucht.

Dadurch wurde sichergestellt, dass auch bei der Integration von i3S in den aktiven Netzbetrieb die Funktionen „Spannungsschätzung“, „Spannungsregelung“ und „Fehlererkennung“ realisiert werden konnten. Außerdem wurden die so identifizierten Netze mit der Netzplanungssoftware Neplan® simuliert und die Schwachpunkte sowie die kritischen Stationen im jeweiligen Ortsnetz identifiziert. Dort wo Spannungsbandverletzungen zu erwarten waren, wurde ein „Fingerabdruck“ des Ortsnetzes ermittelt. Dieser setzt sich aus der kritischen Spannungsanhebung und der Summenleistung aller einspeisenden Anlagen des Ortsnetzes zusammen. Auf Grundlage dieser Simulationen wurden Einsatzorte und Parametrierungen der zusätzlichen Mess- und Sekundärtechnik innerhalb der untersuchten Netze festgelegt. Anschließend wurden die im Vorfeld identifizierten Netzstationen zu intelligenten Netzstationen umgebaut.

Tabelle 1 Auswahlkriterien anhand der Schlüsselfunktionalität einer intelligenten Ortsnetzstation

Funktion	Spannungsbeobachtung	Spannungsregelung	Fehlererkennung
<b>Auswahlkriterien</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Netze mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe</li> <li>▪ „vorkritisch“ in Bezug auf Spannungshaltung</li> <li>▪ Hohe PV-Durchdringung im NS-Netz</li> <li>▪ Möglichkeit der Spannungsmessung in den Netzschlechtpunkten</li> <li>▪ Stationsstandort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Netze mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe</li> <li>▪ „kritisch“ in Bezug auf Spannungshaltung</li> <li>▪ Hohe PV-Durchdringung im NS-Netz</li> <li>▪ Möglichkeit der Spannungsmessung in den Netzschlechtpunkten</li> <li>▪ Stationsstandort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lange MS-Ringe</li> <li>▪ ONS in der Mitte des Abganges</li> <li>▪ MS-Netz mit vergleichsweise schlechter Zuverlässigkeit</li> <li>▪ Vorhandene Kommunikationsanbindung</li> <li>▪ EEG-Anlagen (und andere Einspeiser) im MS-Netz</li> <li>▪ MS-Dreibeine</li> <li>▪ Stationsstandort</li> </ul>

Aufgrund des hohen Volumens an Messdaten während der Feldtests ist eine automatisierte Verarbeitung der Rohdaten erforderlich. Dazu wurden verschiedene Konzepte zur automatisierten Messdatenauswertung hinsichtlich Speicherbedarf, Zeitbedarf für die Auswertung sowie Funktionalität und Bedienbarkeit analysiert. Basierend auf dieser Analyse wurde ein Konzept umgesetzt, bei dem die Rohdaten mittels eines Import-Tools in eine MySQL-Datenbank übertragen werden. Durch ein weiteres Tool erfolgen dann die Weiterverarbeitung und die grafische Auswertung der in der Datenbank abgelegten Daten. Obwohl dieses Konzept im Vergleich zu einem direkten Einlesen der auszuwertenden Messdaten, z.B. in Excel komplexer ist und die Datenbank sehr groß werden kann, überwiegen die Vorteile durch die schnellere und komfortablere Auswertung nach einmaligem Import und geordneter Ablage in der Datenbank.

## Erzielte Ergebnisse

### Simulationen

Die Ergebnisse der Simulationen zur Spannungsregelung mit Hilfe des Spannungsbeobachters zeigen, dass die höchstzulässige Anschlussleistung durch die Spannungsregelung insbesondere in ländlichen Netzen deutlich angehoben werden kann. Das Potential für die Anhebung der höchstzulässigen Anschlussleistung hängt dabei von einer Reihe von Einflussfaktoren wie bspw. der Anlagenverteilung, der Anlagenleistung sowie der Abgangslängen im Niederspannungsnetz ab.

Die Simulationen zur Fehlererkennung und Fehlerlokalisierung dokumentieren, dass eine signifikante Reduktion der Wiederversorgungsdauer möglich ist, diese aber von der Struktur des Abgangs, der Abgangslänge und der Anzahl von ONS im Abgang abhängt. Die Ergebnisse liefern daher erste Erkenntnisse für die Ableitung von Einsatzkriterien für die Fehlerlokalisierung.

### Labortests

Die Ergebnisse der Labortests zur Spannungsschätzung und Spannungsregelung auf Niederspannungsseite können wie folgt zusammengefasst werden:

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

Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen zur Fehlererkennung und Fehlerortung auf Mittelspannungsseite lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Durch das neu entwickelte Verfahren wird die Fehlerart unabhängig von der Sternpunktbehandlung zuverlässig erkannt.

Die Fehlerortung liefert für zweipolige und dreipolige Fehler sehr gute Ergebnisse. Die Abweichung der ermittelten von der tatsächlichen Entfernung zur Fehlerstelle beträgt weniger als 10 %. Bei einpoligen Fehlern treten allerdings große Abweichungen auf.

### **Feldtests**

Im Rahmen der Feldtests werden die Messwerte und Ereignisse auf Archiv-PCs in den jeweiligen Ortsnetzstationen aufgezeichnet und in regelmäßigen Abständen abgeholt. In ersten Tests wurde zur Verifizierung des Spannungsbeobachters in einem Netz Messtechnik an den Schlechtpunkten eingebracht und die Spannungswerte über eine Woche aufgezeichnet. Die gemessenen Werte wurden dann mit den Schätzwerten des Spannungsbeobachters verglichen und auf Übereinstimmung geprüft. Im weiteren Verlauf der Feldtests wird darüber hinaus die Abweichung vom normalen Schaltzustand und damit die Sensitivität des Spannungsschätzers getestet und mit den Annahmen zu Beginn des Projekts verglichen.

Die Auswertungen ergeben eine gute Übereinstimmung.

Weitere Informationen zu den Verbundprojekten Smart Area Aachen finden sich unter [www.smartarea.de](http://www.smartarea.de). Detaillierte Ergebnisse des Verbundprojektes i3S werden im Fachbericht unter [http://smartarea.de/wp-content/uploads/2016/07/Intelligente-Ortsnetzstationen\\_Fachbericht.pdf](http://smartarea.de/wp-content/uploads/2016/07/Intelligente-Ortsnetzstationen_Fachbericht.pdf) dargestellt.

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

## Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen – Erarbeitung von Netzplanungskonzepten

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.07.2012 – 30.06.2016

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

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

### Rückblick

In den beiden ersten Jahresberichten zur Projektlaufzeit [1][2] wird über die Analyse der konventionellen Planungsgrundsätze, die Auswahl repräsentativer Netze aus dem Netzbereich der INFRAWEST sowie die Erstellung von synthetischen Netzen und Modellierung der Versorgungsaufgabe über im Projekt entwickelte/weiter entwickelte Verfahren des „Netzgenerators“ und des „NS-Kundenmodells“ referiert. Der Bericht im dritten Projektjahr [3] sowie die aus dem Projekt entstandene Veröffentlichung [5] erläutern das sich ergebende Optimierungsproblem und die planerischen Freiheitsgrade und motivieren den Einsatz eines genetischen Algorithmus als Lösungsalgorithmus. Ferner wird die Ausgestaltung der Bausteine des genetischen Algorithmus auf die vorliegende Optimierungsaufgabe beschrieben und die Funktionalität anhand exemplarischer Ergebnisse eines realen Netzes aufgezeigt. Der Bericht des letzten Jahres [4] geht näher auf die Methodik zur Ableitung von neuen Netzplanungskonzepten (NEPLAG) ein. Dazu werden zunächst die in einem Workshop mit dem Partner INFRAWEST abgeleiteten Anforderungen an Netzplanungskonzepte erläutert und aufgezeigt, auf Basis welcher netzbezogenen Parameter solche Planungsgrundsätze formuliert werden können. Im Anschluss wird die Diskriminanzanalyse als eine geeignete Methodik vorgestellt, um wiederkehrende Muster in den Zielnetzen zu erkennen.

### Erzielte Ergebnisse

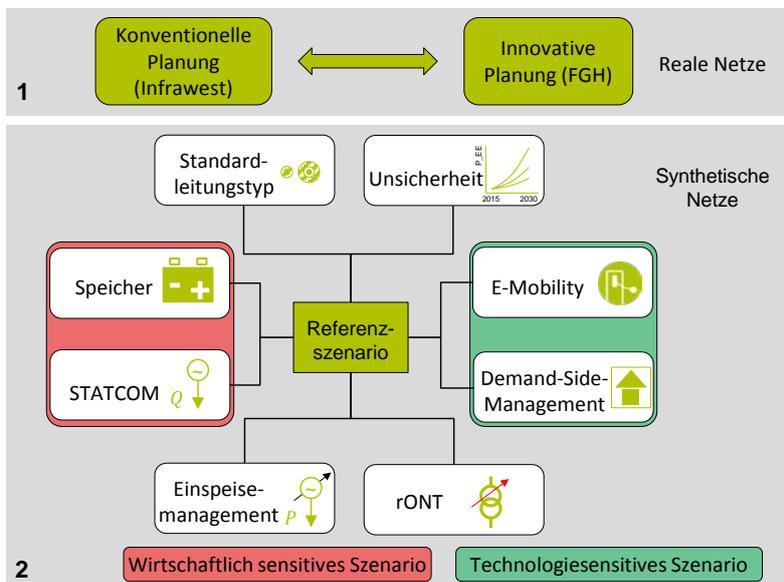


Bild 1: Untersuchungsprogramm

Wie bereits in den vorangegangenen Berichten aufgeführt, erfolgt die Ableitung der NEPLAG durch die detaillierte Analyse der Netzplanungsergebnisse. In Bild 1 ist dazu das Untersuchungsprogramm veranschaulicht.

### Reale Netze

Im ersten Schritt der Untersuchungen werden die Planungsergebnisse des konventionellen Planungsprozesses der INFRAWEST GmbH mit denen des innovativen Planungstools (FGH) verglichen. Diesen Untersuchungen liegen die realen Versorgungsaufgaben aus dem Netzgebiet der INFRAWEST zugrunde.

Das angestrebte Teilziel, konventionelle und innovative Planungsergebnisse der realen Netzausschnitte miteinander zu vergleichen, führte bereits in der Entwicklungsphase des Optimierungsprogramms zu einem engen Abstimmungsprozess zwischen der optimierenden Methodik und dem realen Netzplanungsprozess. Zum Beispiel wurde der für den realen Netzplanungsprozess bedeutende Teilprozess der Ausfallsimulation eines ONTs mit anschließender Wiederversorgung des unterlagerten NS-Netzes durch die benachbarten NS-Netze in vereinfachter Form in die Modellierung des Optimierungsprozesses des entwickelten Verfahrens aufgenommen. Sowohl der konventionelle als auch der innovative Planungsprozess hat ergeben, dass der Netzausbaubedarf des innerstädtischen Bestandsnetzes und auch des vorstädtischen Neubaugebiets am wirtschaftlichsten mit konventionellen Betriebsmitteln erfüllt werden kann. Beide Planungsarten bringen einen ähnlichen Betriebsmittelaufwand hervor, der sich nur durch den leicht abgeänderten Ansatz der Ausfallsimulation begründen lässt. Folglich lässt sich auf Basis der Auswertung und Vergleich der Planungsergebnisse der realen Netzausschnitte folgender NEPLAG formulieren:

In städtischen Verteilungsnetzen ist der standardisierte Einsatz innovativer Betriebsmittel zu heutigen Kosten keine wirtschaftliche Option.

Im Rahmen der Entwicklung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der realen Netzbereiche und auch der synthetischen Netze wurde der steigende Anteil an Elektromobilität berücksichtigt. Sowohl in den realen Netzen als auch in den synthetischen Netzen werden zur Behebung des durch Elektromobilität entstehenden Netzausbaubedarfs keine innovativen Betriebsmittel benötigt. Ursächlich dafür ist der Aspekt, dass zusätzliche Last durch Ladesäulen überwiegend Grenzstromüberschreitungen, insbesondere von Transformatoren, aber auch von Kabeln verursacht. Folglich lässt sich ein weiterer NEPLAG formulieren:

Da Elektromobilität hauptsächlich Grenzstromüberschreitungen verursacht, ist konventioneller Netzausbau in diesem Fall die wirtschaftlichste Handlungsoption.

### Synthetische Netze

Der zweite Schritt des in Bild 1 dargestellten Untersuchungsprogramms beinhaltet die Analyse der durch die FGH erstellten synthetischen Verteilnetze. Die Fragestellungen des Referenzszenarios sowie der sieben Sensitivitätsuntersuchungen sind im Folgenden aufgelistet:

- Referenzszenario: Welche konventionellen und innovativen Betriebsmittel werden relevant?
- DSM und Elektromobilität: Stellt DSM ein Werkzeug für die Netzplanung dar? Müssen die NEPLAG im Kontext der Elektromobilität angepasst werden?
- Speicher und STATCOM: Bei welchen Kosten werden diese kostenintensiven Betriebsmitteln relevant und wo und in welchen Netztypen werden Speicher bzw. STATCOMs eingesetzt?
- Standardleitungstyp: Sind mehrere Standardleitungstypen sinnvoll?
- Unsicherheit: Welchen Einfluss hat Unsicherheit auf die Robustheit der Netzplanung?
- Einspeisemanagement: Stellt Einspeisemanagement als betriebliche Maßnahme eine Alternative zu den innovativen Primärbetriebsmitteln dar?

- **rONT**: Wann ist der Einsatz eines regelbaren einem konventionellem ONT in Kombination mit Netzausbau vorzuziehen?

Die aufgelisteten Untersuchungen wurden auf 14 synthetische MS-Netzbereiche angewendet mit insgesamt 610 NS-Netzen, wobei durch Variation der untersuchungsspezifischen Eingangsdaten ca. 450 einzelne Szenarien berechnet wurden.

Im Folgenden soll die Bewertung der Sensitivitäten der Netzplanungsergebnisse sowie die anschließende Ableitung der NEPLAG ausgeführt werden. Dazu werden zunächst der Netzausbaubedarf bzw. die Grenzwertverletzungen der synthetischen NS-Netze aller untersuchten Versorgungsaufgaben gemäß Bild 2 herangezogen.

Betrachtung des Referenzszenario: 100 % EE-Anlagenleistungszubau

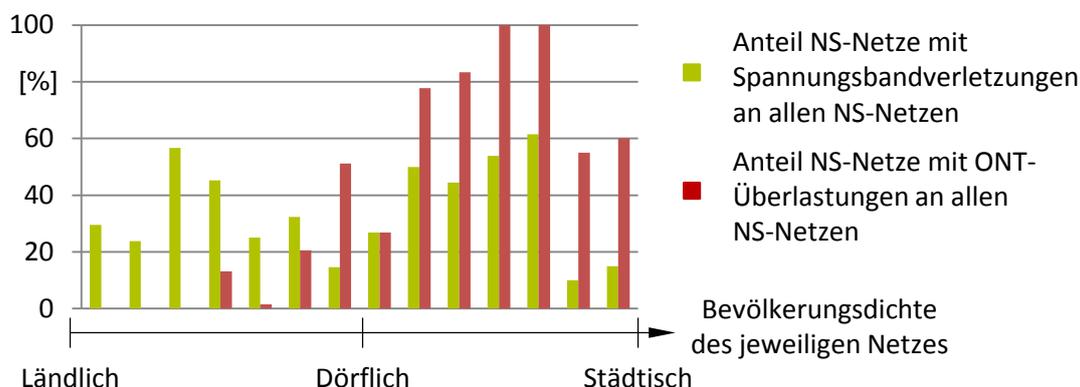


Bild 2: Grenzwertverletzungen der untersuchten Verteilnetze ohne Netzausbau

Je städtischer ein NS-Netz ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass bei zukünftiger Versorgungsaufgabe der ONT überlastet ist. In städtischen Netzen werden in der Regel Transformatoren mit Nennleistungen von 630 kVA eingesetzt. Zur Lösung des Auslastungsproblems muss hier ein weiterer oder ein größerer Transformator eingesetzt werden. Ein rONT kann in diesem Fall nur eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsgrenzwertverletzungen in diesen Netzen zu beheben, wenn Baugrößen oberhalb von 630 kVA einen Freiheitsgrad in der Netzplanung darstellen würden. Dieser Aspekt wird im Projekt aber nicht berücksichtigt.

In ländlichen Netzen hingegen ist durch hohe Abgangslängen die Spannungsbandverletzung an Knoten der NS-Ebene der wesentliche Treiber für den Netzausbau. In 6 % dieser Netze stellen innovative Betriebsmittel die wirtschaftlichste Lösung zur Behebung des Netzausbaubedarfs dar und werden vom optimierenden Planungstool eingesetzt. Beispielhaft sind in Tabelle 1 das Mengengerüst und die Gesamtkosten eines synthetischen, ländlichen Netzgebietes, geplant mit innovativen und konventionellen Betriebsmitteln dargestellt.

Tabelle 1: Vergleich von Mengengerüst und Netzkosten von konventionellen und innovativen Betriebsmitteln

Planungsart	Eingesetzte Betriebsmittel						Kosten [€/a]
	rONT	STATCOM	Speicher	Ltg.-ausbau MS [km]	Ltg.-ausbau NS [km]	Verstärkter ONT	
innovativ	7	0	0	4.91	0.6	19	58117
konventionell	0	0	0	6.77	1.55	24	67257

Der Vergleich der Planungsergebnisse zeigt, dass die hier eingesetzten rONT den Leitungsausbau in der NS-Ebene deutlich reduzieren. Die annuitätischen Netzkosten des innovativen Planungsergebnisses dieser exemplarischen Versorgungsaufgabe und des Ausgangsnetzes sind etwa 14 % geringer als die Netzkosten des Planungsergebnisses mit konventionellen Betriebsmitteln (Bild 3).

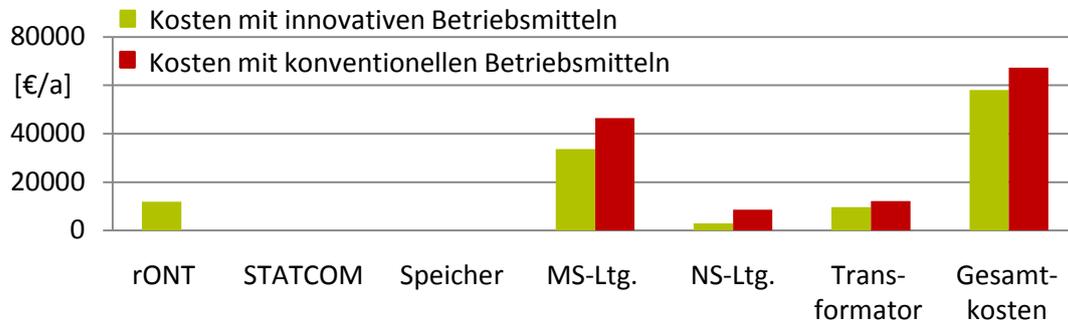


Bild 3: Betriebsmittelscharfer Kostenvergleich bei Einsatz von konventionellen oder innovativen Betriebsmitteln

Die eingesparten Kosten des Leitungsaubaus der MS-Ebene stellen dabei den größten Reduktionsfaktor dar. Eine Verwendung innovativer Betriebsmittel kann also eine wirtschaftlichere Lösung darstellen als eine rein auf konventionellen Betriebsmitteln basierte Planung. Gleichwohl ließ sich aus der Analyse der Berechnungsergebnisse keine Anwendungsgrenze für den rONT festlegen, die anhand weniger Parameter definiert ist. Als NEPLAG lässt sich daher ableiten:

In ländlichen Verteilungsnetzen ist der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln (insbesondere von rONT) als wirtschaftliche Option zu prüfen.

Betrachtung der Unsicherheit im Zubau der EE-Anlagenleistung

Auch die Unsicherheit in der Entwicklung von Last und Einspeisung von Versorgungsaufgaben wird im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung behandelt. Dazu werden verschiedene Ausbauvarianten der Versorgungsaufgaben im Rahmen des Planungsverfahrens herangezogen. In Bild 4 sind die Kosten der jeweiligen Ausbauvariante von zwei exemplarischen ländlichen Verteilernetztypen, geplant mit innovativen und konventionellen Betriebsmitteln, gegenübergestellt.

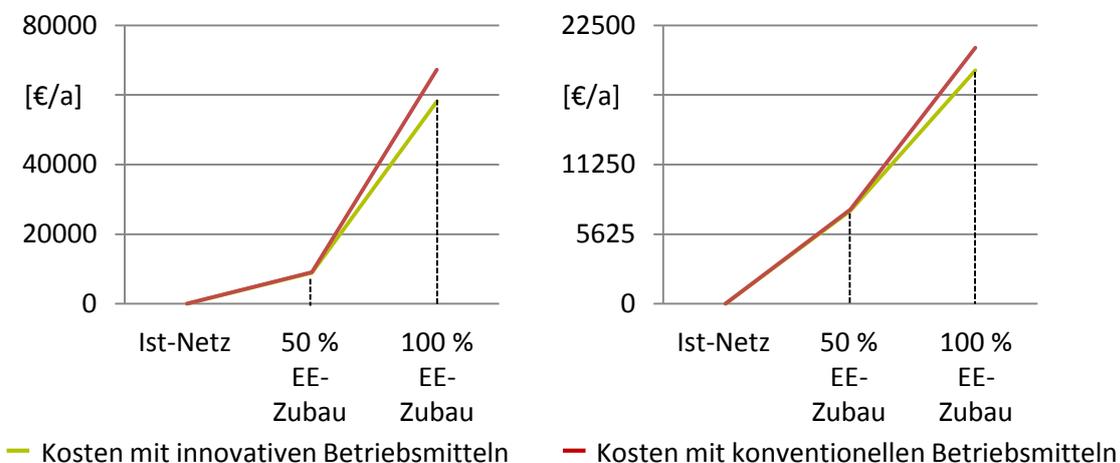


Bild 4: Netzkosten in verschiedenen Ausbaustufen ländlicher Versorgungsaufgaben

Bei beiden Versorgungsaufgaben ist zu erkennen, dass in der Ausbauvariante mit 50 % zusätzlicher EE-Leistung (bezogen auf das Ist-Netz) die Kosten der beiden Planungsergebnisse nahezu identisch sind. Wird die 100 %-Variante betrachtet, liegen die Kosten des innovativen Planungsergebnisses aber unter denen des mit konventionellen Betriebsmitteln erreichten Ergebnisses.

Bei der Betrachtung der Unsicherheit über den Zubau der EE-Anlagenleistung stellt sich heraus, dass die innovativen Betriebsmittel bei Kostengleichheit zu bevorzugen sind, da sie in einem möglichen Szenario mit höherer EE-Anlagenleistung wirtschaftlicher sein können. Dies erfordert bei hoher Unsicherheit über den Anlagenzubau die frühzeitige Analyse des betroffenen Verteilnetzes und die Absicherung der Planung durch mehrere Szenarien. Hierbei kann sich, wie in Bild 4 dargestellt, der kostensparende Effekt der innovativen Betriebsmittel in einzelnen Szenarien zeigen. Dies konnte in mehreren ländlichen Versorgungsaufgaben festgestellt werden.

Bei hohen Unsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Zubaus der EE-Anlagenleistung können innovative Betriebsmittel eine wirtschaftliche Lösung sein.

Die im Rahmen der anderen Sensitivitätsuntersuchungen abgeleiteten NEPLAG sind in der folgenden Tabelle 2 dargestellt:

*Tabelle 2: Zusammenfassung weiterer abgeleiteter NEPLAG*

<b>Untersuchungsart</b>	<b>Abgeleiteter NEPLAG</b>
Standardleitungstyp	Die Auswahl von einem Standardleitungstypen ist sinnvoll
STATCOM	Bei aktueller Kostensituation ist der Einsatz von STATCOMs nicht wirtschaftlich
Speicher	Bei aktueller Kostensituation ist der Einsatz von Netzspeichern ohne zusätzliche Vermarktung nicht wirtschaftlich
DSM	In städtischen Netzen reduziert DSM bei flächendeckendem Einsatz den Netzausbau
Einspeisemanagement	Die Einführung von Einspeisemanagement reduziert Netzausbau
Referenzszenario	Bei jedem spannungsbedingtem Netzausbau ist der Einsatz eines rONT zu prüfen
Referenzszenario	Der rONT kann auch MS-Netzausbau substituieren

### **Zusammenfassung**

Durch die hohe Anzahl innovativer Netzbetriebsmittel und -konzepte steigt die Anzahl der Freiheitsgrade in der Netzplanung stark an, zudem müssen die Netze für eine neuartige Versorgungsaufgabe geplant werden. Dies führt dazu, dass der Prozess der Netzplanung deutlich komplexer geworden ist und zukünftig weiter zunehmen wird. Aus diesem Grund können die in der Netzplanung verwendeten klassischen Netzplanungsgrundsätze (NEPLAG), die den Netzplaner bei seinen Aufgaben unterstützen, in ihrer jetzigen Form nicht mehr verwendet werden, sondern müssen weiterentwickelt werden. Ziel dieses Projekts war es deswegen, NEPLAG zur Berücksichtigung von innovativen Betriebsmitteln und -konzepten in der Netzplanung zu erarbeiten.

Zu diesem Zweck wurden reale und synthetisch generierte Mittel- und Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung der innovativen Netzbetriebsmittel und -konzepte geplant und die Planungsergebnisse

einem mit konventionellen Betriebsmitteln geplanten Netzentwurf gegenübergestellt. Die Ergebnisse wurden durch ein neu entwickeltes, rechnergestütztes kombinatorisches Optimierungsverfahren generiert, welche durch Netzentwürfe erfahrener Netzplaner ergänzt wurden. Basierend auf diesen umfangreichen Netzplanungsergebnissen wurden die bestehenden NEPLAG überprüft, überarbeitet und somit erweitert. Die Ergebnisse geben Hinweise, wie zukünftig NEPLAG für Verteilnetze formuliert werden können.

Die Planungsergebnisse zeigen, dass innovative Betriebsmittel eine wirtschaftliche Option zu konventionellem Netzausbau darstellen. Insbesondere in ländlichen Netzen können durch geeigneten Einsatz Kosten eingespart werden. In städtischen Netzen hingegen ist der konventionelle Netzausbau meistens die wirtschaftlichste Handlungsoption. Es konnte abgeleitet werden, dass einige der untersuchten Betriebsmittel erst bei deutlicher Kostenreduktion in der Netzplanung berücksichtigt werden sollten. Auf Basis der Planungsergebnisse wurden 10 NEPLAG für innovative Betriebsmittel und -konzepte formuliert.

Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass NEPLAG aufgrund der zukünftigen Vielzahl möglicher Handlungsoptionen in der Netzplanung nicht mehr als klare Wenn/Dann-Regeln formuliert werden können. Die Wechselwirkungen zwischen konventionellen und innovativen Lösungen, die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe sowie die Vielzahl an weiteren Einflussfaktoren (bspw. historische Netzentwicklung) erhöhen die Komplexität in der Netzplanung so stark, dass zukünftig vermehrt eine Einzelfallprüfung notwendig wird. Somit geben die NEPLAG zukünftig keine direkte Auswahl oder ein Vorgehen mehr vor, sondern formulieren vielmehr mögliche Handlungsoptionen und notwendige Prüfungen.

#### Literatur

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

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

## ProFuDiS – Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

BMW-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2012 – 31.12.2016

*Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderte Konsortialprojekt „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ unter dem Akronym „ProFuDiS“ ([www.profudis.de](http://www.profudis.de)) erforschte von Anfang Dezember 2012 bis Dezember 2016 in drei Arbeitspaketen (AP) die möglichen Anforderungen an Schutzsysteme zur Sicherstellung des sicheren und zuverlässigen Betriebs elektrischer Verteilungsnetze von morgen. An der Projektbearbeitung waren neben der FGH sowohl Hochschul- als auch Wirtschaftspartner beteiligt, nämlich die RWTH Aachen als Konsortialführer, die HTW Saarland, die Innogy SE vertreten durch die Westnetz GmbH, Omicron electronics GmbH, SMA Solar Technology AG. Unterstützt und intensiv begleitet haben zudem die ABB AG, Siemens AG, Schneider Electric GmbH, sowie der NH/HH-Recycling e.V.*

Aufgrund der sich verändernden Netznutzung und -ausstattung von den in der Vergangenheit typischerweise passiven Netzen hin zu zukünftigen Verteilungsnetzen, welche in zunehmendem Maße die Integration von dezentralen Erzeugern und Speichern fordern, besteht die Notwendigkeit, die bisher verwendeten Schutzmechanismen zur Sicherstellung eines einwandfreien Betriebs der Verteilungsnetze näher zu untersuchen [1, 3]. Gerade die in der Praxis verwendete übliche Schutzanalyse und Berechnung von Parametrierungsgrenzen durch einfache Abschätzungen ist hierbei fraglich. Die FGH hat sich deshalb im Forschungsprojekt ProFuDiS im Wesentlichen der Frage gewidmet, wie zukünftig weiterhin mit praxistauglichen Methoden der Netzschutz analysiert und ausgelegt werden kann. Die Praxistauglichkeit beinhaltet in diesem Zusammenhang folgende drei Aspekte [8]:

- Die Nutzung geeigneter quasistationärer Berechnungsverfahren, wie sie für die Schutzauslegung in der Vergangenheit auch angewendet wurden [2]. Relevante dynamische Effekte sollen dabei vereinfacht abgebildet werden.
- Eine geeignet komprimierte Ergebnisdarstellung, durch die für den Anwender eine übersichtliche Bewertung des Netzschutzes ermöglicht wird.
- Die Nutzung von Regeln zur vereinfachten Schutzbewertung, um auch zukünftig möglichst auf eine vollumfängliche, komplexe Schutzbewertung verzichten zu können.

Ausgehend von den im Projekt entwickelten Methoden wurden unterschiedliche Netze analysiert, um die Grenzen bestehender Schutzkonzepte identifizieren zu können und technisch/wirtschaftliche Handlungsempfehlungen zur Wiederherstellung der geforderten Schutzfunktionen abzuleiten.

### Quasistationäre KS-Berechnung unter Berücksichtigung des DEA-Verhaltens

Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA), welche sich im Fehlerfall entsprechend Gesetzgebung und Richtlinien (z.B. VDE-AR-N 4110) nicht unmittelbar vom Netz trennen, können einen Einfluss auf den am Schutzgerät gemessenen Kurzschlussstrom (KS-Strom) haben. Dabei wird entsprechend BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ zwischen Typ 1- und Typ 2-Anlagen unterschieden. Typ 2-Anlagen sollen auf Anforderung des Anschlussnetzbetreibers neben der Vorgabe des Verbleibs am Netz während eines Spannungseinbruchs zusätzlich einen von der Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) abhängigen Blindstrom einspeisen. Dabei ist jedoch der maximale Betrag des einspeisenden Stromes nur unwesentlich höher als der Nennstrom der Anlage. In jedem Fall findet eine Einregelung auf den neuen Betriebspunkt im Fehlerfall statt, wie es in Bild 1 (links) dargestellt ist. Dabei ist der dynamische Verlauf abhängig von der DEA-Technologie. Während bei Vollumrichter-gekoppelten Anlagen der Strombetrag zu keinem Zeitpunkt deutlich über dem Nennstrom liegt, sind bei elektrischen Maschinen kurzzeitig deutlich höhere KS-Beiträge möglich.

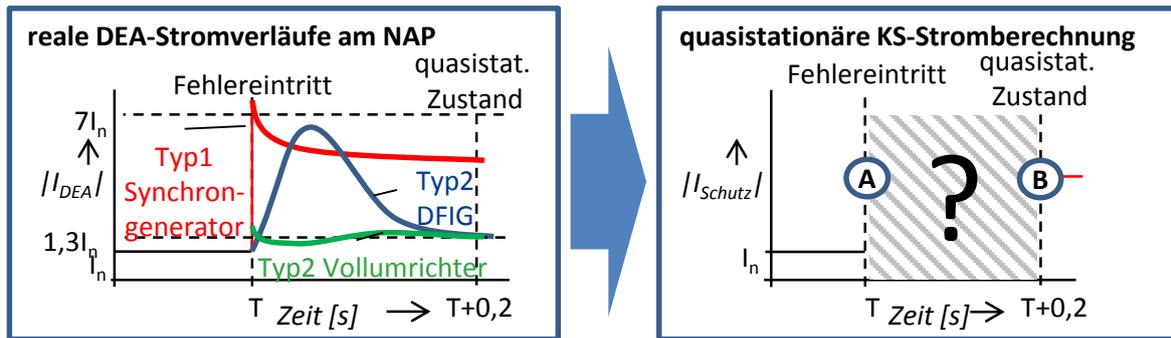


Bild 1 Reale Verläufe der typspezifischen Stromeinspeisung einer DEA am NAP (links) und mögliche Stützwerte einer quasistationären KS-Berechnung für die Ströme am Schutzgerät (rechts)

Im Rahmen von quasistationären KS-Berechnungen sind lediglich Betrachtungen diskreter Zeitpunkte möglich. Beispielsweise kann eine Berechnung zum Zeitpunkt des KS-Eintritts (A) und im eingeregelter Zustand (B) erfolgen (vgl. Bild 1 rechts). Im Projektverlauf wurden entsprechende Verfahren entwickelt, welche die Berücksichtigung unterschiedlicher DEA-Verhalten im KS-Fall zu den beiden angegebenen Zeitpunkten ermöglichen.

Die genannten dynamischen Effekte der Einregelung finden in einem Bereich statt, in dem Schutzgeräte im Netz die Entscheidung über Anregung und Auslösung treffen. Aus diesem Grund wurde das Schutzverhalten im Rahmen von dynamischen Simulationen in Netzen mit hoher DEA-Durchdringung genauer untersucht. Über die im FGH-Jahresbericht 2015 dargestellten Ergebnisse hinaus konnten allgemeine Regeln abgeleitet werden, mit denen ein Fehlverhalten des Netzschutzes, bedingt durch neuartige dynamische Effekte vermieden werden können [7]:

- Fehlfunktionen durch eine Verzögerung in der Anregung können durch die Verwendung von ausreichend großen Staffelnabständen vermieden werden (z.B. 300 ms).
- Das Risiko für das Auftreten von Überfunktionen verringert sich durch die Verwendung des Anregelverlässlichkeitsfaktors und einer Mindestverzögerungszeit (>100 ms).

Durch Berechnung der oben genannten Stützpunkte (A) und (B) und anschließender Bewertung des Schutzverhaltens ist weiterhin eine Verwendung quasistationärer Verfahren möglich. Dazu vertiefende Ausführungen werden auf der CIRED 2017 vorgestellt.

### Schutzbewertung und Visualisierung der Ergebnisse

Die im Rahmen des Projektes gemeinsam mit den Konsortialpartnern publizierten Veröffentlichungen haben gezeigt, dass eine einfache a priori-Abschätzung der schutzauslegungsrelevanten Fehlersituation hinsichtlich Fehlerart und Fehlerort in Netzen mit hoher DEA-Durchdringung nicht mehr allgemeingültig möglich ist [6]. Aus diesem Grund ist eine vollumfängliche Schutzbewertung erforderlich, um weiterhin belastbare Aussagen über die Schutzauslegung zu ermöglichen. Das Konzept des hierfür im Rahmen des Projektes entwickelten Verfahrens ist vereinfacht in Bild 2 dargestellt.

In der Vorbereitung werden netzanalytisch Schutzbereiche dem Netzschutz zugeordnet und darauf aufbauend die jeweils betrachtungsrelevanten Fehlerfälle identifiziert. Für diese Fehlerfälle und die auslegungsrelevanten Normalbetriebssituationen wird anschließend in der Netzschutzzustandsanalyse das Schutzverhalten analysiert. Hierbei kann, wie oben beschrieben, eine Vereinfachung der dynamischen Effekte über eine quasistationäre zweistufige KS-Berechnung durchgeführt werden.

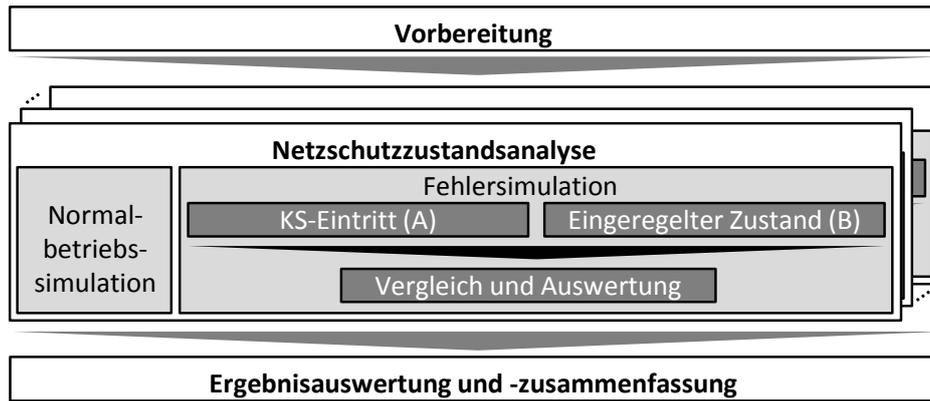


Bild 2 Überblick über die Schutzbewertungsmethode

In einem letzten Schritt werden die Ergebnisse auf die auslegungsrelevanten Netzschutzzustände reduziert und diese über geeignete Visualisierungskonzepte dargestellt. Dafür ist exemplarisch in Bild 3 verdeutlicht, wie ein Bewertungsergebnis für das markierte Schutzgerät im Hauptschutz- (HSB, in diesem Fall SS2) und Reserveschutzbereich (RSBB, hier alle Abgänge) aussehen kann.

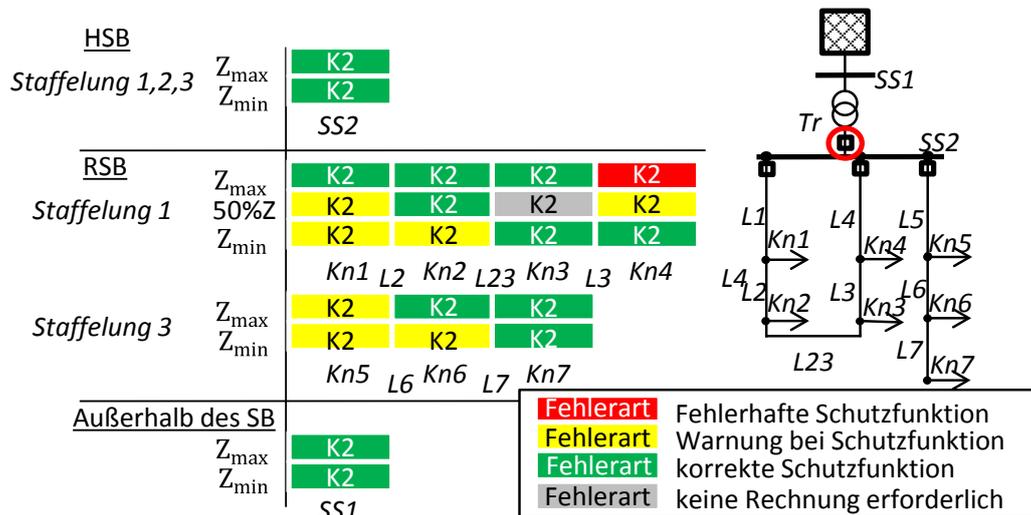


Bild 3 Visualisierung der Bewertungsergebnisse aller Netzschutzzustände für ein Schutzgerät

Simuliert werden alle Fehler an sämtlichen Netzknoten. Dabei wird eine minimale ( $Z_{min}$ ) und maximale ( $Z_{max}$ ) Fehlerimpedanz angenommen. Dargestellt werden die Fehler im Haupt- und Reserveschutzbereich, welche zum minimalen KS-Strom am Schutzgerät führen – in dem Beispiel lediglich zweipolige KS. So lange ein Fehler am jeweiligen Ort zur geforderten Schutzfunktion führt, wird dies als grün dargestellt. Sobald ein Grenzwert nicht mehr eingehalten wird (z.B. die Anregeverlässlichkeit), jedoch trotzdem ein korrektes Verhalten möglich ist, ist dieser Fehler gelb hinterlegt. Bei fehlerhafter Funktion wird dies mit Rot gekennzeichnet. Sollte der Fall eintreten, dass bei minimaler und maximaler Fehlerimpedanz andere Bewertungsergebnisse resultieren, werden sukzessive die Grenzen der aktuellen Parametrierung bestimmt.

Neben dem dargestellten Visualisierungskonzept wurden weitere realisiert, die im 2017 erscheinenden Abschlussbericht ausführlich dargestellt werden.

### Ableitung von Regeln zur vereinfachten Schutzbewertung

Im Rahmen der Bewertung von Schutz herausforderungen und einer Gefährdungsanalyse wurden die entwickelten Verfahren auf unterschiedliche Netze angewendet und hieraus Aussagen abgeleitet, unter welchen Gegebenheiten heute angewendete Methoden und heutige Schutzkonzepte nicht mehr funktio-

nieren [4]. Es konnte gezeigt werden, dass die unterstellte DEA-Parametrierung für durch die Netzanschlussregeln nicht vordefinierten Aspekte einen deutlichen Einfluss auf den auslegungsrelevanten KS-Strom besitzt. Ein solcher Aspekt ist die Wirkstromeinspeisung der DEA während des Fehlers. Hier sollte beispielsweise von einer maximalen Wirkstromeinspeisung ausgegangen werden [5]. Da die konkreten Auswirkungen jedoch vom betrachteten Netz abhängen, sollten die Berechnungen trotzdem ex post auch mit anderen DEA-Parametrierungen geprüft werden.

Der KS-Beitrag der DEA führt dazu, dass neben den früher a priori bekannten KS-Situationen auch andere KS-Arten betrachtungsrelevant sind. Diese treten jedoch weiterhin am Abgangsende auf. Somit ist zukünftig mindestens eine Betrachtung des schutzrelevanten Fehlertypen am elektrisch entferntesten Punkt im jeweiligen Schutzbereich erforderlich.

Darüber hinaus zeigte sich, dass Schutzprobleme, welche durch DEA resultieren, vor allem in Netzen mit hoher Einspeiseleistung zu erwarten sind.

### Technisch/wirtschaftliche Handlungsempfehlungen

Abschließend wurden technisch mögliche Lösungen bei erforderlicher Schutzanpassung diskutiert und diese gemeinsam mit den Konsortialpartnern mit dem Ziel, eine kostenoptimale Wiederherstellung der Erfüllung aller Schutzanforderungen zu erreichen, im wirtschaftlichen Kontext betrachtet. Aus Sicht des Netzbetreibers empfiehlt es sich dabei, zielgerichtet den Netzschutz an den vorab identifizierten Problemstellen zu ertüchtigen (s. Bild 4). Oftmals ist hierbei eine zusätzliche Richtungserkennung ausreichend.

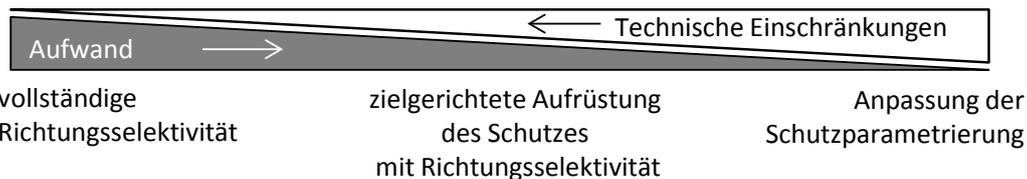


Bild 4 Technisch/wirtschaftlicher Zielkonflikt bei Handlungsempfehlungen

Weitere, innovative Möglichkeiten könnten durch Komponenten- und Anlagenhersteller zur Verfügung gestellt werden, wie z.B. adaptiver Schutz durch Kommunikationstechnik zwischen DEA und Netzschutz oder die Nutzung eines fehlerortspezifischen DEA-Verhaltens. Die sinnvolle Integration in aktuelle Konzepte ist dabei noch zu klären und war nicht Ziel des Projektes. Generell zeigt sich jedoch, dass es keine dominante Lösung gibt, da die Wahl der Handlungsalternative vom Netz und der Strategie des Netzbetreibers abhängig ist.

### Zusammenfassende Erkenntnisse aus dem Projekt

In heutigen Verteilungsnetzen mit einer nur geringen DEA-Durchdringung sind keine auf DEA zurückzuführenden Schutzprobleme zu erwarten. Aber vor allem in ländlichen Netzen mit einer hohen dezentralen Einspeisung muss der Netzschutz detaillierter betrachtet werden. Die entwickelten Entscheidungshilfen bieten Möglichkeiten eine a priori-Entscheidung über die Betrachtungstiefe zu treffen.

Aktuell übliche Auswahlhilfen zur betrachtungsrelevanten Fehlersituation und die DIN VDE 0102 sind für die Bestimmung des auslegungsrelevanten minimalen Kurzschlussstromes am Schutzeinbauort nicht mehr allgemein gültig. Hierdurch wird eine vollumfängliche Schutzbewertung erforderlich.

Die entwickelten Verfahren schaffen eine praxismgerechte und realitätsnahe Schutzauslegung indem

- schutzauslegungsrelevante KS-Größen unter Einfluss des DEA-Verhaltens im Fehlerfall quasi-stationär bestimmen werden können,

- eine Bewertung von Schutzkonzepten mit nach wie vor geltenden Anforderungen durchgeführt wird,
- anhand der übersichtlich und anwendungsbezogenen visualisierten Bewertungsergebnisse Entscheidungen über die Schutzparametrierung oder -ertüchtigung getroffen werden können.

Das DEA-Verhalten im Fehlerfall hat einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die schutzauslegungsrelevanten Größen und führt zu großen Bandbreiten in den Ergebnissen. Die anlagenspezifische Ausgestaltung und nicht vollumfänglich vorgeschriebenen Verhaltensweisen erschweren die Netzberechnung in der Praxis. Aktuell gültige Richtlinien sollten in dieser Hinsicht weiterentwickelt werden.

Die Simulationsergebnisse haben viele Fälle identifiziert, in denen auch bei Berücksichtigung des DEA-Verhaltens weiterhin eine Anwendung des UMZ-Schutzes möglich ist. Allerdings konnten auch Konstellationen aufgezeigt werden, in denen eine Beibehaltung aktueller Schutzkonzepte nicht ohne weiteres funktioniert. Zu diesen identifizierten Problemen konnten heute verfügbare technisch mögliche und wirtschaftlich angemessene Lösungen gefunden werden. Die Handlungsempfehlungen bei erforderlicher Schutzkonzeptanpassung sind abhängig

- vom Schutzproblem,
- vom betrachteten Netz und,
- von den Präferenzen des Netzbetreibers.

Der Schlussbericht wird Mitte 2017 veröffentlicht.

### Projektspezifische Veröffentlichungen

- [1] Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Glinka, F.; Wippenbeck, T.; Erlinghagen, P.; Schnettler, A.; Igel, M.; Winternheimer, S.: Verteilungsnetze mit starker dezentraler Einspeisung: Herausforderungen an den Netzschutz, EW: das Magazin für die Energiewirtschaft, 1/2015, S. 52-54
- [2] Wippenbeck, T.; Schnettler, A.; Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Schmidt, T.; Theisen, T.; Sakschewski, V.: Development and Cross-Validation of Short-Circuit Calculation Methods for Distribution Grids with High Penetration of Inverter-Interfaced Distributed Generation, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015
- [3] Glinka, F.; Wippenbeck, T.; Erlinghagen, P.; Schnettler, A.; Igel, M.; Ames, M.; Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Anheuser, M.: Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen, 23. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 2015
- [4] Jäkel, M.; Schäfer, P.; Schacht, D.; Patzack, S.; Moser, A.: Modular Probabilistic Approach for Modelling Distribution Grids and its Application, International ETG Congress 2015, Bonn, 2015
- [5] Jäkel, M.; Schönefeld, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Sichermann, J.: Berücksichtigung von dezentraler Einspeisung in der Kurzschlussstromberechnung und Auswirkung auf schutzrelevante Größen, 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2016, Berlin, Germany
- [6] Jäkel, M.: Schutzkonzepte für die Netze der Zukunft, FGH-Fachtagung „Planung von Verteilungsnetzen“, Heidelberg, 2016

Darüber hinaus sind folgende weitere Publikationen im Jahr 2017 geplant:

- [7] Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Glinka, F.; Schnettler, A.: Practise-Oriented Consideration of the Dynamic Fast Fault Current of Power Park Modules in Grid Protection Analysis, CIRED 2017, Glasgow, 12.-15.06.2017
- [8] Jäkel, M.: Praxisgerechte Netzschutzbewertung in Verteilungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung (Dissertation)

## Raumoptimierte Freileitungen – compactLine

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2013 – 31.03.2018

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

### Einleitung

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.

### Motivation und Ziele

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

### Untersuchungen und Ergebnisse

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

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

Für die im Rahmen des Projektes geplante Versuchsanlage in Jessen und das dazugehörige, laufende Genehmigungsverfahren werden Berechnungen sowohl der zu erwartenden elektromagnetischen Feldbelastung als auch der Korona-Geräuschemissionen benötigt.

Die notwendigen Berechnungen wurden mit Hilfe der Software WinField und dem bei der FGH vorhandenen Tool zur Erzeugung von compactLine-Geometriedaten für WinField durchgeführt. Dabei wurde nicht nur die aktuell vorgesehene Phasenbelegung der Versuchsanlage berücksichtigt, sondern auch für alle anderen möglichen Phasenbelegungen Berechnungen durchgeführt. Für den Fall, dass die Phasenbelegung zu einem späteren Zeitpunkt einmal geändert werden sollte, liegen die Berechnungsdaten somit schon vor.

Es ergeben sich keine Grenzwertverletzungen für die vorgesehene Phasenbelegung der Versuchsanlage (siehe Bild 1). Lediglich für den theoretischen Fall des Einsatzes zweier alternativer Phasenbelegungen sind im Bereich der Schaltanlage Werte für die elektrische Feldstärke über dem Grenzwert von 5 kV/m ermittelt

worden. Bei späteren Anwendungen ließe sich dies jedoch ggf. durch andere konstruktive Lösungen verhindern.

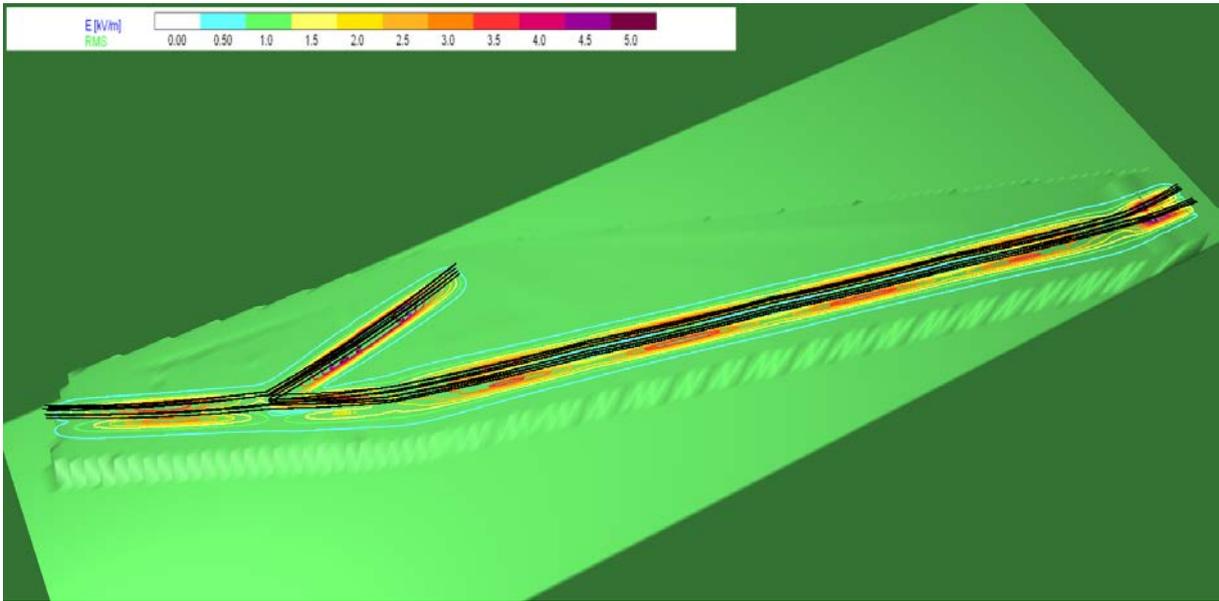


Bild 1 Berechnete elektrische Feldstärke auf Pilotleitungsabschnitt

Aufgrund einer technisch notwendigen Änderung des geplanten Erdseiltyps konnten die elektrischen Prüfungen dieser Komponenten erst im zweiten Halbjahr 2016 durchgeführt werden. Es wurden sowohl Kurzschlussstromprüfungen als auch Prüfungen mit simuliertem Blitzeinschlag am Sondererdseil durchgeführt. Dabei waren die Prüflinge im Prüfraum der SAG eingespannt und eine den Betriebsbedingungen entsprechende Zugkraft eingestellt.



Bild 2 Sondererdseil mit herausgeführten Lichtwellenleitern

Neben der Überprüfung der mechanischen Belastungsfähigkeit des Seils wurden insbesondere die Auswirkungen der Prüfungen auf die Lichtwellenleiter (LWL) untersucht (siehe Bild 2). Dazu wurde jeweils die Dämpfung über dem LWL vor und nach einem Versuch gemessen. Eine nennenswerte Änderung der Dämpfung durch die Versuche konnte nicht festgestellt werden. Ebenso konnte zunächst keine kritische mechanische Schädigung des Seils festgestellt werden.

Zusätzlich zu den Versuchen am Erdseil konnte noch eine Wiederholungsprüfung der Tragseilklemmenanordnung mit Spirale durchgeführt werden. Bei der ersten Prüfung unter Kurzschlussbedingungen der Anordnung im Jahr 2015 kam es noch jeweils am Ende der Spirale zu Stromübergängen in das Tragseil durch Lichtbögen. Hierdurch wurde das Tragseil an diesen Stellen so stark geschwächt, dass es bei der Zerreißprobe unterhalb der geforderten Zugkraft versagte. Zur Vermeidung dieser Problematik wurden daher Übergangshülsen entwickelt, welche jeweils am Ende der Spirale aufgeschraubt wurden und so an der kritischen Stelle einen definierten Übergang des Stromes in das Tragseil ermöglichen sollten. Bei der Wiederholung der Kurzschlussprüfung mit dieser Modifikation traten die Lichtbögen am Ende der Spiralen nicht mehr auf. Eine kritische Beschädigung des Erdseils kann somit erfolgreich vermieden werden.

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

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

## LISA – Leitfaden zur Integration spannungstabilisierender Applikationen

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 1.9.2014 – 30.6.2017

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.

### Einleitung

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

### Motivation und Ziele

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

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

### Aktueller Stand

Von der TU Kaiserslautern wurde mit Hilfe von in diesem Projekt erzeugten synthetischen Last- und Einspeisegängen für zufällige Wetterverhältnisse ein Regelalgorithmus für den koordinierten Betrieb von spannungsbeeinflussenden Betriebsmitteln entwickelt. Um den Regelalgorithmus zu testen, wurden Simulationen durchgeführt. Zusätzlich sollen Laboruntersuchungen durchgeführt werden, um die Erkenntnisse aus den Simulationen zu bestätigen. Der schematische Aufbau des Testnetzes ist in Bild 1 dargestellt.

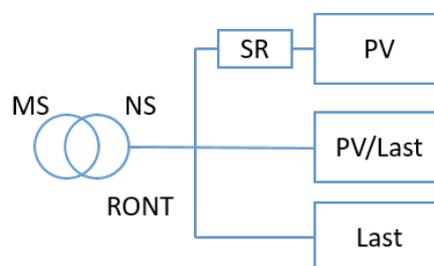


Bild 1 Labornetz  
 MS: Mittelspannung  
 NS: Niederspannung  
 RONT: Regelbarer Ortsnetztransformator  
 SR: Strangspannungsregler  
 PV: Einspeisung

Für die Laboruntersuchungen sind mögliche Worst-Case-Szenarien erarbeitet und in einem Lastprofil zusammengefasst worden. Das resultierende Profil ist in Bild 2 dargestellt.

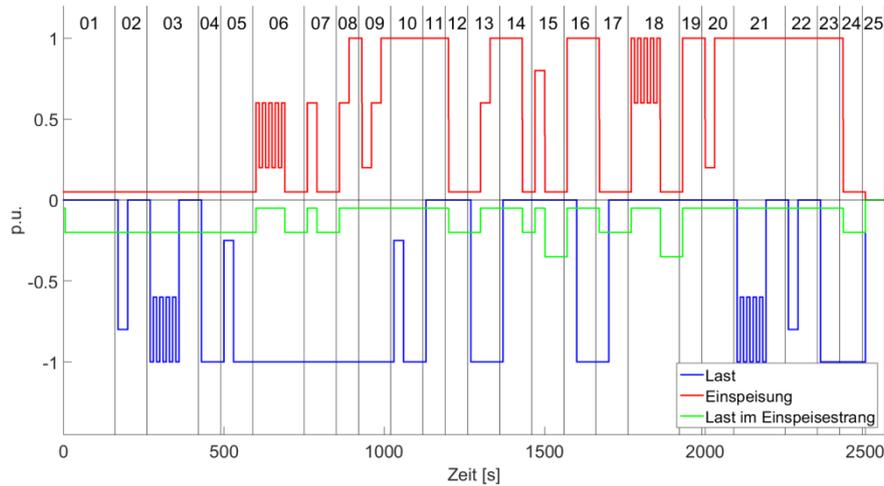


Bild 2 Worst-Case Profil

Ein weiteres Profil soll das Verhalten des Regelalgorithmus unter realistischen Bedingungen zeigen. Das Profil soll näherungsweise den Tagesverlauf von Last und Einspeisung nachbilden. Dazu wird zunächst in allen drei Strängen, zeitlich versetzt, eine Last erhöht. Anschließend steigt die Einspeisung in den ersten beiden Strängen. Zum Ende des Profils steigt wiederum die Last im gesamten Ortsnetz. Das Profil ist für alle Stränge in Bild 3 dargestellt.

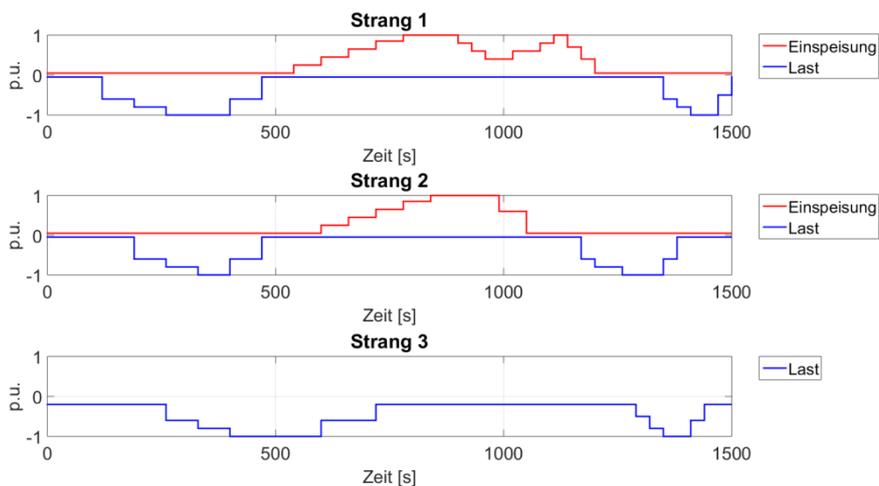


Bild 3 Realistisches Profil

Zusätzlich zu den fehlerfreien Untersuchungen sollen verschiedene Fehlerzustände nachgebildet werden, um das Erkennen dieser Fehler und Verhalten des Regelalgorithmus zu zeigen. Bei den nachgebildeten Fehlern handelt es sich um:

- Phasenunterbrechung
- Netzausfall am RONT MS/NS
- Gesamter Kommunikationsausfall
- Kommunikationsausfall einzelner Betriebsmittel
- Ausfall Betriebsmittel

## Ausblick

Der entwickelte Regelalgorithmus wird in den Laboruntersuchungen mit den erarbeiteten Lastprofilen und Fehlerzuständen untersucht. Die resultierenden Ergebnisse sollen zur Optimierung des Algorithmus genutzt und Fehlverhalten damit ausgeschlossen werden. In dem folgenden Feldtest in einem realen Ortsnetz wird der Regelalgorithmus erstmals in einer realistischen Umgebung installiert und in Betrieb genommen. Der Feldtest soll in der Praxis zeigen, dass die Spannungsbandverletzungen zuverlässig behoben werden können und der Regelalgorithmus stabil funktioniert. Aus allen gesammelten Erkenntnissen der Simulationen, Laboruntersuchungen und dem Feldtest wird abschließend ein Leitfaden erstellt, der zur Behebung von Spannungsbandverletzungen in Niederspannungsnetzen von Netzbetreibern und Anlagenverantwortlichen herangezogen werden kann.

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: 1.11.2014 – 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, 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

Eine Übersicht der Arbeitspakete (AP) ist in Bild 1 dargestellt. In AP1 wurden zunächst vorhandene Netzdaten und Szenarien der beteiligten Partner geprüft, um anschließend exemplarische, repräsentative Netzstrukturen zu identifizieren, die als Musternetze in den Simulationen verwendet werden können. Diese Musternetze dienen als Eingangsdaten für das AP2, in dem zunächst durch quasistationäre Berechnungen die technische Wirksamkeit unterschiedlicher Verfahren zur Spannungshaltung, im Einzelnen und in verschiedenen Kombinationen, ermittelt wurde.

AP1	Entwicklung von Musternetzen
AP2	Simulative Untersuchungen
AP3	Wirtschaftliche Bewertung
AP4	Laboruntersuchungen/Validierung
AP5	Feldtests
AP6	Nachweisverfahren und Handlungsempfehlungen
AP7	Gesamtbewertung

Bild 1 Übersicht des Gesamtvorhabens

Zu den simulativen Untersuchungen von AP2 sind außerdem dynamische Berechnungen zu zählen, um das Zusammenspiel verschiedener Verfahren (bspw. Q(P)-Steuerung, Q(U)-Regelung und rONT) und die Wechselwirkungen mit dem Netz im Detail zu analysieren, woraus Aussagen zur Robustheit der Verfahren abgeleitet werden können.

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

Die Entwicklung von Nachweisverfahren und technischen Handlungsempfehlungen in AP6 ist, neben den dynamischen Simulationen (AP2), thematischer Schwerpunkt der FGH. Dieses AP ist ebenfalls bereits gestartet. Zuletzt werden 2017 die über den Verlauf der Studie gesammelten Erkenntnisse im Rahmen der Gesamtbewertung in AP7 zusammengetragen.

Im Folgenden wird näher auf die Zwischenergebnisse aus den dynamischen Simulationen eingegangen, die von der FGH 2016 erarbeitet wurden.

### Dynamische Simulationen

Die Simulationen der FGH in AP2 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.

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

Ein Softwaretool wurde erstellt, welches in der Lage ist, die Simulation zahlreicher Einschwingvorgänge mit variierenden Parametern automatisiert durchzuführen und auszuwerten. Dies war insbesondere aufgrund der hohen Anzahl an Variantenrechnungen notwendig, die zur Ableitung robuster Handlungsempfehlungen erforderlich ist. Dabei soll für eine übersichtliche Auswertung das Ampelkonzept aus der Vorgängerstudie zur Bewertung der Einschwingvorgänge weiterentwickelt werden, um die hohe Anzahl variierter Parameter

berücksichtigen zu können. Eine exemplarische Auswertung mit drei variierten Parametern ist in Bild 3 dargestellt.

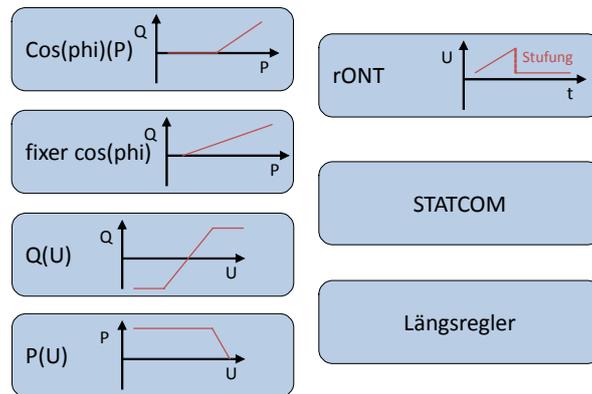


Bild 2 Modellierte Netzbetriebsmittel / Regelungsmechanismen

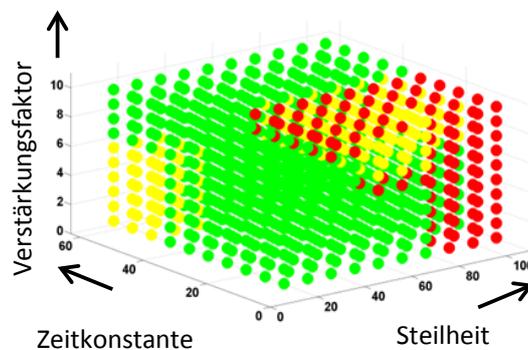


Bild 3 Exemplarische Auswertung des Einschwingvorgangs einer DEA mit  $Q(U)$ , Parametervariation

### Exemplarische Stabilitätsuntersuchung

Am Beispiel der  $Q(U)$ -Regelung wird im Folgenden exemplarisch das Vorgehen bei der Parametervariation erläutert. Ziel ist es, unter extremen Bedingungen den Einfluss von einstellbaren Regelparametern auf den Einschwingvorgang zu untersuchen und die Stabilität des Gesamtsystems zu bewerten sowie mögliche Wechselwirkungen zu identifizieren. Dazu wurde aus zahlreichen realen Niederspannungsnetzen ein für die Stabilität 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 (s. Bild 4).

Das Ereignis zur Auslösung des Einschwingvorgangs ist ein Sprung der Spannung um 6 % an der Oberspannungsseite des Transformators ( $U_{Os}$ ). Es wird angenommen, dass alle an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen (EZA) eine  $Q(U)$ -Regelung mit identischen Regelparametern besitzen. Ein exemplarischer Einschwingvorgang wird in Bild 5 gezeigt.

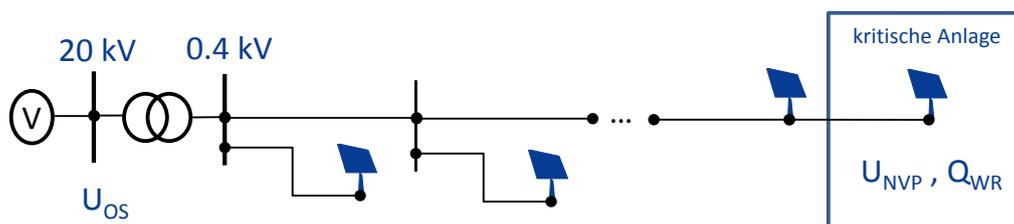


Bild 4 Vereinfachte Darstellung des Niederspannungsnetzes mit kritischer Erzeugungsanlage

Die in blau dargestellte Spannung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) der Anlage springt um 24 V und regt die Q(U)-Regelung an. Diese reagiert mit einer Anpassung der Blindleistungsbereitstellung. Die Einschwingzeit beträgt in diesem Beispiel 5,5 s, bei einer eingestellten Zeitkonstante von  $T_{PT1} = 3$  s. Ein Überschwingen um 13 kvar vor Erreichen des Endwerts ist erkennbar, kann allerdings als unkritisch bewertet werden, da es keine weitere Oszillation von Spannung und Blindleistung verursacht.

Im Rahmen der Parametervariation werden die Zeitkonstante  $T_{PT1}$  der Regelung und die Steilheit der Q(U)-Kennlinie ( $U(-Q_{max})$  beschreibt den Knickpunkt der Kennlinie, bei der  $-Q_{max}$  erreicht wird) entsprechend Tabelle 1 variiert.

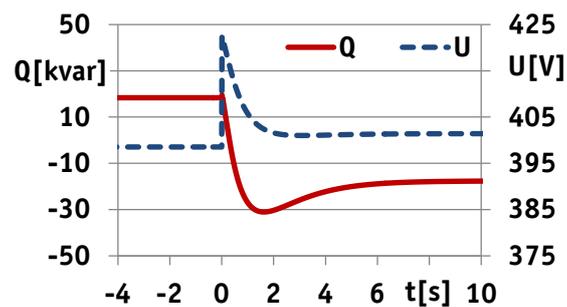


Bild 5 Exemplarischer Einschwingvorgang an der kritischen Anlage mit Q(U)-Regelung

Tabelle 1 Parametervariation

Parameter	Minimum	Maximum	Schrittweite
Zeitkonstante $T_{PT1}$ [s]	3	30	3
$U(-Q_{max})$ [p.u.]	1,01	1,08	0,01

Trotz der kritischen Annahmen für das betrachtete Netz und das Ereignis zeigen die simulierten Einschwingvorgänge, dass für alle betrachteten Parameterkombinationen die Anlagen auf einen konstanten Endwert einschwingen (Ampel immer auf grün). Die hohe Anzahl und Leistung der betrachteten Anlagen führt zu Wechselwirkungen zwischen den Q(U)-Reglern, die durch ein Überschwingen der eingespeisten Blindleistung sichtbar wird. Der Betrag dieses Überschwingens hängt im Wesentlichen von der eingestellten Steilheit der Kennlinie ab, wie aus Bild 6 ersichtlich wird. Die Zeitkonstante der Regelung hat dagegen einen vernachlässigbaren Einfluss auf das Überschwingen.

Die Einschwingzeit wird durch die Zeitkonstante der Regelung geprägt. Aufgrund der hohen Netzimpedanz und der Wechselwirkung zwischen den Anlagen ist die Einschwingzeit kleiner als die für ein PT1-Glied bei Anregung nur des Reglers erwartete Einschwingzeit von  $3 \cdot T_{PT1}$ , ohne Betrachtung der Rückwirkung aus dem Netz.

In Sensitivitätsanalysen konnte auch eine anhaltende Oszillation von Spannung und Blindleistung (ein konstanter Endwert kann auch nach mehreren Minuten nicht erreicht werden) beobachtet werden. Allerdings muss dazu die reglerinterne Zeitverzögerung auf einen für Regler in der Niederspannung unrealistisch großen Wert eingestellt werden ( $> 3$  s) [5].

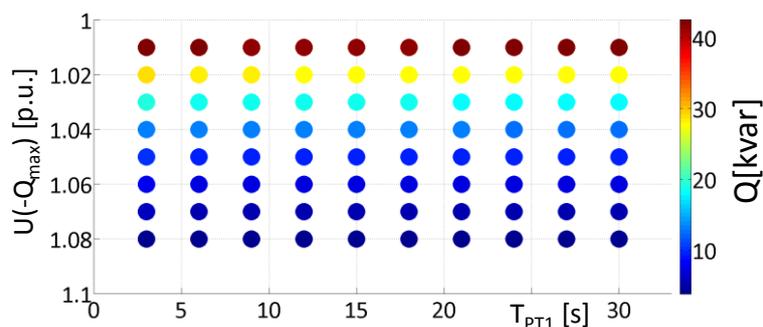


Bild 6 Überschwingweite bei unterschiedlichen Kombinationen von Regelparametern

Eine detailliertere Beschreibung der Simulationen, sowie exemplarische Ergebnisse unter Berücksichtigung einer Kombination von Q(U)-Regelung und regelbarem Ortsnetztransformator wurden in [5] vorgestellt.

### Zusammenfassung und Ausblick

Die 2016 durchgeführten Simulationen zeigen, dass die Q(U)-Regelung auch in extremen Szenarien und in Kombination mit anderen Spannungshaltungskonzepten ein robustes transientes Verhalten aufweist und keine Gefährdung für die Stabilität des Gesamtsystems darstellt. Voraussetzungen hierfür sind:

- Kleine Zeitverzögerung ( $< 1$  s) bei der Spannungsmessung am Eingang der Q(U)-Regelung (in der Niederspannungsebene i.d.R. gegeben).
- PT1-Verhalten am Ausgang.

Auch die Wechselwirkungen zwischen den Konzepten zeigen bei korrekter Parametrierung kein instabiles Verhalten in den bisher durchgeführten Simulationen und Feldversuchen.

Im weiteren Verlauf des Projekts im Jahr 2017 werden die Arbeitspakete finalisiert und die Ergebnisse aus weiteren Simulationen, Labortests und Feldversuchen zusammengetragen, um daraus 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 Verteilungsausbau 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.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.: Stability Assessment for Automated Voltage Controlling Equipment in Distribution Grids, Solar Integration Workshop, Wien, 2016

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

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

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2015 – 31.12.2017

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

### 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 tiefer gehendes 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 Abbildung 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

Die FGH konzentriert sich dabei trotz der Beteiligung an 6 von 8 Arbeitspaketen auf die Ableitung optimierter Modelle für die Oberschwingungssimulation und Entwicklung neuer Bewertungsverfahren (AP3 und AP5) sowie die Begleitung und Durchführung der netzbezogenen Messungen (AP6).

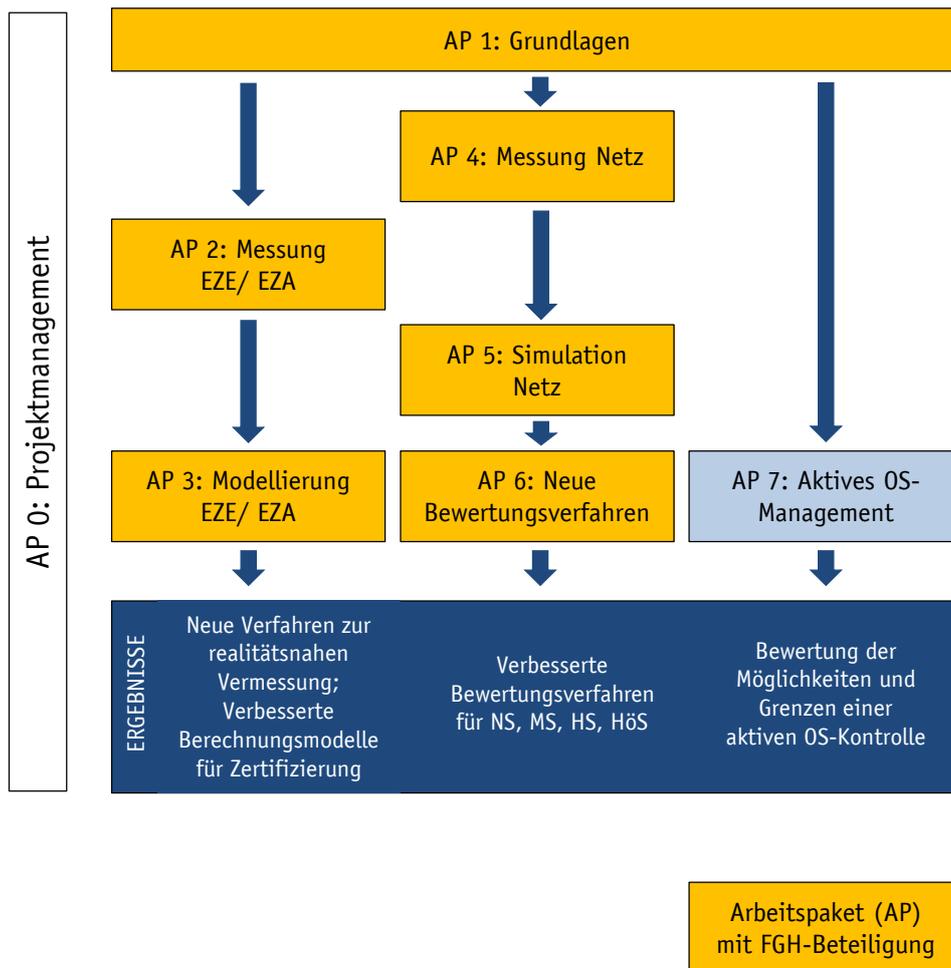


Bild 1 Arbeitspaketstruktur und Projektziele

Dieser Bericht soll einen Überblick über die bisherigen Arbeitsschritte der einzelnen Arbeitspakete geben sowie bereits einige exemplarische Ergebnisse darstellen.

### Messtechnische Analyse der Emission einzelner Erzeugungseinheiten und –anlagen (AP 2) und Messtechnische Analyse der Rückwirkungen auf das Stromnetz (AP4)

Gegenstand des Arbeitspaketes sind alle messtechnischen Untersuchungen zur Charakterisierung der Emission einzelner Erzeugungsanlagen bzw. Erzeugungseinheiten. In Abstimmung mit AP4 wird eine fundierte Messdatenbasis erstellt.

Ziel des Arbeitspaketes 2 ist die synchrone Messung der Oberschwingungsspannungen und Oberschwingungsströme in der EZE und am Verknüpfungspunkt der EZA. Ein wesentlicher Aspekt in AP2 ist es, Analyse- und Messverfahren zu entwickeln, die es erlauben, die verschiedenen Einflüsse (Vorbelastung der Netzspannung mit Oberschwingungen, frequenzabhängige Netzimpedanz, Überlagerung mehrerer EZE innerhalb einer EZA) zu erkennen und zu filtern. Im Ergebnis entstehen verallgemeinerte Mess- und Auswerteverfahren, die eine zuverlässige und realitätsnahe Bestimmung der Oberschwingungsemission einzelner EZE und EZA im Freifeld und im Labor garantieren.

Um die Auswirkungen auf das Stromnetz zu untersuchen und verbesserte Bewertungsverfahren abzuleiten, muss die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen und deren Interaktion untereinander sowie mit anderen Anlagen im Netz betrachtet werden. AP4 liefert dazu die messtechnischen Untersuchungen.

Ebenso wie in AP2 werden im Rahmen des Arbeitspaketes 4 synchrone Messungen der Oberschwingungsspannungen und –ströme durchgeführt. Außerdem erfolgt die Bestimmung der entsprechenden

frequenzabhängigen Netzimpedanzen. Die Auswertung der Messdaten erfolgt mit dem Ziel, die Ausbreitung von Oberschwingungen innerhalb einer Spannungsebene, den Einfluss weiterer Oberschwingungserzeuger (z.B. alle Verbraucher mit Leistungselektronik) und der frequenzabhängigen Netzimpedanz zu quantifizieren. Durch die Erfassung einer repräsentativen Zahl an Netzmessungen in den verschiedenen Spannungsebenen wird die Grundlage für die Entwicklung von verbesserten Bewertungsverfahren geschaffen.

AP2 liefert die Eingangsdaten zur Verifizierung der Modelle für EZE und EZA in AP3, die wiederum die Charakterisierung der Oberschwingungsemission der Erzeugungseinheiten und –anlagen unterstützen.

Die Ergebnisse von AP4 bilden die Grundvoraussetzung für die Erstellung und Validierung der Netzsimulation in AP5.

Um die Messkampagnen möglichst effizient durchführen zu können, werden AP2 und AP4 eng aufeinander abgestimmt.

### Leistungsfähige Modelle für einzelne EZE und EZA (AP 3)

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, allgemeingültige Zusammenhänge zwischen dem Oberschwingungspegel am Netzanschlusspunkt der EZA und dem Verhalten der EZE zu erhalten. Dazu ist die Ableitung geeigneter EZA-Modelle notwendig. In einem ersten Schritt wurden zunächst die relevanten Betriebsmittel einer EZA hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Modellierungsmöglichkeiten in verschiedenen Frequenzbereichen analysiert.

Bei der Modellierung des Transformators existieren Modelle, welche den Magnetisierungsstrom aufgrund des nichtlinearen Verhaltens des Transformator-kerns (Sättigung) durch eine Oberschwingungsstromquelle in den Quergliedern des PI-Ersatzschaltbildes nachbilden. Allerdings sind für die Berechnung der Oberschwingungsströme genaue Kenntnisse über die Geometrie des Eisenkerns notwendig, die den Parametrierungsaufwand deutlich erhöhen. Die Windungswiderstände des Transformators lassen sich näherungsweise durch den Realteil der Kurzschlussimpedanzen abbilden und steigen in der Regel durch Skin- und Proximity-Effekte mit zunehmender Frequenz. Die Streuinduktivität bleibt für niederfrequente Oberschwingungen ( $f < 3$  kHz) über die Frequenz nahezu konstant. Neben den erwähnten üblichen Größen aus Leerlauf- und Kurzschlussstest existieren parasitäre Kapazitäten aufgrund von Spannungsdifferenzen zwischen Windungen, den Windungen und dem Transformator-kessel sowie den Windungen und dem Transformator-kern. Auch hier zeigt sich eine Wirksamkeit erst für Frequenzen über ca. 3 kHz.

Als weiteres wesentliches Betriebsmittel einer EZA wurde die Modellierung von Kabeln analysiert. Hierbei wird üblicherweise das PI-Ersatzschaltbild wie in Bild 2 dargestellt verwendet.

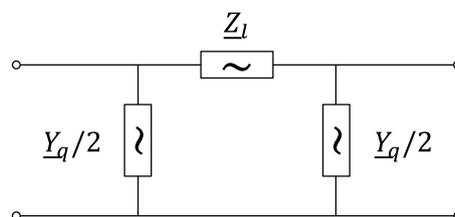


Bild 2 PI-Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung

Die Elemente der Ersatzschaltung berechnen sich durch Anwenden der Leitungsgleichungen, welche durch den Wellenwiderstand sowie den Ausbreitungskoeffizienten den Widerstandsbelag  $R'$ , den Induktivitätsbelag  $L'$ , den Ableitbelag  $G'$  sowie den Kapazitätsbelag  $C'$  der Leitung berücksichtigen. Die leitungsspezifischen Betriebsmittelbeläge ( $R'$ ,  $L'$ ,  $G'$  und  $C'$ ) weisen für sich jeweils ein frequenzabhängiges

Verhalten auf. Zudem ist durch die Kreisfrequenz  $\omega=2\cdot\pi\cdot f$  bei der Berechnung der Impedanzen bzw. Admittanzen des Ersatzschaltbildes eine weitere Frequenzabhängigkeit gegeben. Die in den meisten Berechnungswerkzeugen übliche Modellierung auf Basis einer Netzmodellierung für Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnungen für die Nennfrequenz von 50 Hz berücksichtigt lediglich die Frequenzabhängigkeit der resultierenden Impedanzen durch die Kreisfrequenz  $\omega$ ; die Betriebsmittelbeläge entsprechen dabei den 50-Hz-Parametern. Das Resonanzverhalten einer leerlaufenden Kabelstrecke (NA2XS(F)2Y-3x400, 30 kV, 10 km) mit konstanten Betriebsmittelbelägen für einen Frequenzbereich bis 10 kHz ist in Bild 3 dargestellt.

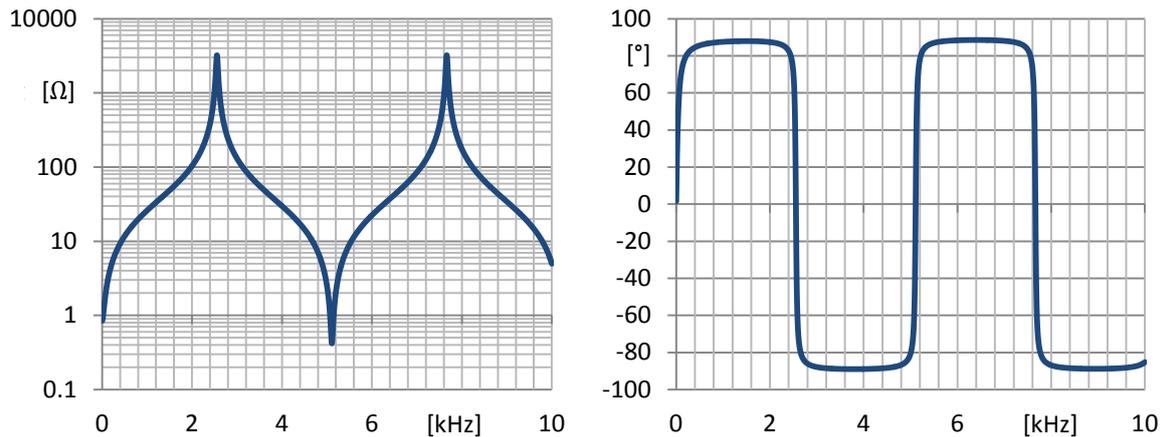


Bild 3 Impedanzverhalten einer leerlaufen Leitung

In Bild 3 ist der abwechselnde Verlauf zwischen Parallelresonanzen (ca. 2,5 kHz und 7,7 kHz) und Reihenresonanzen (ca. 5,1 Hz) zu erkennen. Bei der Modellierung des Kabels mit konstanten 50-Hz-Parametern ergibt sich durch die Hyperbelfunktionen der dargestellte Verlauf auch über den gezeigten Frequenzbereich hinaus. Ein Berechnungsmodell zur Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittelbeläge wurde im Rahmen von AP 5 entwickelt und im weiteren Verlauf dieses Berichts erläutert.

Schließlich wurden ebenfalls Kompensationselemente (Kondensatoren/Drosseln) hinsichtlich ihres Frequenzverhaltens analysiert und mögliche Berechnungsmodelle recherchiert.

Weitere Schritte dieses Arbeitspaketes sind die Bestimmung der EZA-Netzimpedanz mithilfe analytischer und messwertbasierter Ansätze sowie die Ableitung der auf Basis mehrerer EZE resultierenden Oberschwingungsemission am Netzverknüpfungspunkt.

### Leistungsfähige Netzsimulationen (AP 5)

Der Fokus von AP 5 liegt insbesondere auf der Entwicklung leistungsfähiger Netzsimulationen, wobei die übliche Berechnungsmethodik im Frequenzbereich beibehalten werden soll. Dabei sollen auch die Modelle der Berechnungswerkzeuge ertüchtigt werden. Die Berechnungsmodelle werden dabei auch durch die im Rahmen der Messkampagne (AP 2 und AP 4) gesammelten Messergebnisse plausibilisiert und ggf. angepasst. Nach der Ertüchtigung der Berechnungsverfahren sollen sowohl Berechnungsergebnisse mit gemessenen Werten verglichen werden als auch zu erwartende Oberschwingungspegel für verschiedene, zukünftige Szenarien (bspw. Durchdringung mit erneuerbaren Energien) mittels Simulation synthetischer Referenznetze ermittelt werden. Als inhaltlicher Schnittpunkt mit AP 3 soll in AP 5 die Machbarkeit reduzierter EZA-Modelle überprüft werden.

Wie bereits im Rahmen von AP 3 erwähnt, ist die Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittelbeläge für die realitätsnahe Abbildung des Frequenzverhaltens von Leitungen relevant. Im

Rahmen von AP 5 wurde dazu ein Kabeldatenprogramm entwickelt, welches die Betriebsmittelbeläge abhängig von der Frequenz, der Kabelgeometrie (Leiter-, Schirm-, Isolierungs- und Armierungsradien) und der Verlegeart berechnet. Bild 4 zeigt dazu die Frequenzabhängigkeit des Widerstands und der Induktivität im Mit- und Gegensystem eines Mittelspannungskabels Typs NA2XS(F)2Y 3x1x400mm<sup>2</sup> für verschiedene Verlegearten.

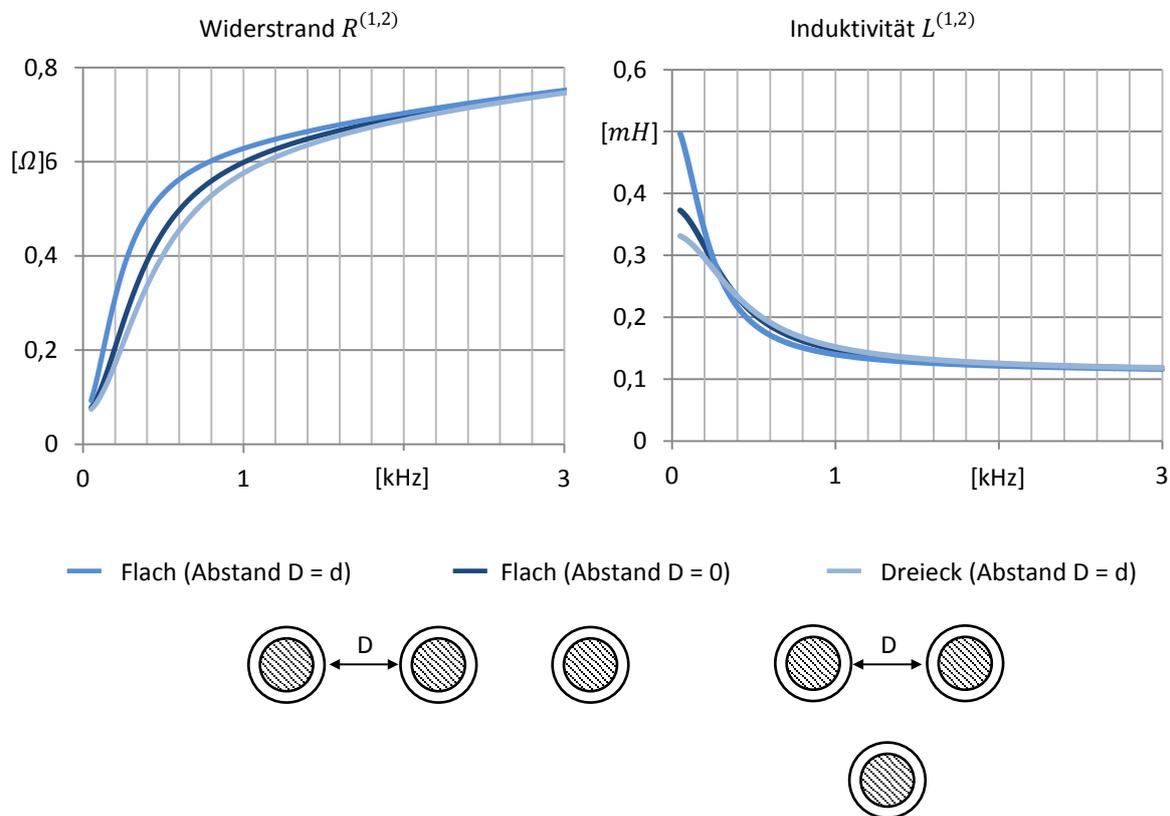


Bild 4 Frequenzabhängiger Verlauf von Widerstand und Induktivität (Kabeltyp: NA2XS(F)2Y 3x1x400mm<sup>2</sup>)

Der Widerstand steigt mit zunehmender Frequenz aufgrund der Stromverdrängung durch den Skin-Effekt an. Bereits im Bereich niedriger Frequenzen bis bis 1 kHz ist ein signifikanter Anstieg zu erkennen; danach nehmen die Zuwächse ab, es ergibt sich insgesamt ein wurzelförmiger Verlauf ( $\sim\sqrt{f}$ ). Das Absinken der Induktivität bei steigender Frequenz ist auf die abnehmende Magnetisierung des Leiterinnenraums aufgrund der Stromverdrängung zurückzuführen. Ein Vergleich des Impedanzverlaufs einer leerlaufenden, dreieckverlegten Kabelstrecke für frequenzunabhängige und für mit dem Kabeldatenprogramm errechnete, frequenzabhängige Betriebsmittelbeläge ist in Bild 5 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass lediglich im Bereich unter 400 Hz der Frequenzverlauf weitgehend übereinstimmt. Für den weiteren Frequenzverlauf und damit bereits im Bereich von Oberschwingungen mit heute hohen Anteilen wie der 11. oder 13. Ordnung und auch im möglichen Bereich von Tonfrequenzsteuerungen nimmt die Ungenauigkeit immer stärker zu. Insbesondere die Resonanzstellen der beiden Modellierungsvarianten liegen weit auseinander (ca. 2 kHz). Die Verschiebung der Resonanzstellen wird hauptsächlich durch die Abnahme der Leitungsinduktivitäten hervorgerufen. Zudem ist die gestiegene Dämpfung durch den höheren Längswiderstand erkennbar. Den Einfluss frequenzabhängiger Leitungsparameter auf die Netzimpedanz eines Knoten in einem exemplarischen Verteilnetz zeigt Bild 6. Das exemplarische Netz hat eine Gesamtleitungslänge von 43,6 km und ist als reines Kabelnetz ausgeführt. Das überlagerte HS-Netz weist einen hohen Freileitungsanteil auf und wirkt daher überwiegend induktiv.

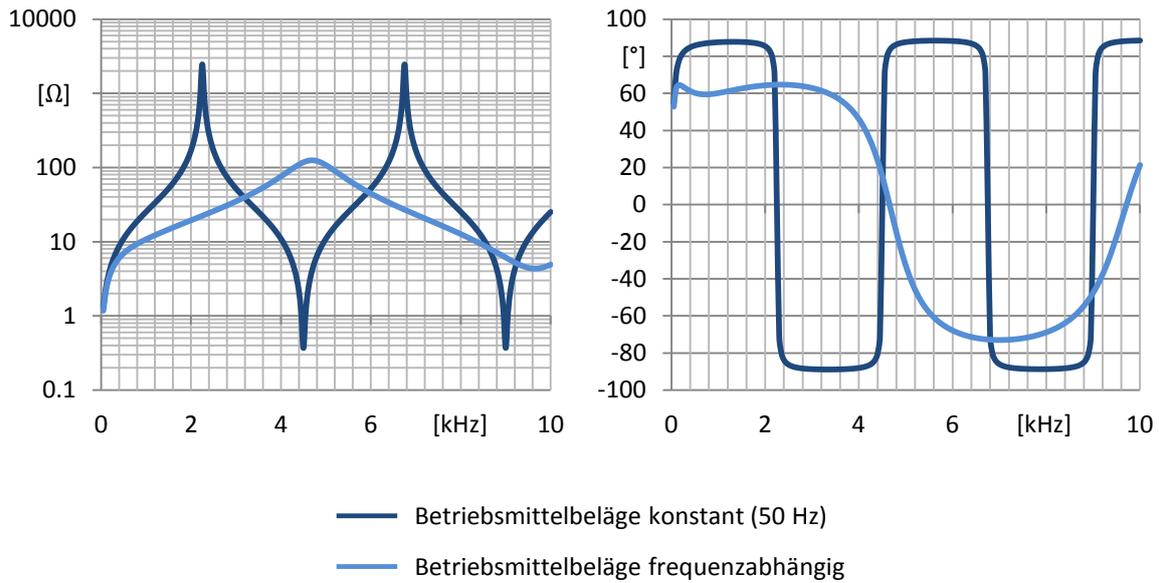


Bild 5 Impedanzverlauf für leerlaufende, dreieckverlegte Leitung mit frequenzabhängigen/unabhängigen Betriebsmittelbelägen

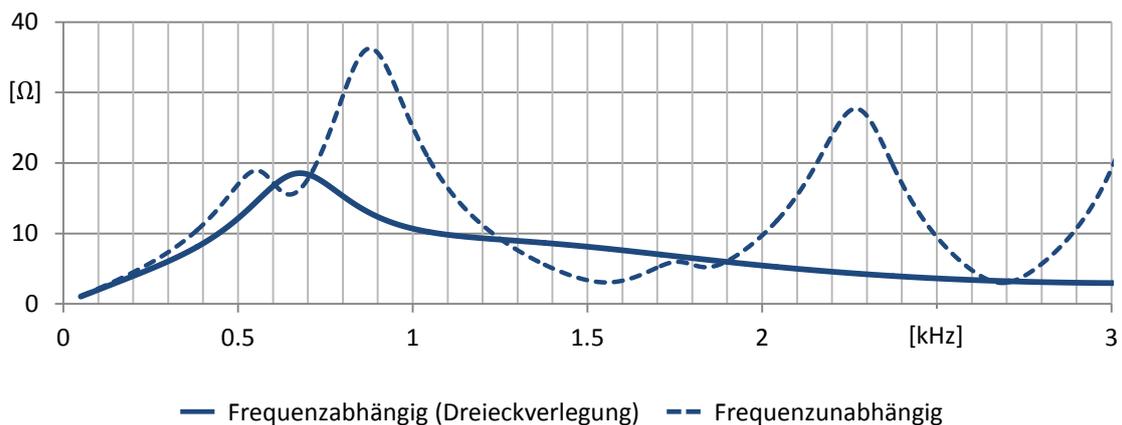


Bild 6 Netzimpedanzverlauf eines Knotens bei frequenzabhängigen/unabhängigen Betriebsmittelbelägen der Kabelleitungen

Die Berücksichtigung frequenzabhängiger Leitungsparameter führt zu einem deutlich abweichenden Resonanzverhalten der angeschlossenen Mittelspannungskabel. Bei konstanten Leitungsparametern ergibt sich die erste Parallelresonanzstelle bei 878 Hz mit einem Impedanzwert von ca. 36  $\Omega$ . Im Vergleich dazu tritt die erste Parallelresonanzstelle bei Berücksichtigung frequenzabhängiger Leitungsparameter bereits bei 725 Hz auf. Der Netzimpedanzwert ist mit ca. 17  $\Omega$  nur halb so stark ausgeprägt wie bei der Modellierung der Kabelstrecken mit konstanten Leitungsparametern. Die Berücksichtigung konstanter Leitungsparameter zeigt über den betrachteten Frequenzbereich das bereits aus Bild 3 bekannte Abwechseln von Parallel- und Reihenresonanzen. Für die Modellierung mit frequenzabhängigen Leitungsparametern ist eine erste Parallelresonanzstelle zwischen Kabelkapazität und Hauptinduktivität des Trafos bereits bei ca. 700 Hz zu erkennen. Bei Berücksichtigung konstanter Leitungsparameter tritt diese Parallelresonanzstelle erst bei ca. 900 Hz auf. Die erste Reihenresonanz bei Berücksichtigung frequenzabhängiger Leitungsparameter tritt hingegen erst außerhalb des dargestellten Frequenzbereichs auf (ca. 3,4 kHz). Hierbei unterscheiden sich die beiden Impedanzverläufe stark voneinander. Infolgedessen würden sich bei Berechnung von Oberschwingungsspannungsebenen unterschiedliche Werte ergeben, welche zu einer veränderten Bewertung der Auswirkungen der Oberschwingungserzeugenden Anlagen im betrachteten Netz führen würden.

Abschließend ist festzuhalten, dass eine frequenzabhängige Modellierung von Kabelstrecken einen deutlichen Einfluss auf die Abbildung des Ausbreitungsverhaltens von Oberschwingungen im Netz besitzt.

Nächste Arbeitsschritte im weiteren Projektverlauf sind die Definition der oben erwähnten Untersuchungsszenarien, die emissions- und impedanzbezogene Nachbildung der über-/unterlagerten Netzebenen und Netznutzer (Erzeuger, Verbraucher) als auch die Modellentwicklung des EZA-Modells.

### Entwicklung neuer Bewertungsverfahren (AP 6)

Im Rahmen von AP 6 wird die Verbesserung bestehender Bewertungsverfahren zum Aspekt Oberschwingungen für den Einsatz in der Netzanschlussbewertung hinsichtlich ihrer Zukunftsfähigkeit beim nachhaltigen Ausbau der Netze mit dezentraler Erzeugung angestrebt. Diese Verfahren haben das Ziel, anhand weniger Netzparameter eine Aussage zur Netzanschlussfähigkeit zu ermöglichen, ohne netzweite Simulationen mit entsprechendem Modellierungsaufwand nach AP5 durchführen zu müssen.

Dazu erfolgte im ersten Schritt eine umfassende Zusammenstellung und Analyse aktuell angewendeter Normen und Richtlinien in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene. Die bestehenden nationalen und internationalen Verfahren sollen hinsichtlich ihrer zulässigen Oberschwingungsstromgrenzwerte für einzelne Kundenanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Gegebenheiten am Netzanschlusspunkt verglichen werden. Diese anlagenbezogenen Simulationen erfolgen probabilistisch getrennt nach Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene. Die Häufigkeitsverteilungen der netzanschlusspunktbezogenen Parameter wurden in Abstimmung mit verschiedenen Netzbetreibern auf Basis realer Netzdaten abgeleitet. Die FGH hat in diesem Arbeitspaket die Bearbeitung der Hochspannungsebene übernommen.

Der Verfahrensablauf für die anlagenbezogenen Simulationen ist im folgenden Bild 7 dargestellt. Durch die Analyse der Bewertungsverfahren haben sich vier netzanschlusspunktbezogene Parameter ergeben, welche in allen Verfahren verwendet werden. Jedem Netzanschlusspunkt kann eine Transformatorleistung  $S_{rT}$  zugewiesen werden, die sich im Falle der Hochspannungsebene aus der Summe der Bemessungsleistungen der das betreffende Hochspannungsnetz speisenden HÖS/HS-Transformatoren ergibt. Die Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt  $S_{kV}$  dient als Maß für die Entfernung zum HÖS/HS-Umspannwerk sowie im Verhältnis mit der anzuschließenden Anlagenleistung  $S_A$  als Kenngröße für die Netzurückwirkung der Anlage. Die freie Anschlussleistung  $S_{Ges}$  gibt an, welche Anschlussleistung unter Beachtung zulässiger Strom- und Spannungsgrenzen am Netzknoten angeschlossen werden können.

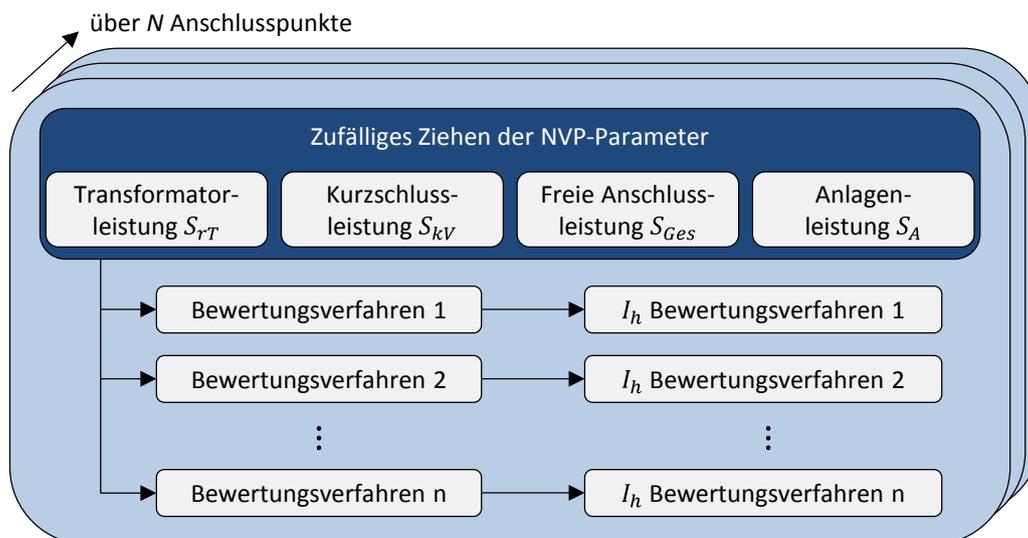


Bild 7 Verfahrensablauf anlasspunktbezogener Simulationen

Nach dem zufälligen Ziehen der Parameter am Netzverknüpfungspunkt (NVP) werden die zulässigen Oberschwingungsstromgrenzwerte gemäß der Berechnungsgleichung der jeweiligen Bewertungsverfahren berechnet.

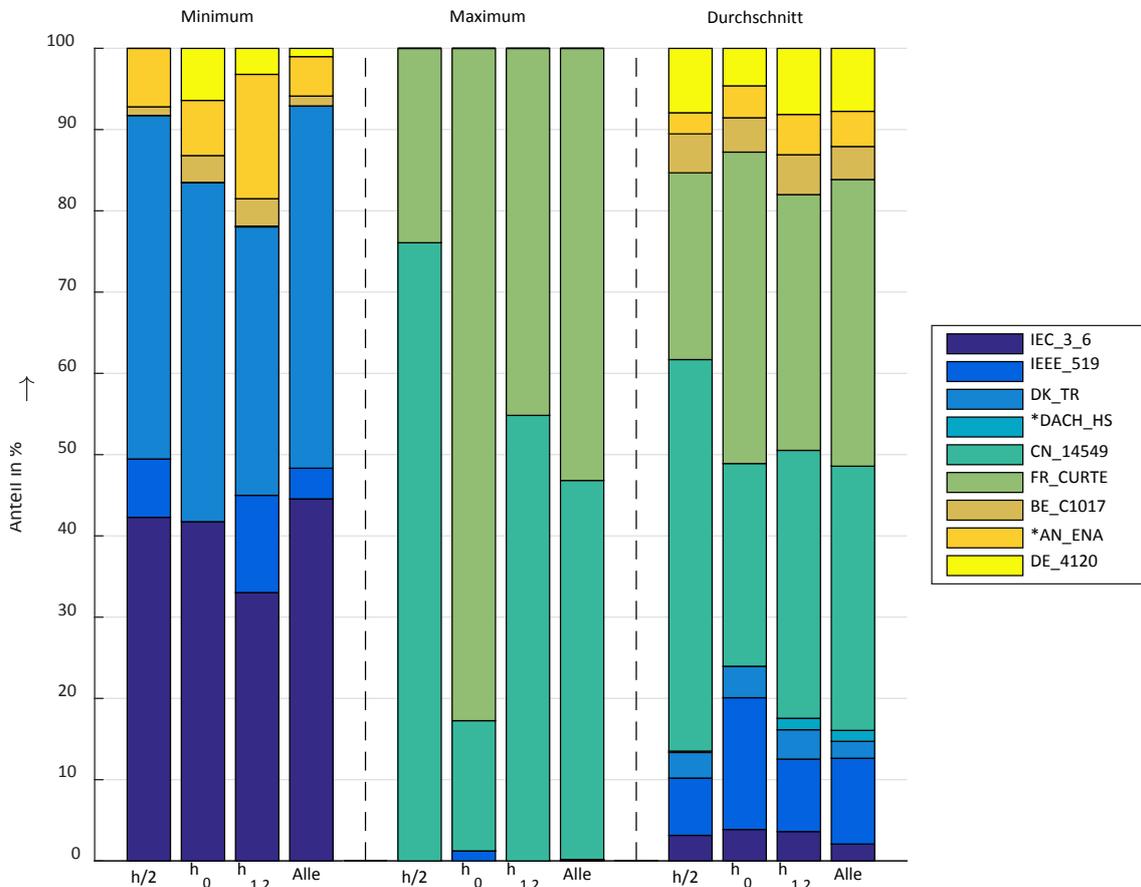


Bild 8 Anteil an minimalen/ maximalen Oberschwingungsstromgrenzwerten sowie dem gewichteten Durchschnittsstrom aller Verfahren (100.000 Anschlusspunkte; \* = MC\_ „Multiple Countries)

Verglichen werden nur Berechnungsverfahren, die einen Stromgrenzwert vorgeben. Dies wird für eine bestimmte Anzahl  $N$  zufällig gezogener Kombinationen der NVP-Parameter durchgeführt. Als Ergebnis dazu zeigt Bild 8 welche Normen in wieviel Prozent der 100.000 gezogenen Netzverknüpfungspunkte den im Vergleich niedrigsten bzw. größten Oberschwingungsstromgrenzwert vorgeben. Die Grenzwerte werden weiterhin aufgeteilt in Grenzwerte für gerade ( $h/2$ ), nullsystembildende ( $h_0$ ) und mit-/gegensystembildende Ordnungen ( $h_{1,2}$ ). Die Verfahren IEC\_3\_6 (IEC 61000-3-6) sowie das dänische Verfahren DK\_TR verwenden die gleichen Berechnungsgleichungen und weisen daher den gleichen Anteil an minimalen Grenzwerten auf. Zusammen geben sie für ca. 90 % der gezogenen Anschlusspunkte die kleinsten Grenzwerte vor. Bei Betrachtung der null- und mit-/gegensystembildenden Ordnungen nimmt der Anteil der australischen Norm MC\_AN\_ENA sowie der deutschen DE\_4120 (VDE-AR-N 4120) zu. Bei der Betrachtung der maximalen Grenzwerte ist zu erkennen, dass das französische Verfahren FR\_CURTE sowie das chinesische Verfahren CN\_14549 die höchsten Grenzwerte vorgeben. Neben der Verteilung der minimalen und maximalen Grenzwerte zeigt Bild 8 auch noch den Anteil der einzelnen Verfahren an einem gewichteten Durchschnittsstrom. Dabei wird die Stromwert einer oder mehrerer Ordnungen des jeweiligen Verfahrens ins Verhältnis zur Summe der Stromwerte einer oder mehrerer Ordnungen aller Verfahren gesetzt. Ein großer Anteil an den dargestellten Balken bedeutet im Durchschnitt hohe Grenzwerte, die eine entsprechend hohe Oberschwingungsaussendung durch die EZA erlauben. Hierbei ist zu erkennen, dass die deutsche Norm

weder besonders strenge noch besonders hohe Grenzwerte vorgibt, auch wenn eine leichte Tendenz zu strengen Grenzwerten vorliegt.

Im weiteren Verlauf des Arbeitspaketes werden im Anschluss an die anlagenbezogenen Simulationen netzbezogene Simulationen durchgeführt, um die Rückwirkung mehrerer Kundenanlagen hinsichtlich der Aufnahmekapazität des Netzes anhand von Referenznetzen zu untersuchen. Im Anschluss sollen durch Auswerten der Ergebnisse die Stärken, Schwächen und Verbesserungspotentiale der Verfahren erarbeitet werden. Finales Ergebnis sollen verbesserte Verfahren zur Oberschwingungstechnischen Bewertung von Netzanschlüssen dezentraler Anlagen sein.

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

## ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMWi-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 Bundesforschungsministerin Johanna Wanka bei einer Rede am 13. Oktober 2016 in Jülich.

Dieser Bericht stellt das Projekt ENSURE grundsätzlich vor. Zunächst erfolgt eine kurze Zusammenfassung der Forschungsvorhaben [1]. Im Anschluss wird die Projektstruktur vorgestellt und abschließend werden die Zielsetzungen der FGH innerhalb von ENSURE umrissen.

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.

Als zweites Hauptziel erfolgen die praktische Umsetzung der entwickelten systemischen Konzepte und die Erprobung neuer Technologien in einem großtechnischen Demonstrationsprojekt.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Grundlagenforschung aus der ersten Projektphase (vgl. Bild 1) werden zuerst ausgewählte Teilaspekte in einer Testumgebung untersucht (Phase 2), bevor in der dritten Projektphase der Aufbau des multimodalen Netzdemonstrators stattfindet. Dieser Großdemonstrator soll hauptsächlich durch die Konsortiumsmitglieder aus der Industrie finanziert werden und beispielhaft in einer Testregion mit mehreren zehntausend Einwohnern aufzeigen, wie die zukünftige Energieversorgung eines urbanen Systems mit Umland gestaltet werden kann.



Bild 1 Geplante zeitliche Strukturierung und Ziele des Kopernikus-Projekts ENSURE

Das Besondere in diesem Projekt ist dabei die enge Zusammenarbeit herausragender nationaler Universitäten und Forschungseinrichtungen (geführt von KIT und RWTH) mit den namhaften Hersteller-Konzernen von Netzkomponenten und Anlagentechnik (ABB und Siemens), namhaften Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (E.ON und TenneT TSO) und 17 weiteren prominenten Partnern – darunter auch die FGH – aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft. Damit ist die für die Dringlichkeit und Größe der Aufgabe notwendige Fach-, Anwendungs- und Betriebsexzellenz gegeben, die ein Gelingen von ENSURE für die Energiewende sichert.



Bild 2 Die fünf Cluster des Kopernikus-Projekts ENSURE

### Projektstruktur

Das Kopernikus-Projekt ENSURE ist in fünf Themencluster (vgl. Bild 2) organisiert, um die vielschichtigen Fragestellungen und Zielgrößen dieses Projektes geeignet bearbeiten zu können.

Cluster 1 befasst sich thematisch mit den ökonomischen Rahmenbedingungen und den gesellschaftlichen Vorstellungen über ein zukünftiges Energiesystem. Hierbei steht die Entwicklung von gesellschaftlich akzeptierten Szenarien im Fokus. Diese Szenarien bilden den gesamtgesellschaftlichen Rahmen für die Arbeiten der anderen Cluster.

Primäres Ziel von Cluster 2 ist die Entwicklung, Konzeption und Ausgestaltung von neuen Systemstrukturen. Diese fokussieren auf der einen Seite die Strukturen zukünftiger Verteilnetze, auf der anderen Seite eine optimale Lösung durch eine Kombination von Verteil- und Übertragungsnetzen unter Berücksichtigung einer vermehrten Sektorkopplung. Um eine zukünftige Umsetzung dieser Netzstrukturen zu gewährleisten, werden technische, wirtschaftliche, ökologische und soziale Aspekte betrachtet.

Auf Basis dieser Systemstrukturen werden in Cluster 3 effiziente Systemführungskonzepte erarbeitet. Die dabei entwickelte Betriebsführung bildet systemische Konzepte ab, bietet aber auch Freiheitsgrade zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Hierzu ist parallel die Einbindung einer IKT-Infrastruktur zu diskutieren, um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft sicherstellen zu können.

Für die Umsetzung dieser Betriebskonzepte und Netzstrukturen werden in Cluster 4 neue Technologien für zukünftige hybride Netzstrukturen entwickelt. Dies beinhaltet sowohl Leistungstechnologien, insbesondere

Leistungselektronik, als auch Informations- und Kommunikationstechnologie für einen optimalen Betrieb des Energiesystems.

Die in den Clustern 1 bis 4 hergeleiteten Forschungsergebnisse werden in Cluster 5 in einer Netzdemonstrator-Region umfassend auf ihre Praxistauglichkeit getestet, um die Umsetzung zu belegen sowie den Mehrwert der technischen Lösungen aufzuzeigen. Hierbei werden neuartige und flexible Netzstrukturen zwischen dem Umland und der Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur für Elektrizität und Wärme angestrebt.

Da der Fokus des Kopernikus-Projektes ENSURE in der ersten Förderperiode auf der Grundlagenforschung liegt, wird der Großteil der Forschung in dieser Förderperiode über die drei Themencluster „Systemstrukturen“, „Systemführung“ und „Neue Technologien“ abgebildet.

Innerhalb der Cluster wird eine Untergliederung in Arbeitspakete (AP) unterschiedlicher Größe vorgenommen, die in Bild 3 dargestellt ist.

Die FGH ist sowohl im Cluster 3 (AP 3.2.1 und AP 3.3) als auch im Cluster 5 (AP 5.1 und AP 5.2) beteiligt. Im Folgenden werden die Ziele dargestellt.

Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5
Sozioökonomische Rahmenbedingungen	Systemstrukturen	Systemführung	Neue Technologien	Konzeption des Netzdemonstrators
1.1 Storylines	2.1 Technische Konzeption	3.1 IKT	4.1 Neue Leistungstechnologien	5.1 Definition von Use Cases
1.2 Bewertungssystem	2.2 Ökonomische Aspekte	3.2 Betriebsführung	4.2 Neue IKT-Technologien	5.2 Testumgebung für Teilaspekte
1.3 Modellbasierte Szenarienanalyse	2.3 Gesellschaftliche Wechselwirk.	3.3 Versorgungssicherheit	4.3 Sozioökonomische Bewertung	5.3 Konzept für den Netzdemonstrator
1.4 Bewertung & sozioökonomische Rahmung		3.4 Systemstabilität		
		3.5 Schutzkonzepte		

Bild 3 Die Arbeitspaketstruktur innerhalb der Cluster

### Cluster 1

Hier erfolgt die Identifizierung und Beschreibung möglicher Entwicklungspfade des Energiesystems im Hinblick auf erforderliche Energieinfrastrukturen in den verschiedenen Sektoren und für sämtliche relevante Energieträger unter Berücksichtigung der sozioökonomischen Rahmenbedingungen sowie die Identifikation eines geeigneten Bewertungssystems für die gefundenen Storylines. Vor der Bewertung werden die Storylines zu Szenarien verdichtet und einer Szenarienanalyse unterzogen. Abschließend erfolgt die Bewertung der Szenarien und auf dieser Basis die Herleitung der sozioökonomischen Rahmung der Arbeiten in den anderen Clustern.

### Cluster 2

Es wird die technische Konzeption neuer Systemstrukturen untersucht und vor dem Hintergrund der

technischen und ökonomischen Veränderungen erforderliche, neuartige Ansätze für die technoökonomische Bewertung der neuen Netzstrukturen entwickelt. Ein nachhaltiger Umbau des Energieversorgungssystems bedarf der Akzeptanz der neuen Systemstrukturen. Hierzu werden gesellschaftliche Wechselwirkungen frühzeitig erfasst, mit geeigneten Konzepten abgebildet und bewertet. Die dabei ermittelten Ergebnisse gehen in die Analysen in den Clustern 3 und 4 ein.

### Cluster 3

Für die Systemführung in neuen Netzstrukturen werden IKT-Anforderungen zentraler und dezentraler Steuerungs-/Regelungskonzepte herausgearbeitet, dezentrale und zentrale Systemführungs- und IKT-Systeme ausgestaltet und deren direkte Wechselwirkung mit der erforderlichen Leitwartentechnologie untersucht. Erarbeitet werden neue systemische Konzepte zur Betriebsführung sowohl der dezentralen Versorgungseinheiten, als auch zu deren Integration in das Gesamtsystem. Dabei spielt die Definition und Ausgestaltung geeigneter Systemdienstleistungen von und für dezentrale Versorgungseinheiten zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs durch die Betriebsführung eine wichtige Rolle. Zum einen soll daher die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit in neuen Netzstrukturen unter Einbezug der IKT für funktional abgegrenzte Strukturen analysiert und zum anderen soll der Einfluss eines Zusammenwirkens einer Vielzahl dieser einzelnen Strukturen auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems untersucht werden. Nicht zuletzt sind die Systemstabilität und resiliente Schutzkonzepte wichtige Aufgaben der Systemführung und erfordern die Entwicklung/Optimierung von Regelungen bzw. die Anpassung/ Erweiterung der Konzepte im Hinblick auf die neuen Netzstrukturen.

### Cluster 4

Dieses Cluster beinhaltet die Weiterentwicklung effizienter, sicherer und kostengünstiger Leistungstechnologien und evaluiert den Einfluss bestehender Leistungstechnologien auf zukünftige hybride Netzstrukturen. Dabei stellt die detaillierte Modellierung der Komponenten einen wesentlichen Schwerpunkt dar. Dies zielt insbesondere mittelfristig auf Phase 2 und 3 des ENSURE-Projektes, um dort Voruntersuchungen und Inbetriebnahmen zu optimieren. Neben der Leistungstechnologie besteht in zukünftigen Netzstrukturen wesentlicher Bedarf an der Akkumulation, der Übermittlung und der Verwaltung von Informationen, so dass die Entwicklung neuer IKT-Komponenten sowie Informationsverarbeitungs-, Regelungs- und Steuerungskonzepte erfolgt. Die so gefundene Auswahl der wichtigsten Technologien, die sich auch in Bezug auf die Szenarien des Cluster 1 als besonders vielversprechend erwiesen haben, werden abschließend anhand der in Cluster 2 erarbeiteten Akzeptanzfaktoren bewertet.

### Cluster 5

Für die Konzeption des Netzdemonstrators werden zunächst unterschiedliche Use Cases realisiert, um heute bestehende unterschiedliche Vorstellungen und Erwartungen an die zukünftige Energieversorgung, hinsichtlich der Dezentralität von Erzeugung und Verbrauch sowie dazugehöriger Steuerungskonzepte abbilden und bewerten zu können.

Aus den vorangegangenen Clustern resultieren verschiedene Konzept- und Technologieansätze. Mit Blick auf die Realisierung des Netzdemonstrators werden spezielle technische Anforderungen an die Betriebsmittel – existierender und neuer Technologie – abgeleitet und ggf. hinsichtlich der angestrebten Netztopologie erweitert. Ein Fokus liegt dabei auf den innovativen Leistungs-Technologien und IKT-Anwendungen die aus Cluster 4 als vielversprechend resultieren. Abschließend wird das grundsätzliche Konzept des Netzdemonstrators behandelt; dabei spielen folgende Punkte eine wesentliche Rolle: Auswahl der Region in der der Netzdemonstrator umgesetzt wird, Organisation und Umsetzung – insbesondere bei der Erkennung von Problemen, Konflikten und Umsetzungshemmnissen –, das wirtschaftliche Konzept, das

Informations- und Kommunikationskonzept über den Netzdemonstrators gegenüber allen relevanten Stakeholdergruppen sowie der Zeitplan und die Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Arbeitsschritten.

### **Schwerpunkte der FGH**

#### Cluster 3

Die Abbildung des Netzbetriebs einschließlich des Verhaltens der Netznutzer, soweit dies für die Netzbetriebssimulation, Netzzustandsermittlung und -bewertung innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse erforderlich ist, stellt einen Schwerpunkt der FGH dar. Dabei greift die FGH auf Vorarbeiten bzw. auf parallele Arbeiten aus anderen Forschungsprojekten zurück, die jedoch aufgrund der mangelnden Fokussierung auf dezentrale Netzgruppen weitergehende Forschungsaktivitäten in ENSURE notwendig machen.

Im Kopernikus-Projekt ENSURE soll die Einhaltung von Vorgaben zu Wirk- und Blindleistung an Schnittstellen der dezentralen Netzgruppen erforscht werden. Zudem wird der Einfluss der Märkte der verschiedenen Energieträger auf das Kundenverhalten unter Berücksichtigung der ökonomischen Aspekte ermittelt. Die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung bis hin zu einem möglichen Inselnetzbetrieb soll ebenfalls Bestandteil der Forschung sein. Die FGH wird in engem Austausch mit zwei weiteren Partnern (IWES und OFFIS) Methoden und Verfahren zur Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit in elektrischen Netzstrukturen unter Einbezug der IKT entwickeln und in einem breiten Untersuchungsprogramm anwenden. Dabei werden aufbauend auf Erkenntnissen und Verfahren zur Zuverlässigkeitsbewertung von Verteilnetzen mit IKT aus anderen Projekten Erweiterungen vorgenommen, die für die Bewertung des Zusammenwirkens dezentraler Versorgungsstrukturen zum Gesamtsystem erforderlich sind. Dies betrifft insbesondere die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von Schnittstellen zu Netzen anderer Medien sowie die Bewertung aus Struktur- statt nur aus Kundensicht, etwa die Zuverlässigkeit, mit der Systemdienstleistungen aus den Strukturen an der Schnittstelle zu vorgelagerten Strukturen erbracht werden können. Darüber hinaus ist die Bewertung des Zusammenwirkens auch aus der Sicht der Systemleistungsbilanz zu analysieren. Dabei soll insbesondere die Frage nach den notwendigen Zuverlässigkeitsanforderungen an die dezentralen Strukturen vor dem Hintergrund des zu erreichenden Sicherheits-/Zuverlässigkeitsniveau des Gesamtsystems untersucht werden.

Die Partner werden mit ihren jeweiligen Werkzeugen umfassende Untersuchungen für mögliche Strukturen durchführen, um den Einfluss der Verfügbarkeit des IKT-Systems auf die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit zu bewerten. Bei der FGH konzentrieren sich die Untersuchungen auf die Zuverlässigkeit der Strukturen und ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit, wobei die FGH die IKT-Systeme insbesondere hinsichtlich ihres funktionalen Beitrags für das elektrische Netz betrachtet.

Da nach bisherigen Untersuchungen die Rückfallebenen bei Ausfall von Messwerten und Regelungen durch IKT-Fehler entscheidend für das resultierende Systemverhalten sind, müssen geeignete Rückfallmechanismen abgeleitet werden. Ferner wird das Zusammenwirken einer Vielzahl an dezentralen Versorgungseinheiten auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems dahingehend untersucht, dass die Einzelzuverlässigkeiten der dezentralen Netzgruppen auf Systemebene aggregiert und dabei Wechselwirkungen und zeitliche Kopplungen berücksichtigt werden. Daraus lassen sich Vorgaben für die Ausgestaltung der Netzstrukturen (Primär- und IKT-Netz) der dezentralen Netzgruppen unterschiedlicher Aggregationsgröße ableiten.

Als Ergebnis aus den umfassenden Betrachtungen möglicher Strukturen liegen dann Vorgaben für die Ausgestaltung von elektrischem Netz sowie des IKT-Systems aus Sicht der Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit vor, aus denen Empfehlungen für die konkrete Umsetzung in nachfolgenden Projektphasen abgeleitet werden.

## Cluster 5

Unterschiedliche Vorstellungen und Erwartungen an die zukünftige Energieversorgung, welche sich hinsichtlich der Dezentralität von Erzeugung und Verbrauch sowie dazugehöriger Steuerungskonzepte unterscheiden, spiegeln sich in unterschiedlichen Use Cases wider, die für die Demonstrator-Region definiert werden müssen. Verschiedene Use Cases stellen jeweils andere Anforderungen an die Kombinationen und Eigenschaften der angewendeten Technologien, auch im Hinblick auf sektorübergreifende Konzepte (Strom, Gas, Wärme, Mobilität, u.a.). Über eine durchdachte Definition von Use Cases lassen sich technische und gesellschaftliche Anforderungen in einen Anforderungskatalog an die Ergebnisse des breiten Forschungsspektrums der Cluster 1 bis 4 überführen. Gleichzeitig ergeben sich aus der Forschung auch neue Möglichkeiten (in Form neu entwickelter Technologien), die hier berücksichtigt werden müssen. Diese, z.B. „Weitgehend autarke Region“, „Regional 100% EE“ werden für den weiteren Projektverlauf detailliert ausgearbeitet. Für jeden Use Case sind Anforderungen an einzusetzende und notwendige Technologien in Form eines Anforderungskatalogs (z.B. hinsichtlich Regelbarkeit, Robustheit, Flexibilität, Sozialverträglichkeit, CO<sub>2</sub>-Vermeidung, Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit) herzuleiten. Die Use Cases sind wesentliche Basis der Prüf- und Demonstrator-Konzeption. Die FGH bringt hier insbesondere ihre Kompetenz bzgl. der technischen Einsetzbarkeit von Betriebsmitteln ein.

Ziel ist die Neu- und Weiterentwicklung von technischen Prüfvorschriften für im Rahmen des Projektes neu entwickelte Technologien und die Herleitung eines Konzeptes für entsprechende Testumgebungen. Ein wesentlicher Arbeitsschritt dazu ist zunächst eine Bestandsaufnahme existierender Betriebsmittel und Komponenten sowohl der Primär- als auch der Sekundärtechnik sowie die Evaluierung bestehender Standards und Prüfvorschriften. Abhängig von den in den Clustern 2 – 4 als für die weiteren Projektphasen geeignet identifizierten Systemstrukturen und Technologien werden dann detaillierte Testbedingungen und Prüfpläne entwickelt, die in Phase 2 des Projektes umgesetzt werden sollen.

## Literatur

[1] Projekt ENSURE, [www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen](http://www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen)

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)

## evolVDSO – Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks

EU-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2013 – 31.12.2016

*Dieses unter dem Akronym „evolVDSO“ geführte Projekt ([www.evolvdso.eu](http://www.evolvdso.eu)) wird von der europäischen Kommission im Rahmen eines Konsortium aus Universitäten/Forschungsinstituten (darunter die FGH e.V.), Verteilernetzbetreibern (darunter Innogy SE auf deutscher Seite), europäischen Institutionen und neuen Market-Playern durchgeführt und stellt die zukünftigen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in den Fokus.*

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

### Projektabschluss

Das Gesamtprojekt wurde im Dezember 2016 durch ein *final event* in Mailand erfolgreich beendet, wo die zentralen Erkenntnisse und Ergebnisse der insgesamt sechs inhaltlichen Arbeitspakete präsentiert wurden. Eingeladen waren neben den direkten Projektbeteiligten auch Vertreter der Europäischen Kommission, der europäischen Regulierungsbehörde (AEEG/CEER), Akteure weiterer Projekte gleichen Förderkontextes (DREAM, INCREASE, IDE4L) sowie verschiedener europäischer Übertragungsnetzbetreiber (u.a. TenneT).

### Rückblick

Die Projektvorstellung im FGH-Jahresbericht 2013 [1] stellt die Ergebnisse der ersten Projektphase mit den Arbeitspaketen AP1 und AP2 dar. In AP1 wurden Entwicklungsszenarien definiert und die zukünftigen Rollen des Verteilnetzbetreibers identifiziert. In AP2 wurden die zu den Rollen zugehörigen Use Cases formuliert und Anforderungen an die notwendigen Tools und Methoden abgeleitet. Die Entwicklung dieser Tools stand im Fokus von AP3 in der zweiten Projektphase (Details vgl. [2]), in welcher in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen ein neues Netzplanungstool *FlexPlan* entwickelt wurde. In dem Optimierungsverfahren wird ein robuster Netzausbau für einen kurz- und mittelfristigen Zeithorizont unter Berücksichtigung von Flexibilität insbesondere auf Erzeugerseite sowie Zuverlässigkeitsaspekten im Smart Grid ermittelt. In [1] wird die methodische sowie verfahrenstechnische Umsetzung im Detail erläutert. Im Anschluss wurden die Verfahren durch Simulationsergebnisse für reale Hoch- und Mittelspannungsnetze im Rahmen von „Test-Cases“ validiert und in [2] im Detail vorgestellt. Neben den offiziellen Projektberichten für die einzelnen Arbeitspakete (vgl. [www.evolvdso.eu/results](http://www.evolvdso.eu/results)) sind die durch die FGH entwickelten Methoden und erzielten Erkenntnisse an unterschiedlichen Stellen veröffentlicht worden (vgl. S. 62 und S. 70). Die dritte und letzte Projektphase (AP5 und AP6) widmete sich der Analyse der entwickelten Verfahren in Hinblick auf

- ihre technologische Reife (TRL= Technology Readiness Level),
- der Darstellung der über die Verfahren abgebildeten Funktionalitäten und des bereitgestellten Nutzens für unterschiedliche Stakeholder,
- der Möglichkeit die Ergebnisse zu skalieren (z.B. Anwendung auf größere Netze),
- der Möglichkeit die Ergebnisse zu übertragen (z.B. in andere europäische Länder) sowie

- der Quantifizierung der Leistungsfähigkeit der Verfahren über zentrale, verallgemeinerte Indikatoren (KPI = Key Performance Indicator).

Der diesjährige Bericht aus evolVDSO umfasst daher neben einem Überblick über das entwickelte Planungsverfahren *FlexPlan* eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse mit Fokus auf die Ergebnisse aus AP5 und AP6.

### FlexPlan – Netzplanung unter Berücksichtigung von Flexibilität und Zuverlässigkeitsaspekten des Smart Grids

#### Verfahrensübersicht

Bild 1 gibt eine Übersicht über das entwickelte Optimierungstool. Zunächst werden zukünftige Entwicklungsszenarien für die Netznutzung definiert und hierzu stündliche Zeitreihen generiert. Aus Rechenzeitgründen ist die wiederholte Bewertung von Zeitreihen (für Netzplanung meist 8760-h-Raster) in einem iterativen Optimierungsansatz zu aufwändig, somit müssen auslegungsrelevante als auch repräsentative Stunden (Netznutzungsfälle) ausgewählt werden. Eine Netzberechnung zeigt kritische Situationen im bestehenden Netz, die dann innerhalb der Optimierungsroutine iterativ gelöst werden. Ziel ist es, nicht nur eine optimale Lösung für ein einzelnes Entwicklungsszenario zu finden, sondern eine robuste Lösung (Netzausbauplan) zu erhalten, so dass ein Großteil der möglichen Entwicklungsszenarien abgedeckt ist. Bild 1 fasst ebenfalls das gewählte Untersuchungsprogramm zur Validierung und Simulation dar, dessen Ergebnisse im Jahresbericht 2015 im Detail erläutert sind.

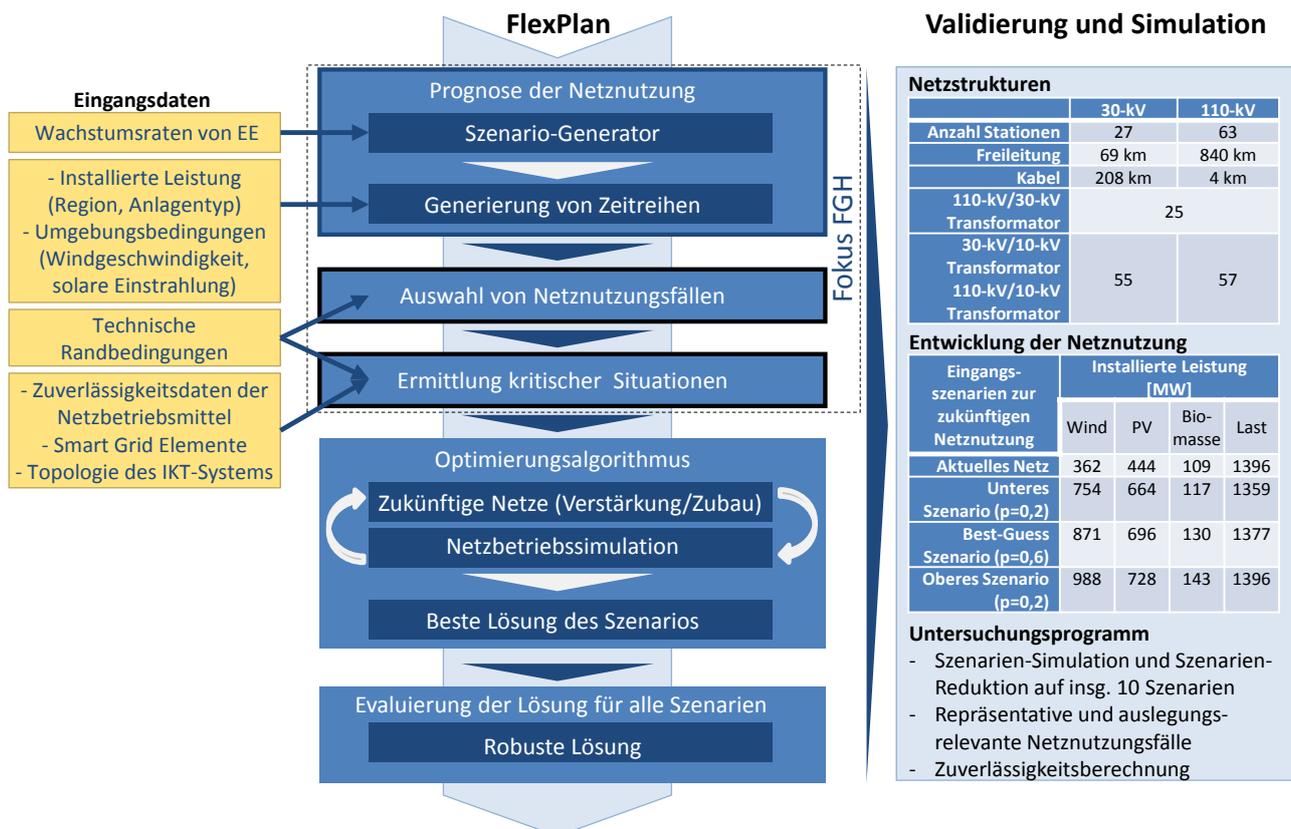


Bild 1 Übersicht über das entwickelte Netzplanungsverfahren

## Zentrale Erkenntnisse

Zusammenfassend lassen sich aus dem Projekt evolVDSO im Kontext der Netzplanung mit *FlexPlan* folgende Erkenntnisse ableiten:

- Die Berücksichtigung von kundenseitigen Flexibilitätspotentialen in der Netzplanung hat hohe Auswirkungen auf die Ausbaurkosten. Der Wert der Nutzung dieser Flexibilität innerhalb des Planungsprozesses ist netz- und fallspezifisch und nicht verallgemeinert quantifizierbar. Diese Kosten sowie die IKT-Technologie sind ein zentraler Hebel, um Kosteneinsparpotentiale zu realisieren.
- Der Einfluss des IKT-Systems auf die Zuverlässigkeit der neuen Netzstrukturen ist nicht vernachlässigbar. Er ist abhängig von der jeweiligen Netztopologie und ihrer Redundanz.
- Bei der robusten Planung wird der Netzausbau unter Beachtung mehrerer möglicher Szenarien ausgestaltet und garantiert damit gültige Netzzustände in allen eintreffenden Szenarien. Dieser robuste Netzausbau unter Unsicherheit geht mit höheren Kosten einher, als bei der (nur in Theorie möglichen) ex-post Planung des dann tatsächlich eingetretenen Szenarios.
- Bei der Planung ist es notwendig, repräsentative Netznutzungsfälle, die das Verhalten der Lasten und Einspeiser über das Jahr abbilden, einzusetzen um energiebezogene Größen wie Verluste und Abregelungsmengen zu bestimmen. Die Ergebnisse zeigen, dass hierzu 50 – 100 Netznutzungsfälle (stündliche Basis) abhängig von der Netztopologie und der geforderten Übereinstimmung mit den realen Zeitreihen ausreichen.

## Skalierbarkeit und Übertragbarkeit von *FlexPlan*

Bild 2 zeigt ausgewählte Ergebnisse der Analyse zur Übertragbarkeit und Skalierbarkeit von *FlexPlan*, wobei eine ausführliche Erläuterung [6] zu entnehmen ist. Dieser Analyse erfolgt vor dem Hintergrund der innerhalb von AP3 und AP4 erfolgten Simulationen und Tests der Verfahren (vgl. [3]). Diese wurden jeweils in enger Zusammenarbeit mit einem europäischen Verteilnetzbetreiber aus dem Konsortium, im Falle von *FlexPlan* mit dem deutschen Verteilnetzbetreiber Innogy SE, durchgeführt. Somit steht im Rahmen der Übertragbarkeit zum einen die Frage im Fokus, in wieweit die innerhalb der erfolgten Simulationen und Tests erzielten Ergebnisse und Erkenntnisse auf Basis der Netze der Innogy SE auf die europäische Ebene übertragbar sind. Zum anderen erfolgt ebenfalls die Analyse der Übertragbarkeit der Anwendung von *FlexPlan* auf andere Netze in Hinblick auf Annahmen zum Planungsprozess und Verfügbarkeit der Eingangsdaten. Im Bereich der Skalierbarkeit steht die Frage im Fokus, welche Auswirkung die Anwendung der entwickelten Verfahren auf größere Netze als den innerhalb der Simulationen im Rahmen des Projektes betrachteten hat und ob hieraus ggf. Einschränkungen resultieren.

### Übertragbarkeit

Die Analyse der Übertragbarkeit erfolgte für unterschiedliche Aspekte und wurde den beteiligten europäischen Verteilnetzbetreibern als Abfrage vorgestellt. Aspekte, die nationale Regelungen oder Vorgaben betreffen und in diesem Sinne „öffentlich“ sind und insbesondere keine sensiblen Daten/Angaben/Einschätzungen der Verteilnetzbetreiber enthalten, sind länderscharf gekennzeichnet. Übrige Aspekte sind anonymisiert dargestellt. Bild 2-links zeigt eine Auswahl der abgefragten Merkmale. Aus den Antworten der VNB ist je Aspekt jeweils eine Gesamteinschätzung getroffen und farblich gekennzeichnet (vgl. Legende). In Summe ergibt sich eine mittlere bis gute Übertragbarkeit von *FlexPlan*.

Übertragbarkeit (Replicability)			Skalierbarkeit (Scalability)		
Aspekt / Bereich	Analyse	Kommentar	Aspekt / Bereich	Kritisch?	Maßnahmen innerhalb Tool-Entwicklung / in Zukunft
Verfügbarkeit / Existenz von flexiblen Ressourcen zur Wirkleistungssteuerung		- flexible Ressourcen z.T. existent, aber nicht immer für den Netzbetreiber verfügbar	Anstieg von Rechenzeit /-Aufwand aufgrund steigender Netzgröße	Nein – Rechenzeit steigt linear mit steigender Netzgröße	<i>Entwicklung:</i> Algorithmen-gestaltung zur Begrenzung des Rechenzeitaufwands <i>Zukunft:</i> nicht notwendig
Verpflichtung zum Netzausbau bei Überlastung oder Verletzung des Spannungsbands		- Abregelung in einigen Ländern möglich / erlaubt	Anstieg von Rechenzeit /-Aufwand aufgrund steigender Anzahl Freiheitsgrade	Eventuell – bei stärkerer Regionalisierung der Szenarien	<i>Entwicklung:</i> Validierung über reale HS-/MS-Netze <i>Zukunft:</i> Aufteilung großer Netzbereiche in kleinere, unabhängig planbare
Netzknotenscharfe Szenario-Definition zur zukünftigen Netznutzung		- Szenariodefinition bei den meisten Netzbetreibern detailliert genug	Beeinflussung der Leistungsfähigkeit des Tools durch technologischen Fortschritt	Nein – Ergebnisqualität steigt mit steigender Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen	nicht bewertbar / nicht notwendig
Verfügbarkeit von Zuverlässigkeitsdaten		- konventionelle Daten verfügbar - IKT-Daten nicht verfügbar	Barrieren bei der Industrialisierung des Tools	Zentrale Herausforderung: Interaktion mit Datenbankstruktur des Netzbetreibers	<i>Zukunft:</i> Gewährleistung der Kompatibilität jeder Datenbankstruktur mit dem Tool
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <span style="background-color: #e91e63; color: white; padding: 2px;">keine (dauerhaft)</span> <span style="background-color: #ff9800; color: white; padding: 2px;">keine (temporär)</span> <span style="background-color: #9e9e9e; color: black; padding: 2px;">Neutral</span> <span style="background-color: #8bc34a; color: white; padding: 2px;">Mittel</span> <span style="background-color: #4caf50; color: white; padding: 2px;">Hoch</span> </div>					

Bild 2 Übertragbarkeit und Skalierbarkeit von FlexPlan

**Skalierbarkeit**

In Bild 2-rechts sind die Merkmale von FlexPlan bzgl. der im Gesamtprojekt für alle entwickelten Verfahren abgeleiteten Aspekte / Bereiche aufgezeigt (Auswahl). Die Spalte „kritisch?“ gibt Auskunft darüber, ob der zugehörige Aspekt kritisch wird, wenn FlexPlan zur Planung deutlich größerer Netzbereiche (Skalierung des Anwendungsfalls) angewendet wird. Bzgl. der Rechenzeit ist z.B. zwar ein Anstieg der Rechenzeit mit steigender Problemgröße absehbar, dieser ist allerdings durch entsprechende, bereits in das Verfahren integrierte Maßnahmen zur Beschleunigung der Auswahl von Planungsmaßnahmen nicht als „kritisch“ zu bewerten. Die größte Herausforderung bei der Anwendung, insbesondere auf größere Netze, liegt in der dann häufig notwendigen Interaktion mit den Datenbanken des Netzbetreibers.

**Literatur**

- [1] FGH: Jahresbericht 2013, Seite 30-31
- [2] FGH: Jahresbericht 2014, Seite 40-44
- [3] FGH: Jahresbericht 2015, Seite 42-50
- [4] evolvdSO: Deliverable 5.1 – Defined data inputs for the assessment“, ab 2017, [www.evolvdso.eu/Home/Results](http://www.evolvdso.eu/Home/Results)
- [5] evolvdSO: „Deliverable 5.2 – Impact assessment at country level“, 2016, [www.evolvdso.eu/Home/Results](http://www.evolvdso.eu/Home/Results)
- [6] evolvdSO: „Deliverable 5.3 – Impact assessment of tools at international level“, 2016, [www.evolvdso.eu/Home/Results](http://www.evolvdso.eu/Home/Results)
- [7] evolvdSO: „Deliverable 6.1 – Report with recommendations for deployment of developed tools and methods“, 2016, [www.evolvdso.eu/Home/Results](http://www.evolvdso.eu/Home/Results)

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

## Zuverlässigkeit im Smart Grid

Auszug aus Dissertation

Veröffentlichung März 2017

*Der Fokus der Dissertation [6] lag auf der Entwicklung eines Verfahrens zur Bewertung der Zuverlässigkeit in elektrischen Verteilungsnetzen, die eine Abhängigkeit von Smart Grid-Anwendungen und dem IKT-System aufweisen. Die Entwicklung wesentlicher Teile des Verfahrens erfolgte im Rahmen des EU-Forschungsprojekts „Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks“ (evolvDSO).*

### Einleitung

Aktuell wirken eine Reihe von Treibern auf die Entstehung von Smart Grids, die von der Bundesnetzagentur in [1] definiert werden, als konventionelle Elektrizitätsnetze aufgerüstet, um Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten. Als dominanter technischer Treiber ist hier der stetige Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen zu nennen, der zu Herausforderungen in den Bereichen der Auslastung von Betriebsmitteln, der Spannungshaltung, der Schutzauslegung und der Zuverlässigkeit der elektrischen Anbindung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen führt. Um diese Herausforderungen zu bewältigen, ist ein erheblicher Ausbau der Verteilungsnetze unumgänglich, der mit primärtechnischen Betriebsmitteln oder aber mit Regelungs- und Automatisierungsoptionen erfolgen kann [2]. Zusätzlich zum Ausbaubedarf gibt es drei Themenkomplexe auf politischer Ebene, die aktuell die Entwicklung zu Smart Grids anreizen. Diese sind das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes und das Weißbuch zum Strommarkt für die Energiewende. In diesen werden neben dem Ausbau der Infrastruktur basierend auf Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) auch konkrete Smart Grid-Anwendungen wie beispielsweise das Erzeugungsmanagement sowie deren Anwendung in der Netzplanung zur Reduktion von konventionellem Netzausbau mit primärtechnischen Betriebsmitteln aufgeführt.

### Bewertung von Zuverlässigkeit im Smart Grid

Da in der Netzplanung neben der Prüfung der technischen Grenzen vor dem Hintergrund der Qualitätsregulierung und deren möglicher monetärer Auswirkungen auch eine Bewertung der Zuverlässigkeit notwendig ist, sollten neben dem generellen Einsatzbereich der Smart Grid-Anwendungen auch deren Einfluss auf die Zuverlässigkeit evaluiert werden. Smart Grid-Anwendungen zur Optimierung der Ausnutzung bestehender primärtechnischer Betriebsmittel erfordern in der Regel einen Anschluss an das Informations- und Kommunikationstechniksystem (IKT-System) für den Austausch von Messdaten und Steuerbefehlen. Wenn der Betrieb des Netzes innerhalb der vorgegebenen technischen Grenzen zunehmend abhängig von einem fehlerfreien Betrieb solcher Smart Grid-Anwendungen wird, entwickelt die Zuverlässigkeit auch eine Abhängigkeit vom IKT-System. Zur Bewertung der Zuverlässigkeit im Smart Grid ist daher ein Gesamtsystem bestehend aus Primär-System, Smart Grid-Anwendungen und IKT-System zu betrachten (s. Bild 1).

Eine besondere Rolle nehmen in diesem Gesamtsystem die Smart Grid-Anwendungen ein, da sie zum einen über ihre Funktion direkten Einfluss auf das Primär-System nehmen und zum anderen über ihr Verhalten bei einem Fehler im IKT-System bestimmen in wie weit das IKT-System das Primär-System beeinflusst. Im Detail werden Smart Grid-Anwendungen auf IKT-Betriebsmitteln (IKTB), die in der Regel aus einer Funktions- und einer Kommunikationseinheit bestehen, implementiert. Daher werden sie in ihrer Funktion durch das IKTB, auf dem sie realisiert sind, und durch ihre Kommunikationsanforderungen, die über das IKT-System bereitgestellt werden müssen, beeinflusst.

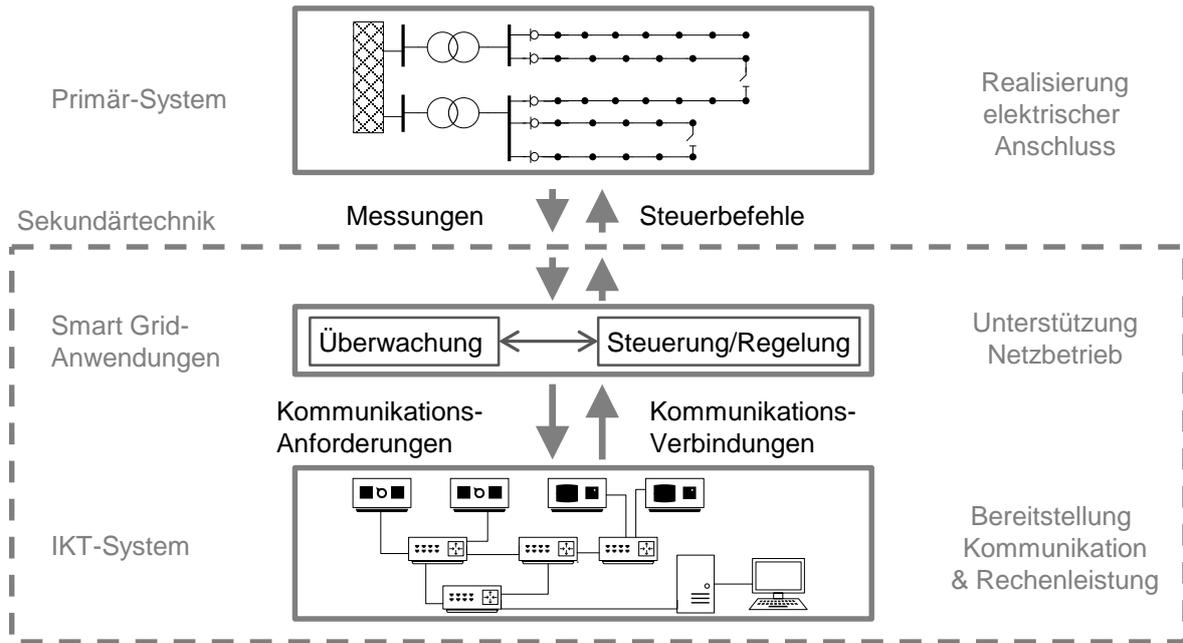


Bild 1 Gesamtsystem Smart Grid

Aufgrund eines Ausfalls des IKTBs oder anderen Ausfällen im IKT-System kann die Funktionalität einer Smart Grid-Anwendung gestört werden. Das Ausmaß einer solchen Störung hängt dabei vom charakteristischen Störungsprozess, der über ein Ausfallmodell beschrieben wird, und der Smart Grid-Anwendung ab und kann von einer teilweisen Störung bis zu einem vollen Funktionsausfall reichen. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist in diesem Zusammenhang die Rückfallposition der einzelnen Smart Grid-Anwendung, die definiert, wie sich die Smart Grid-Anwendung bei Ausfall der Kommunikation oder Ausfall des IKTBs verhält. Auf Basis der Freiheitsgrade, die sich bei der Ausgestaltung der Rückfallposition in Abhängigkeit vom Ausfallmodell ergeben, können die Smart Grid-Anwendungen in die Gruppen „Steuerung/Überwachung“ und „Regelung/Management“ unterteilt werden, wie sie in Bild 2 dargestellt sind.

Die erste Gruppe wird von Anwendungen mit Steuerungs- und Überwachungsfunktionen gebildet. Hierunter werden die Anwendungen „Fernbedientes Schalten“ sowie Betriebsmittel-Monitoring und Messungen eingeordnet. Um ihre Funktion zu realisieren, sind diese Anwendungen stets auf eine funktionierende Kommunikation angewiesen. Ein Kommunikationsausfall ist daher in seinem Ausmaß identisch zu einem Funktionsausfall der Anwendungen. Die für das IKT-System definierten Ausfallmodelle führen daher alle zu einer identischen Beeinflussung der Anwendung und damit einer identischen Rückwirkung auf das Primär-System.

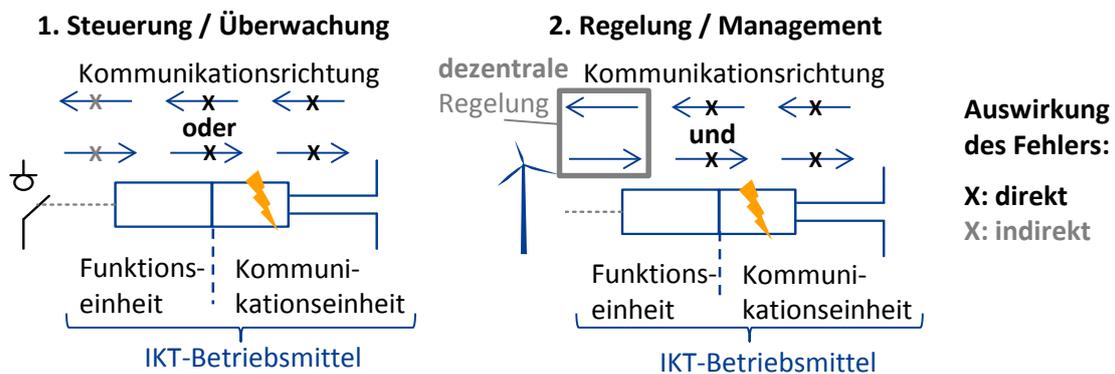


Bild 2 Gruppierung von Smart Grid-Anwendungen im Fehlerfall

In die zweite Gruppe fallen die Anwendungen Transformatorregelung, Demand Side Management und Erzeugungsmanagement (EZM). Diese werden zur Regelung und zum Management von Betriebsmitteln und Netznutzern eingesetzt und sind nicht zwingend auf eine funktionierende Kommunikation angewiesen, da sie aufgrund von lokal zur Verfügung stehenden Informationen Anpassungen vornehmen können. Die Rückfallpositionen für einen Netzwerkfehler auf einer notwendigen Kommunikationsverbindung und für einen Funktionsfehler des IKTBs, auf dem die Anwendung installiert ist, können sich daher grundlegend unterscheiden. Bei der Bewertung der Rückwirkung auf das Primär-System ist es daher zwingend erforderlich, diese zu berücksichtigen.

Weiterhin wird die Häufigkeit und Dauer, mit der das Netz abhängig von einer bestimmten Smart Grid-Anwendung ist, über die Netztopologie, die Funktion der Smart Grid-Anwendungen sowie die Verbrauchs- und die Erzeugungsleistung bestimmt. Weil zudem sowohl Verbrauchs- und Erzeugungsleistung als auch Eintrittswahrscheinlichkeiten von Fehlern mit der Zeit deutlich variieren, sind bestehende Zuverlässigkeitsberechnungsverfahren für die Anwendung auf Smart Grids weiterzuentwickeln.

### Verfahren zur Zuverlässigkeitsbewertung im Smart Grid

Zur Bewertung der Zuverlässigkeit im Smart Grid wurde ein Verfahren bestehend aus vier Verfahrensschritten, die in Bild 3 darstellt sind, entwickelt.

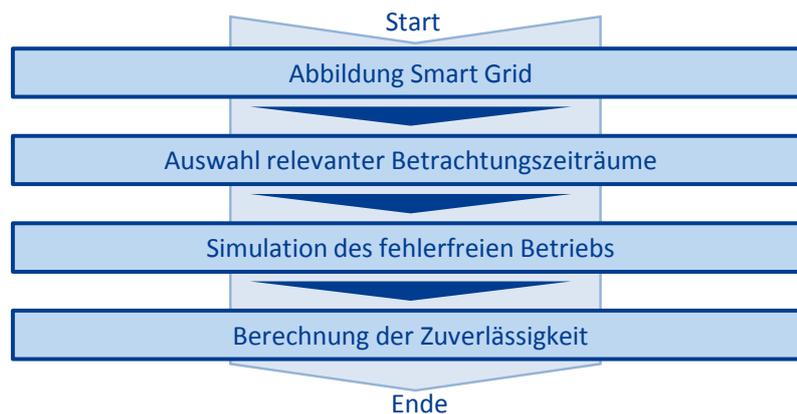


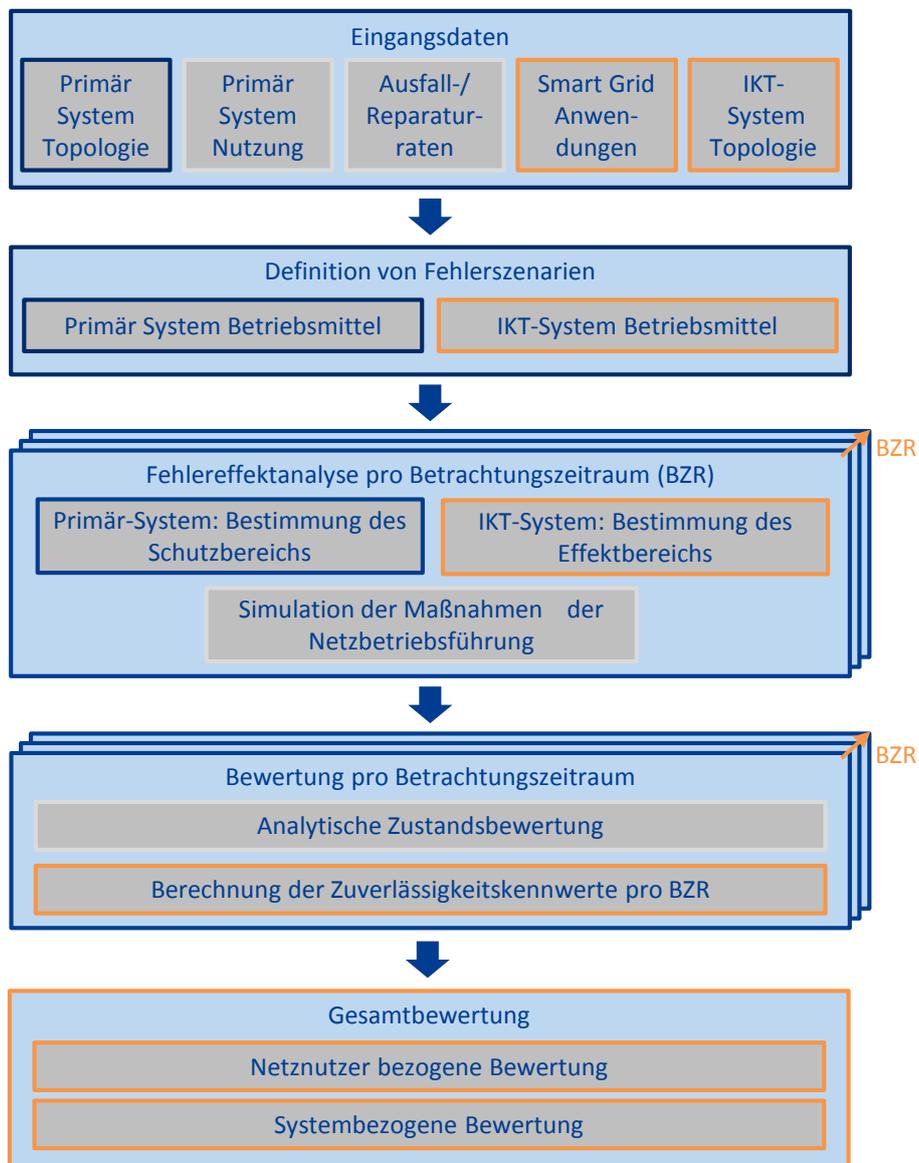
Bild 3 Gruppierung von Smart Grid-Anwendungen im Fehlerfall

Im ersten Verfahrensschritt wird das bestehende Primär-System ergänzt um das IKT-System, die eingesetzten Smart Grid-Anwendungen sowie die Nutzung des Primär-Systems zur Abbildung des Smart Grid.

Um bei realitätsnahen Modellen eines Smart Grids noch akzeptable Rechenzeiten erzielen zu können, ist es in einem zweiten Schritt notwendig die Anzahl an Betrachtungsräumen (BZR), die in der Rechnung bewertet werden, einzuschränken. Die Auswahl der Betrachtungszeiträume, die in die Bewertung einfließen, hat dabei einen großen Einfluss auf die Genauigkeit des Ergebnisses. Relevante Betrachtungszeiträume sind somit in einem der Zuverlässigkeitsberechnung vorangehenden Verfahrensschritt, wie er in [3] beschrieben wird, zu ermitteln.

Die Nutzung des Primär-Systems durch die Netznutzer dient als Ausgangspunkt für die Zuverlässigkeitsberechnung. In Abhängigkeit von der Netznutzung kann es bereits im fehlerfreien Betrieb notwendig sein, dass das Netznutzerverhalten durch den Netzbetreiber beeinflusst wird, um alle technischen Randbedingungen im Netzbetrieb einzuhalten. Daher muss die Anpassung des Netznutzerverhaltens in der Berechnung der Zuverlässigkeit berücksichtigt werden. Der fehlerfreie Betrieb im Smart Grid muss somit vor der Durchführung der Zuverlässigkeitsberechnung simuliert werden.

Im letzten Verfahrensschritt wird die Zuverlässigkeit berechnet. In dem in [3] vorgestellten neuen Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeit in elektrischen Netzen werden das IKT-System, die Kommunikationsanforderungen von Smart Grid-Anwendungen und die Zeitabhängigkeit von Fehlereintrittswahrscheinlichkeiten sowie Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen adäquat berücksichtigt. Zur Realisierung dieses Verfahrens für Smart Grids wurde ein bestehendes analytisches Verfahren für die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung erweitert um eine Bewertung des IKT-Systems, der Smart Grid-Anwendungen und deren Effekt auf den Wiederversorgungsprozess. Außerdem wurde der Algorithmus zur Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen ertüchtigt, um die beschriebenen Zeitabhängigkeiten hinreichend genau abzubilden. Dabei wurde stets auf die Anwendbarkeit des Verfahrens in der Netzplanung analog zum heutigen Einsatzgebiet von Zuverlässigkeitsberechnungsverfahren geachtet. Die wesentlichen Erweiterungen und neuen Verfahrensschritte im Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung sind in Bild 4 dargestellt.



- bestehender und weitgehend unverändert übernommener Verfahrensschritt
- Erweiterung des Verfahrensschritts
- Neuer Verfahrensschritt

Bild 4 Erweiterter Algorithmus der Zuverlässigkeitsberechnung

## Exemplarische Ergebnisse

Im Folgenden werden Ergebnisse, die mit dem Algorithmus für ein realitätsnahes Mittelspannungsnetz mit offen betriebener Ringstruktur berechnet wurden, vorgestellt. Wesentliche Gestaltungsoptionen im Smart Grid sind das Übertragungsmedium, das Ausmaß an integrierter Redundanz im IKT-System, welches maßgeblich über die gewählte Topologie bestimmt wird, die Rückfallposition der Anwendung bei Kommunikationsausfall und die Wahl der IKT-Betriebsmittel (IKTB), deren Zuverlässigkeit sich aus bisher bekannten Quellen nur mittels größerer Bandbreiten beschreiben lässt.

Um die Auswirkung der Gestaltungsoptionen auf die Zuverlässigkeit zu verdeutlichen, wurden exemplarische Berechnungen für ein synthetisch generiertes 10 kV Mittelspannungsnetz mit 189 Knoten und 202 Zweigen durchgeführt. Als Smart Grid-Anwendungen wurden Einspeisemanagement (3 %-Ansatz), eine Transformatorstufensteller-Regelung, Freileitungsmonitoring und fernbedientes Schalten von Trennstellen mit den jeweilig erforderlichen IKTB nachgebildet. Neben dem Primär-System wurden zwei Varianten eines IKT-Systems modelliert. In einer Variante (LWL-System) wurde ein IKT-System auf Basis von Lichtwellenleitern parallel zum elektrischen Netz realisiert. In einer anderen Variante (Funk-System) wurde ein IKT-System auf Basis von Mobilfunk nachgebildet. Bild 5 zeigt das resultierende Gesamtsystem für die Variante LWL-System.

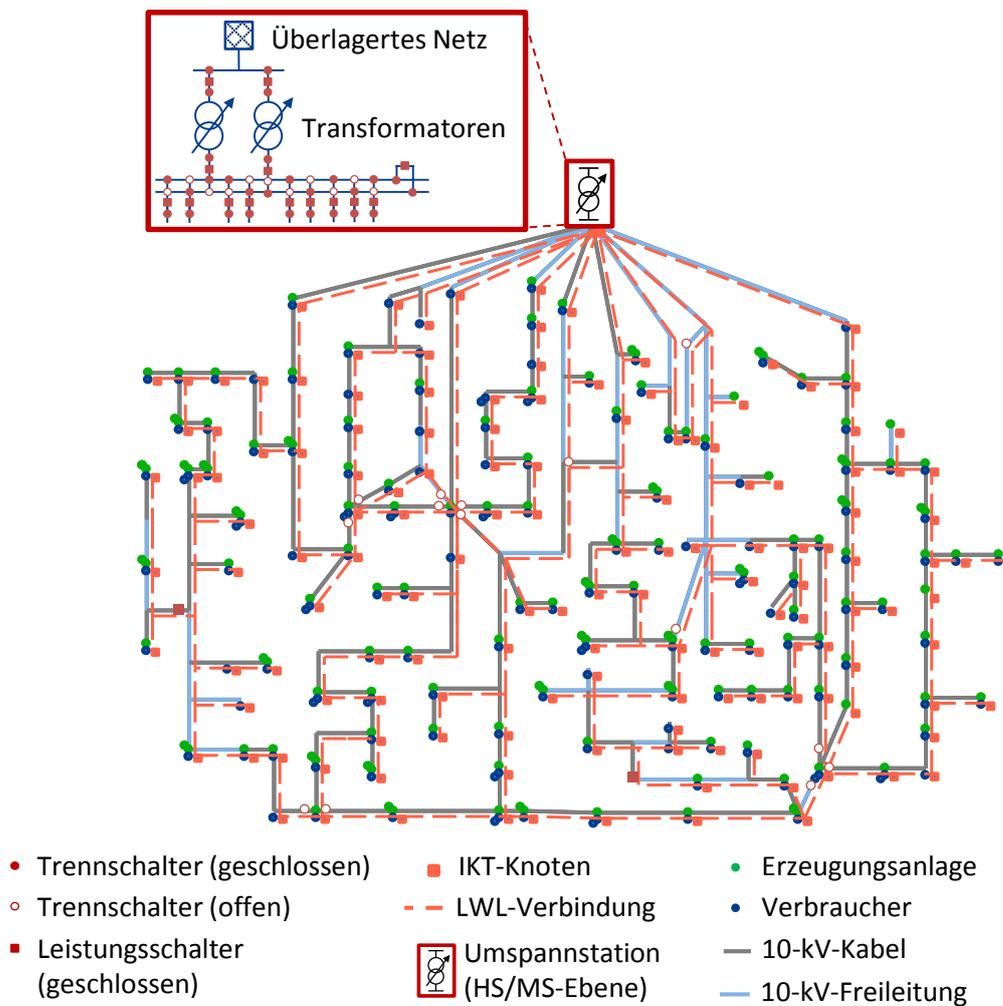


Bild 5 Resultierendes Smart Grid (LWL-System)

Bei der Berechnung der Zuverlässigkeit wurden sowohl das IKT-System als auch die Smart Grid-Anwendungen berücksichtigt. Im Fokus der Untersuchungen standen der Einfluss von Smart Grid-Anwendungen,

IKT-System und Rückfallposition auf die Zuverlässigkeit sowie die Bewertung des gesamten Netzes anhand von Average System Interruption Frequency Index (ASIFI) und Average System Interruption Duration Index (ASIDI) [5].

Die gemäß DISQUAL-Methodik [5] errechneten ASIDI- und ASIFI-Werte für Erzeugungsanlagen, die sich aufgrund von Ausfällen von Primär-System-Betriebsmitteln (PSB) und IKTB sowie Netzengpässen in den drei berechneten Varianten ergeben, sind in Bild 6 dargestellt. Als Vergleichsgröße sei an dieser Stelle angemerkt, dass sich bei einer pauschalen Abschaltung der Erzeugungsanlagen im Zeitraum nach Fehlereintritt bis zur Wiederinbetriebnahme des vom Fehler betroffenen PSB für die Erzeugungsanlagen im exemplarischen Netz ein ASIDI-Wert von 248,1 min/a ergeben würde. Wird hingegen ein EZM eingesetzt, um einen Weiterbetrieb unter Inkaufnahme einer vorübergehenden Leistungsreduzierung im (n-1)-Fall zu ermöglichen, sinkt der ASIDI-Wert auf ca. 16 min/a, wenn ein zu 100 %-zuverlässiges IKT-System unterstellt wird. Es ergibt sich durch den Einsatz von EZM daher erst einmal eine deutliche Verbesserung des ASIDI-Werts für Erzeugungsanlagen.

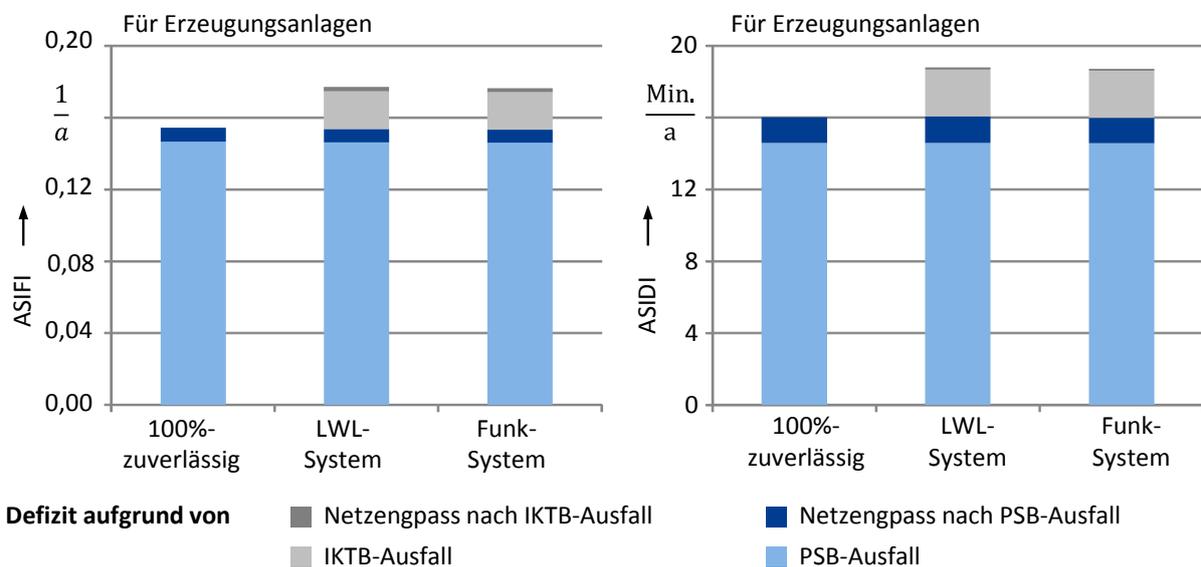


Bild 6 ASIDI- und ASIFI-Werte für Erzeugungsanlagen

Bei einer Berücksichtigung von nicht mehr zu 100 %-zuverlässigen IKTB ergeben sich die in Bild 6 dargestellten ASIFI- und ASIDI-Werte für Erzeugungsanlagen. Sowohl im LWL-System als auch im Funk-System kommt es zu einer Erhöhung des ASIFI-Werts um 0,023 1/a und des ASIDI-Werts um 2,7 min/a, bezogen auf die Ergebnisse mit einem zu 100 %-zuverlässigen IKT-System. Der Einfluss des IKT-Systems auf die Zuverlässigkeit der Netzeinspeisemöglichkeit der Erzeugungsanlagen ist daher nicht vernachlässigbar. Es treten keine Unterschiede zwischen den beiden Varianten LWL-System und Funk-System auf, weil in der Rückfallposition des EZM für einen Kommunikationsausfall eine Einspeisung von bis zu 80 % der Nennleistung zugelassen wird. Da die Erzeugungsanlagen bei Kommunikationsausfall nicht abgeschaltet werden, hat die Topologie des IKT-Systems keinen nennenswerten Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Netzeinspeisemöglichkeit.

Um die Unterschiede zwischen den beiden Varianten noch einmal genauer zu betrachten, wurden zusätzlich zu den ASIDI- und ASIFI-Werten die Abregelungshäufigkeit und die Abregelungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsanlagen ausgewertet. Die Ergebnisse sind in Bild 7 dargestellt.

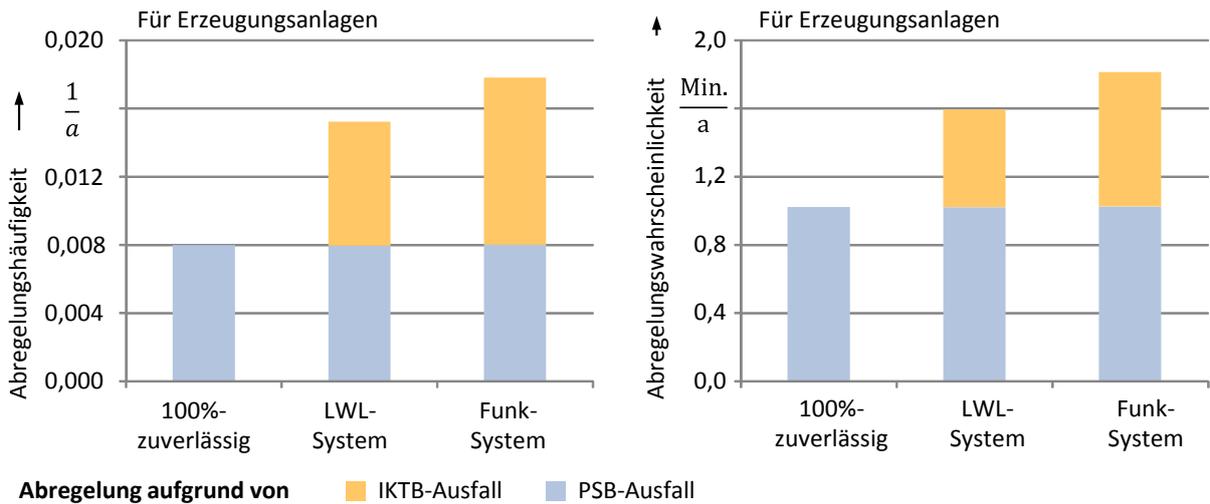


Bild 7 Abregelungshäufigkeit und -wahrscheinlichkeit für Erzeugungsanlagen

Die Ergebnisse zu Abregelungshäufigkeit und –wahrscheinlichkeit zeigen, dass zwischen beiden untersuchten Varianten für das IKT-System deutliche Unterschiede bestehen, die sich aufgrund der gewählten Rückfallposition des EZM allerdings nicht auf die Zuverlässigkeitskenngrößen ASIDI und ASIFI auswirken. Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass bei der Ausgestaltung eines Smart Grid nicht nur die verfügbaren Optionen, sondern auch deren kombinierter Einfluss auf die Zuverlässigkeit abgewogen werden sollte. Des Weiteren sollte besonders hervorgehoben werden, dass der positive Effekt des EZM auf die Zuverlässigkeit der Netzeinspeisemöglichkeit der Erzeugungsanlage trotz Abhängigkeit von Smart Grid-Anwendung und IKT-System bestehen bleibt.

### Zusammenfassung und Ausblick

Die Analysen zur Bewertung der Zuverlässigkeit im Smart Grid haben gezeigt, dass es sowohl notwendig ist die eingesetzten Smart Grid-Anwendungen und das IKT-System über adäquate Modelle nachzubilden als auch die Zeitabhängigkeit von Fehlereintrittswahrscheinlichkeit und Primär-System-Nutzung zu modellieren.

Auf Basis dieser Ergebnisse wurde daher ein Verfahren entwickelt, dass eine Bewertung der Zuverlässigkeit im Smart Grid unter Berücksichtigung von direkten und indirekten Abhängigkeiten, die sich zwischen elektrischem Netz, IKT-System und Smart Grid-Anwendungen ergeben, ermöglicht. Das entwickelte Verfahren baut dabei auf einem bestehenden probabilistischen Verfahren für die analytische Zuverlässigkeitsberechnung auf. Da sich analytische Verfahren in der Praxis bewährt haben, dienen die bestehenden Verfahrensteile zur Modellierung des Primär-Systems und der Betriebssimulation als Ausgangspunkt für die Weiterentwicklung. Wesentliche Erweiterungen betreffen die Modellierung der Zeitabhängigkeit von Netznutzung und Ausfallhäufigkeit sowie das IKT-System, die Smart Grid-Anwendung 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 Ergebnisse der exemplarisch durchgeführten Zuverlässigkeitsberechnung mit dem neu entwickelten Verfahren zeigen, dass der Einfluss des IKT-Systems und der Smart Grid-Anwendungen auf die Zuverlässigkeit im Smart Grid nicht vernachlässigbar sind. Das Ausmaß des Einflusses hängt dabei von der Smart Grid-Anwendung, den Anforderungen der Anwendung an das IKT-System und möglichen Rückfallpositionen der Anwendung ab. Aufgrund der gewählten Realisierung des IKT-Systems, eingesetzten Anwendungen und

der Parametrierung der Anwendungen überwiegt im untersuchten Smart Grid der positive Effekt, den die Anwendungen auf die Zuverlässigkeit haben, den negativen Effekt, der sich durch eine Abhängigkeit vom IKT-System ergibt.

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.

### Literatur

- [1] BNetzA: "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bundesnetzagentur, Bonn 2011
- [2] BMWi: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014
- [3] Schacht, D.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Selection of Relevant Failure Modes and System States for the Evaluation of Reliability in Distribution Grids Depending on ICT. CIGRE Workshop 2016, Helsinki / Finnland, 14.-15.06.2016
- [4] Schacht, D.; Lehmann, D.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Modelling of Interactions between Power System and Communication Systems for the Evaluation of Reliability. 19th Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), Genua / Italien, 20-24. Juni 2016
- [5] IEEE: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std.1366-2012
- [6] Schacht, D.: Zuverlässigkeit im Smart Grid. Dissertation, RWTH Aachen, 2017

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

## Ermittlung planungsrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilnetze

Auszug aus Dissertationsvorhaben

voraussichtliche Veröffentlichung in 2017

*Trotz steigender Herausforderungen in der Netzplanung, die durch den steigenden Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) und neuen Freiheitsgraden durch innovative Netzbetriebsmittel und -konzepte verursacht werden, wurden die Methoden zur Ermittlung von planungsrelevanten Netznutzungsfällen (NNF) kaum angepasst, die noch immer auf Basis vereinfachter, pauschaler Regeln abgeschätzt werden. Die Veränderung der Gleichzeitigkeiten zwischen den Kunden und die Notwendigkeit, neue Planungsfreiheitsgrade zu bewerten, bedarf jedoch ein Überdenken des klassischen Ansatzes.*

*Im Rahmen dieses Dissertationsvorhabens wurde eine Methode entwickelt, um planungsrelevante NNF auf der Grundlage von Kundenzeitreihen zu ermitteln. Die Ergebnisse zeigen, dass eine geringe Anzahl von NNF in der Netzplanung weiterhin ausreicht, das Netz jedoch einen Einfluss auf die Ermittlung der planungsrelevanten NNF besitzt. Ein Teil der Verfahrensentwicklungen stammt aus dem EU-Forschungsprojekt evolVDSO (siehe Seite 58).*

### Motivation

Der steigende Anteil an dezentralen EE-Anlagen in den Verteilnetzen und die damit einhergehende Netzbelastung erfordert oftmals Netzausbau, um die technischen Randbedingungen einzuhalten. Um zu entscheiden, welche Maßnahmen notwendig sind, werden in der Netzplanung sogenannte Netznutzungsfälle verwendet, mit denen die größtmögliche Netzbelastung abgeschätzt wird. Traditionell werden zwei Worst-Cases – ein Starklastfall und ein Schwachlastfall – in der Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen genutzt. Zur Modellierung dieser Fälle werden auf Basis von Erfahrungswerten des Netzplaners Gleichzeitigkeiten von Erzeugern und Verbrauchern abgeschätzt.

Durch neue Verbraucher, z.B. E-Mobilität, Wärmepumpen und Energiespeicher, und einem weiteren Zubau von EE-Anlagen ändern sich diese zuvor bekannten Gleichzeitigkeiten. Dies führt zu Schwierigkeiten bei der Ermittlung auslegungsrelevanter NNF. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass die Bestimmung der NNF einen großen Einfluss auf die Netzkosten haben kann, daher ist eine genaue Abschätzung von großer Bedeutung [1].

Darüber hinaus erweitern neue Netzbetriebsmittel wie der rONT, der STATCOM oder der leistungselektronische Längsregler sowie neue Netzbetriebskonzepte wie Blindleistungsbereitstellung und Einspeisemanagement von EE-Anlagen die Freiheitsgrade des Netzplaners und können eine kostengünstige Substitution von konventionellem Netzausbau sein [2-4]. Um diese neuen Lösungen zu bewerten, reicht die Betrachtung der klassischen Worst-Cases nicht aus. Daher sind weitere planungsrelevante NNF erforderlich.

Ein Ansatz zur Behebung dieses Problems ist die Verwendung von Zeitreihen in der Netzplanung. Verschiedene nationale Richtlinien und Normen legen fest, welche Kundenmesswerte dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung stehen. In Deutschland müssen PV-Anlagen mit einer installierten Kapazität von 30 kW diese Daten liefern [5]. Verbraucher mit einer jährlichen Nachfrage von mehr als 100 MWh müssen Messdaten in einer ¼-h-Auflösung [6] bereitstellen. Dies führt jedoch dazu, dass gemessene Zeitreihen für die meisten Kunden, die mit Vertriebsnetzen verbunden sind, nicht vorhanden sind. Zusätzlich zu der Problematik der fehlenden Daten ist die Simulation und Bewertung von Zeitreihen mit einem erheblichen Aufwand im Vergleich zum heutigen Netzplanungsprozess verbunden.

Daher stellt dieses Forschungsvorhaben einen neuen Ansatz der Bestimmung von planungsrelevanten NNF auf der Grundlage synthetischer Zeitreihen vor. Die neue Methode verringert den Aufwand für die Zeitreihenberechnung, indem sie auf wenige, planungsrelevante Fälle reduziert wird.

## Verfahren zur Ermittlung planungsrelevanter NNF

Ein Überblick über das Verfahren ist in Bild 1 dargestellt.

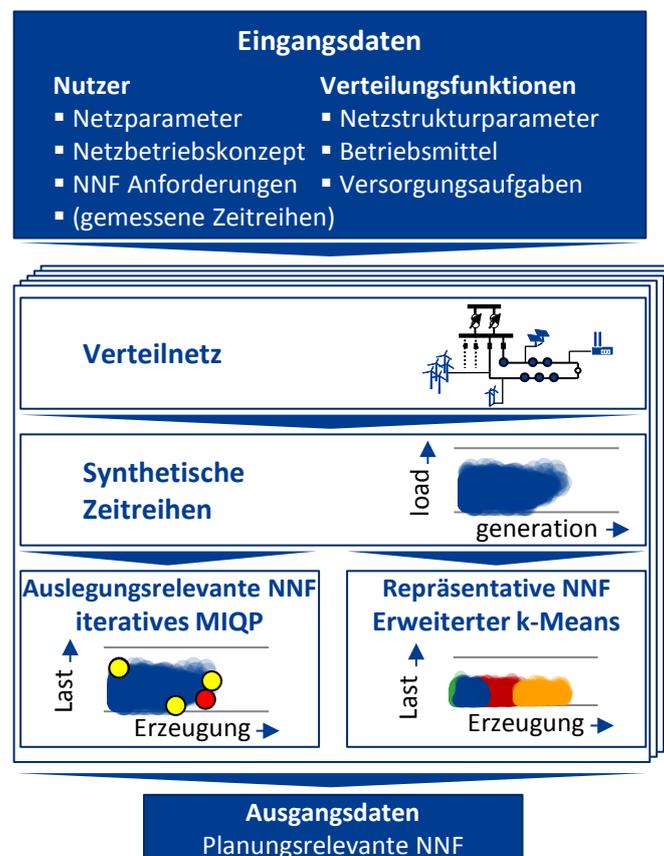


Bild 1 Überblick über das entwickelte Verfahren

### Generierung Verteilnetz

Ausgangspunkt ist ein Modell des Verteilnetzes, für das die relevanten NNF ermittelt werden sollen. Das Netzmodell muss elektrische Parameter für Leitungen und Transformatoren, aber auch Informationen über die angeschlossenen Kunden bereitstellen. Neben der Anwendung der Methode auf reale Verteilnetze wurde ein Verteilnetzgenerator (basierend auf [7]) entwickelt, um allgemeine Schlussfolgerungen für die Bestimmung der NNF ableiten zu können. Dieses Verfahren verwendet Verteilungsfunktionen für Versorgungsaufgabe, Netzstruktur oder elektrische Parameter, um die unterschiedlichen und sehr heterogenen deutschen Verteilnetze zu modellieren.

### Generierung synthetischer NNF

In einem nächsten Schritt werden synthetische Zeitreihen generiert, mit denen die Netzbelastung realitätsnah modelliert wird, da Abhängigkeiten zwischen unterschiedlichen Kunden und deren Nachfrage und Erzeugung berücksichtigt werden. Dieser Schritt basiert auf einer Analyse von realen Messwerten, die sich aus Messungen von Erzeugern wie Windenergieanlagen und PV-Anlagen aber auch Verbrauchern wie Haushalten und Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungs- und Industriekunden zusammensetzen. Stochastische Abhängigkeiten (linear und nichtlinear) wurden abgeleitet und genutzt, um realistische Zeitreihen für alle an das Verteilnetz angeschlossenen Kunden zu modellieren. Das Ergebnis sind Zeitreihen, mit der die Netzbelastung in einem 8760-h-Raster modelliert wird.

### Bestimmung der planungsrelevanten NNF

Da die Simulation von Zeitreihen für elektrische Netze mit einem hohen Aufwand für die Berechnung und Interpretation der Ergebnisse verbunden ist, werden diese Zeitreihen anschließend auf planungsrelevante NNF reduziert. Diese werden in zwei verschiedene Typen kategorisiert: auslegungsrelevante NNF, mit denen die größtmögliche Netzbelastung abgebildet wird, und repräsentative NNF, die für die Berechnung der zeitbezogenen Größen wie Netzverluste oder Einspeisemanagement verwendet werden. Bild 2 zeigt den Unterschied zwischen diesen Kategorien.

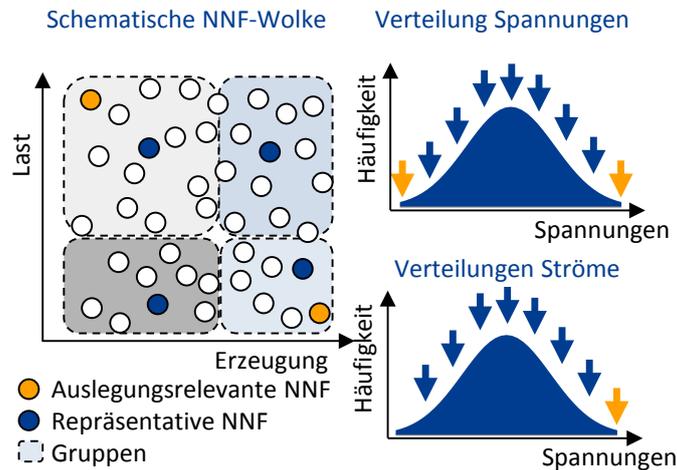


Bild 2 Kategorisierung der relevanten NNF

Es ist ersichtlich, dass die auslegungsrelevanten NNF am Rand der „NNF-Wolke“ gefunden werden und somit zu der höchsten Netzbelastung mit den höchsten Strömen und den maximalen oder minimalen Spannungen führen. Im Gegensatz dazu sind die repräsentativen NNF ein Querschnitt der gesamten Zeitreihe. Es zeigen sich somit unterschiedliche Anforderungen an die die beiden NNF-Kategorien, was zu unterschiedlichen Methoden zur Ableitung führt. Diese beiden Methoden werden im Folgenden beschrieben.

Um die NNF mit der maximalen Netzbelastung (auslegungsrelevante NNF) abzuleiten, wird zunächst eine Schätzung der Lastflüsse der gesamten Zeitreihe durchgeführt. Mit einer vereinfachten Lastflussberechnung, basierend auf einem Forward-Backward-Sweep [8] und auf Basis von linearen Sensitivitäten, die den Einfluss eines Kunden auf die Leiterströme ausdrücken, wird für jede Leitung der maximal auftretende Strom und für jeden Knoten die maximale und die minimale Spannung abgeschätzt. Diese Grenzen bilden die Nebenbedingungen eines Optimierungsproblems, das aufgestellt wird, um sicherzustellen, dass die höchsten Netzbelastungen, die durch die Zeitreihen verursacht werden, auch durch die geringe Anzahl von auslegungsrelevanten NNF erreicht werden.

Die Freiheitsgrade sind die Anzahl und die Ausgestaltung der synthetischen, auslegungsrelevanten NNF, die sich aus der Einspeisung und Nachfrage der angeschlossenen Kunden zusammensetzen. Synthetisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die NNF nicht aus der Zeitreihe ausgewählt werden, sondern vielmehr die Nachfrage oder Erzeugung jedes Kunden zwischen seiner minimalen und maximalen Leistung liegen kann. Die Zielfunktion des implementierten Algorithmus garantiert, dass die Differenz zwischen der maximalen Netzbelastung, die sich aus der Simulation der Zeitreihe ergibt, und der maximalen Netzbelastung, die sich aus der Simulation der auslegungsrelevanten NNF ergibt, so klein wie möglich ist. Für eine ausführliche Erläuterung der Formulierung des Optimierungsproblems siehe [9].

Durch die Lösung des formulierten Optimierungsproblems wird die Zeitreihe auf eine vordefinierte Anzahl von NNF reduziert. Nebenbedingungen und Zielfunktion werden auf der Grundlage der oben erwähnten

linearen Sensitivitäten formuliert, um exakte Lösungsverfahren anstelle von heuristischen verwenden zu können. Hierzu wird auf iterative, gemischt-ganzzahlige quadratische Programmierung (MIQP) zurückgegriffen, was bedeutet, dass das Optimierungsproblem wiederholt gelöst wird und nach jeder Lösung die linearen Sensitivitäten basierend auf den mit der gefundenen Lösung berechneten Spannungen aktualisiert werden.

Die Anforderungen an die repräsentativen NNF unterscheiden sich von denen, die für die auslegungsrelevanten NNF formuliert wurden. Für die repräsentativen NNF müssen Ähnlichkeitsstrukturen in der Zeitreihe identifiziert werden, um die NNF in geeignete Gruppen einzuteilen, die zu ähnlichen Netzbelastungen führen. In der Literatur gibt es für diese Fragestellungen viele sogenannte Cluster-Algorithmen [10, 11]. Basierend auf einigen Test-Clustering wurde der k-Means-Algorithmus, ein iterativer, partitionierender Algorithmus, als geeignet identifiziert und für dieses Forschungsvorhaben erweitert.

Der Nachteil einer Reduktion der Zeitreihen mithilfe des klassischen k-Means-Algorithmus ist die Vernachlässigung von Netzparametern im Clustering und die Annahme, dass jeder NNF unabhängig von seinem Beitrag zu den zeitbezogenen Größen bewertet wird. Daher wurden drei Modifikationen vorgenommen:

1. Entwicklung eines Distanzmaßes zur Berücksichtigung von elektrischen Parametern des Netzes
2. Anstreben heterogener Clustergüten im iterativen Clustering
3. Optimierung von Clusterrepräsentanten

Durch die Verwendung dieser Modifikationen kann die Zeitreihe auf eine geringe Anzahl repräsentativer NNF reduziert werden, was den Aufwand für eine Simulation der Zeitreihen und somit die Bewertung zeitbezogener Größen deutlich verringert.

### Exemplarische Ergebnisse

Mit dem Verteilnetzgenerator wurden drei verschiedene Verteilnetze erzeugt, um die entwickelte Methode zu demonstrieren und den Einfluss des Netzes auf die Bestimmung der planungsrelevanten NNF zu quantifizieren. Der Untersuchungsrahmen umfasst folgende Modellnetze:

1. ländliches Netz, PV dominiert
2. ländliches Netz, Wind dominiert
3. städtisches Netz, viele Gewerbekunden

Zuerst wurde das entwickelte Zeitreihenmodell angewendet, um für jeden Kunden synthetische NNF in einer 8760-h-Auflösung zu erzeugen. Die resultierenden NNF-Wolken, die Erzeugung und Last im gesamten Netz aggregieren, sind in Bild 3 links zu sehen. Die Ergebnisse zeigen, dass je nach den an das Netz angeschlossenen Kunden unterschiedliche Formen von NNF-Wolken entstehen. Dies lässt sich durch unterschiedliche Erzeugungs- und Lastprofile der Kunden erklären, aber auch durch die unterschiedlichen Abhängigkeitsstrukturen und Gleichzeitigkeiten zwischen den Kunden.

Im nächsten Schritt wurden die auslegungsrelevanten NNF mit dem entwickelten iterativen MIQP ermittelt. Diese sind als hellblaue Kreise dargestellt. Um diese mit den klassischen Worst-Cases zu vergleichen, werden die NNF, die sich mit klassischen Annahmen (basierend auf [3]) ergeben würden, als schwarze Kreise markiert. Es ist ersichtlich, dass die abgeleiteten auslegungsrelevanten NNF näher an der NNF-Wolke liegen als die NNF, die auf Basis des klassischen Ansatzes abgeleitet wurden. Dies kann ein Indikator dafür sein, dass die klassischen Worst-Cases die Netzbelastung überschätzen und zu einem überdimensionierten Netz führen könnten. Weiterhin bedeutet dies auch, dass allgemeine, identische Annahmen für alle Netztypen nicht sachgerecht sind, sondern vielmehr eine Berücksichtigung von Netztyp und den ange-

geschlossenen Kunden zur Ableitung der planungsrelevanten NNF notwendig ist. In den untersuchten Netzen reichen zwei NNF aus, um die Zeitreihen geeignet abzubilden. Weitere Simulationen weisen darauf hin, dass je nach Netzstruktur drei NNF notwendig sein könnten, um die Zeitreihen genau abzubilden.

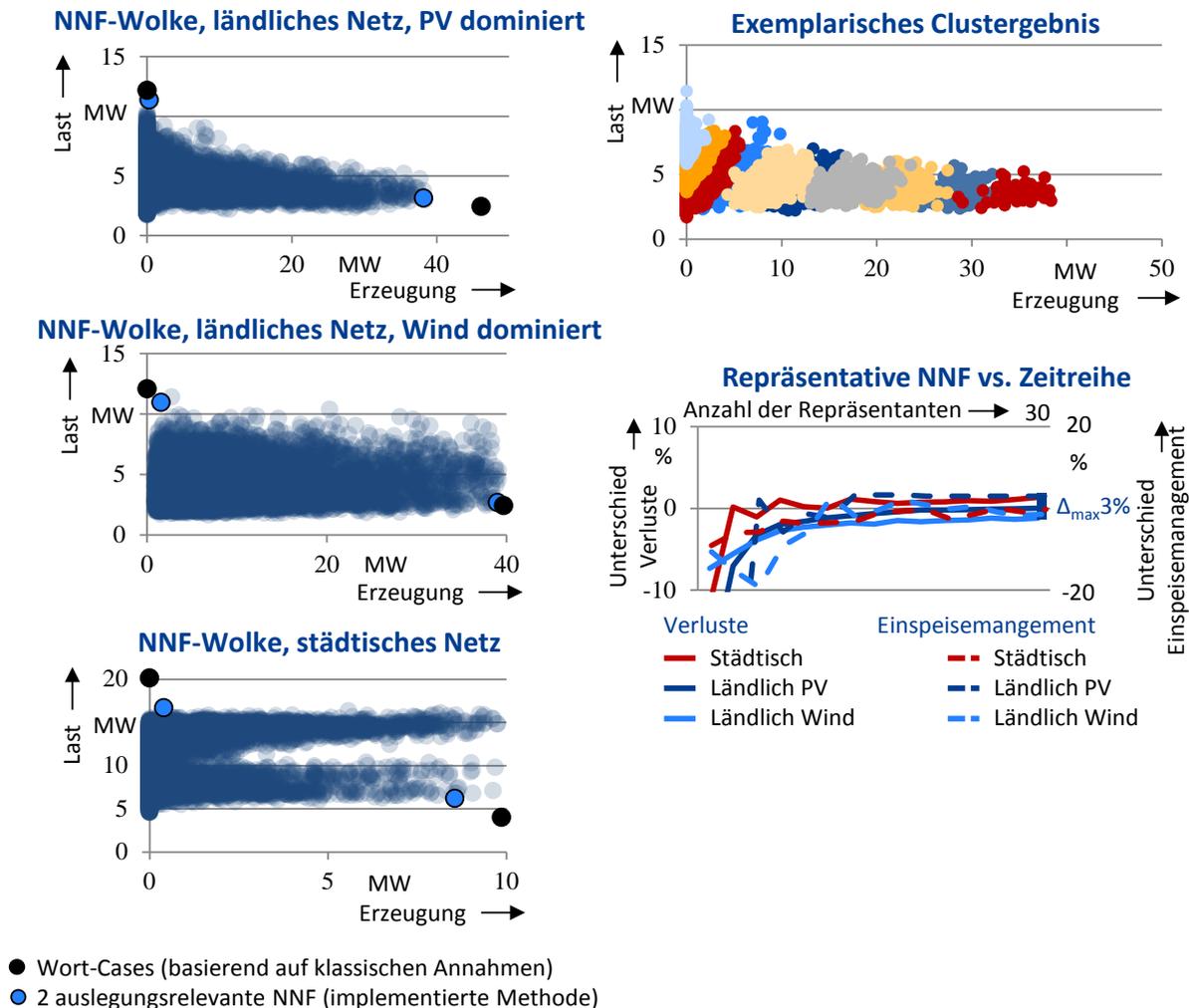


Bild 3 Ergebnisse der Zeitreihengenerierung und Ermittlung planungsrelevanter NNF

Um die repräsentativen NNF zu bestimmen, wurde der erweiterte k-Means-Algorithmus verwendet. Die Ergebnisse sind ebenfalls in Bild 3 zu sehen. In der rechten Abbildung oben wird ein beispielhaftes Clustering-Ergebnis gezeigt. Es wird ersichtlich, dass Netznutzungsfälle mit ähnlichen Residuallasten in gleichen Gruppen zusammengefasst werden, wodurch auch die zeitbezogenen Größen ähnlich sind. Dies ist eine direkte Folge der neu entwickelten Distanzmetrik.

Die Reduktion auf unterschiedliche Anzahl an Repräsentanten und die Abweichung zur Zeitreihe, die sich aus der Reduktion ergibt, sind in der rechten unteren Grafik von Bild 3 zu sehen. Um die Clustergüte zu beurteilen, wurden jährlich Netzverluste und das Einspeisemanagement, das notwendig ist, um in den Betriebsmittelgrenzen des Netzes zu bleiben, bestimmt. Diese Kenngrößen wurden zum einen mit einer Zeitreihe und zum anderen mit den ermittelten repräsentativen NNF bewertet. Wie bei 30 Repräsentanten zu sehen ist, liegen die Abweichungen der Werte in allen Netzen bei etwa 3 %. Es kann auch festgestellt werden, dass der Netztyp die Anzahl der benötigten Repräsentanten beeinflusst – im städtischen Netz, bestehend aus weniger volatilen Kunden, genügt eine niedrigere Anzahl als in den ländlichen Netzen mit hoch volatilen Kunden. Dies führt zu dem Schluss, dass die Art des Netzes die Anzahl benötigter NNF beeinflusst.

## Schlussfolgerungen

Die beiden entwickelten Methoden zur Reduzierung der Zeitreihe auf wenige planungsrelevante NNF, die in auslegungsrelevante und repräsentative NNF kategorisiert sind, können dazu beitragen, den Berechnungs- und Bewertungsaufwand einer Zeitreihe deutlich zu reduzieren. Die beispielhafte Anwendung anhand drei verschiedener Netze zeigt, dass

1. die Zeitreihe auf zwei auslegungsrelevante NNF für die Dimensionierung des Netzes reduziert werden kann.
2. etwa 30 repräsentative NNF für die Berechnung von zeitbezogenen Größen wie Verlusten oder Einspeisemanagement notwendig sind.
3. Netztyp und angeschlossene Kunden die Ermittlung der planungsrelevanten NNF beeinflussen.

Diese Erkenntnisse zeigen, dass eine Änderung des klassischen Ansatzes in der Verteilnetzplanung (Auswahl einiger Worst-Cases auf der Grundlage identischer Annahmen für alle Netze) modifiziert werden sollte. Dieses Forschungsvorhaben hat ein geeignetes Modell erarbeitet, realitätsnähere NNF für die Netzplanung zu ermitteln. Außerdem wird das Fehlen von realen Messwerten durch die Implementierung eines Verfahrens zur Erzeugung von synthetischen NNF unter Berücksichtigung von Abhängigkeiten zwischen Kunden verringert. Basierend auf den implementierten Verfahren ist geplant, praktikable, einfache Regeln für die Anwendung der Methoden abzuleiten.

## Literatur

- [1] Patzack, S.; Erle, N.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung, 14. Symposium Graz, 2016
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012
- [3] E-Bridge, IAEW der RWTH Aachen, OFFIS: Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie, 2014
- [4] Stawag et. al.: smart area aachen – Fachbericht: Innovative Lösungen und Betriebsmittel für das Verteilnetz der Zukunft. 2016
- [5] Deutscher Bundestag: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare Energien Gesetz – EEG 2017, 2016
- [6] Deutscher Bundestag: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV, 2016
- [7] Jäkel M.; et al.: Modular Probabilistic Approach for Modeling Distribution Grids and its Application, International ETG-Congress 2015
- [8] Chang, G.W.; Chu, S.Y. and Wang, H.L.: An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems, IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 2, pp. 882–884
- [9] RWTH, FGH, INPG: evolvDSO - Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks: Deliverable 3.1, 2015
- [10] Ester, M.; Kriegel, H.-P.; Sander, J. and Xu, X.: A Density-Based Algorithm for Discovering Clusters in Large Spatial Databases with Noises, 2nd International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, 1996
- [11] Hastie, T.; Tibshirani, R. and Friedman, J.H.: The elements of statistical learning: Data mining, inference, and prediction, 2009

## OS4ES – Open System for Energy Services

EU-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.07.2014 – 30.06.2017

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

### Einleitung

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

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

### Motivation und Ziele

Europaweit sind bereits heute zahlreiche DERs ans Netz angeschlossen und zukünftig ist mit einer weiteren Zunahme von ins Netz integrierten dezentralen Erzeugungsanlagen zu rechnen. Der bei noch niedriger DER-Penetration verfolgte „fit and forget“-Ansatz ist heute technisch überholt, da er die Auswirkungen der im Netz befindlichen dezentralen Anlagen auf Spannungshaltung und Auslastung von Betriebsmitteln nicht berücksichtigt und die Potentiale der DERs für das Netzmanagement nicht nutzt. So kann z.B. die Flexibilität von DERs aggregiert und für wichtige Netzmanagementaufgaben wie Demand/Response, Auslastungsmanagement oder Lastmanagement herangezogen werden. In den vergangenen Jahren wurden zwar Konzepte für Virtuelle Kraftwerke (VPP) und aggregierte DER-Portfolios entwickelt, doch sind diese immer noch beschränkt auf vordefinierte Portfolios, die in der Regel von einem Akteur (VNB oder kommerzieller Aggregator) gemanagt werden. Ein intelligentes Verteilnetzmanagement der Zukunft benötigt jedoch die Möglichkeit, spontan und dynamisch VPPs und aggregierte DER-Portfolios für Energiedienstleistungen zusammenzustellen. Eine solche Möglichkeit bereitzustellen und damit zu einem effektiven und zeitsparenden Netzmanagement beizutragen, ist das übergeordnete Ziel des OS4ES-Projekts. Im Detail verfolgt das OS4ES-Projekt folgende Ziele:

1. Bereitstellung einer Referenzarchitektur für ein offenes System für Energiedienstleistungen, das dynamisch dezentrale Anlagen für Netzmanagement-Anwendungen von z.B. Verteilnetzbetreibern (VNBs) und Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) reserviert und zuteilt.
2. Realisierung einer Referenzimplementierungssoftware, die alle nötigen Bausteine enthält, bestehenden Normen wie IEC 61850 und IEC 61970/61968 entspricht und nachweislich Verteilnetzbetreiber und andere Netzakteure befähigt mit dezentralen Erzeugungsanlagen dynamisch zusammenzuarbeiten.
3. Labor- und Feldtests des OS4ES-Systems für eine ausgesuchte Anzahl von netzkritischen und netzrelevanten Szenarien.

4. Bereitstellung der im Projekt entwickelten OS4ES-Plattform als Open-Source-Software und Verbreitung der Projektergebnisse über die OS4ES-Anwendergruppe.
5. Einbringung der Projektergebnisse, wie z.B. API für Energie-Managementanwendungen, verteilte DER-Registry-Schnittstelle und DER-Kommunikationsschnittstelle in nationale und internationale Normungsgremien.

### Aktuelle Arbeiten

Basierend auf dem entwickelten OS4ES-Architekturdesign sowie den Kommunikationsprotokollen und Schnittstellen lag der Schwerpunkt der Arbeiten im zurückliegenden Jahr bei folgenden Punkten:

- Entwicklung, Implementierung und Test der verteilten DER-Registry  
Die Registry ermöglicht es einerseits den DERs, sich zu registrieren und ihre Fähigkeiten zu veröffentlichen und zu verwalten. Andererseits können Energy-Management-Dienste DERs identifizieren, auswählen und auf diese zugreifen. Ein Prototyp der Registry wurde entwickelt, getestet und in das Gesamtsystem des OS4ES integriert. Dabei umfasste diese Entwicklung folgende Punkte:
  - Adressmanagement für existierende und neue DERs und Dienste
  - Architektur und Algorithmen für Routing und Steuerung von DERs
  - Datenschutz und Datensicherheit
- Entwicklung von DER-Managementanwendungen  
Hauptziel ist die Entwicklung von Aggregator-Anwendungen, die mit der verteilten Registry interagieren, so dass Suche, Reservierung, Kontraktierung etc. ermöglicht werden. Auch hier wurde ein Prototyp entwickelt und in das Gesamtsystem integriert.
- Open Middleware Implementierung und OS4ES System Integration  
Dieses Arbeitspaket umfasst die Entwicklung eines Common Information Model (CIM), das Design und die Entwicklung der OS4ES-Middleware sowie die Integration aller benötigten Komponenten in einem Gesamtsystem. Es wurde ein erster OS4ES-Prototyp entwickelt und erfolgreich getestet.
- Beginn der Labortests und Vorbereitung der Feldtests

### Ausblick

Um die Praxistauglichkeit der entwickelten OS4ES-Komponenten zu prüfen, werden umfangreiche Tests durchgeführt. Bereits begonnen wurden die Labortests. Die Feldtests werden derzeit geplant und vorbereitet.

Umfangreiche Informationen zum Projekt OS4ES finden sich unter [www.os4es.eu](http://www.os4es.eu). Unter [www.os4es.eu/Downloads/](http://www.os4es.eu/Downloads/) werden detaillierte Ergebnisse veröffentlicht.

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

## PROMOTiON – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

EU-Forschungsprojekt



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. Bild 1 bietet einen Überblick der involvierten Unternehmen und Institutionen sowie ihrer Herkunftsländer.



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.

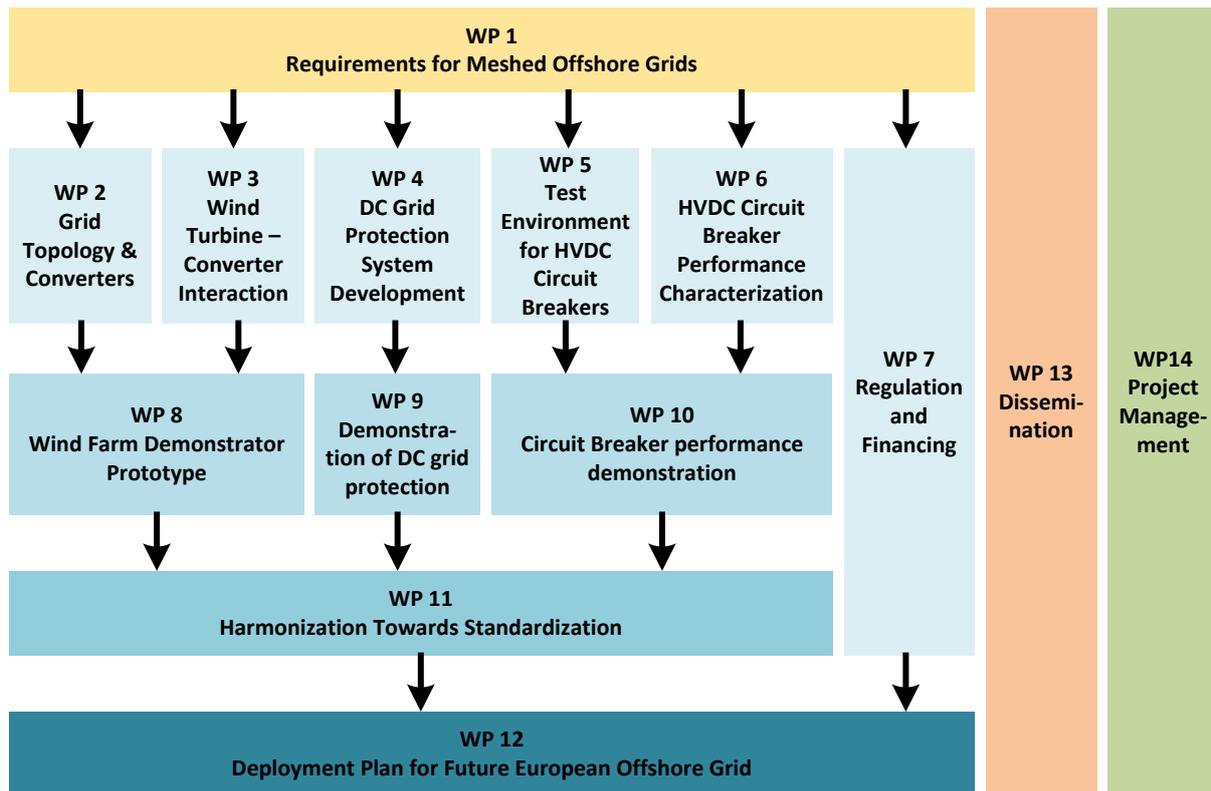


Bild 2 Überblick über die Arbeitspakete und ihre Abhängigkeiten [1]

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 roter und grüner Farbe 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 8 – 10 ein, deren Forschungsstand der Nachweis der in den vorgelagerten Arbeitspaketen erarbeiteten Erkenntnisse mittels Demonstrationen 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-Gleichstromnetz 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“

Die Ziele dieses Arbeitspakets sind:

- Die Definition von Referenzszenarios und grundlegenden Topologien für ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz aus einem ganzheitlichen Blickwinkel.
- Die Zusammenstellung und Analyse relevanter früherer Studien sowie der verfügbaren und aufkommenden Technologien für Offshore-Netze.
- Die Evaluierung der operativen, finanziellen, technischen, regulatorischen, planerischen, zuverlässigkeitstechnischen und die Verfügbarkeit betreffenden Aspekte bereits bestehender Offshore-Anbindungen und Netze.
- Die Identifikation der Rahmenbedingungen, unter denen eine bestimmte grundlegende Topologie umsetzbar ist.
- Die Überprüfung, ob die zu Beginn des Projekts definierten Anforderungen nach wie vor gültig sind, sobald die ersten Schlussfolgerungen aus den abgeschlossenen Arbeiten gezogen werden können.

#### WP 2 „Grid Topology and Converters“

Die Ziele dieses Arbeitspakets sind:

- Der Vergleich und die Durchführung einer trade-off-Analyse für verschiedene Netztopologien.
- Die Entwicklung von Überwachungs- und Betriebskonzepten für verschiedene Konfigurationen zur Sicherstellung der Interoperabilität von Windturbinen und Konvertern verschiedener Hersteller.
- Die Definition von Empfehlungen für On- und Offshore-Energiesystemen unter Berücksichtigung aktueller Grid Codes.
- Die Untersuchungen und Demonstration der Verbindung von „voltage source converter (VSC)“ und „diode rectifier unit (DRU)“ Technologien in realistischen Szenarien. Zur Erreichung dieses Ziels wird die FGH wesentliche Beiträge liefern. Ein Verfahren zur quasi-stationären Leistungsflussoptimierung für vermaschte Gleichstromnetze, welches auf der Basis eines zu erweiternden bestehenden Verfahrens zu entwickeln ist, bildet die Grundlage für die Simulation von Betriebsplanungsprozessen europäischer ÜNB unter Berücksichtigung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes. Dabei erfolgt eine Überprüfung, ob die Berücksichtigung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes in die aktuellen, vom Verband Europäischer Netzbetreiber (European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E)) vorgegebenen Betriebsplanungsprozesse ohne grundlegende Anpassungen möglich ist. Die Variation der Betriebsstrategie, z.B. die Minimierung der Verlustleistung, 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, erfordert eine Betrachtung verschiedener Zielfunktionen in der Leistungsflussoptimierung. Organisatorische Gestaltungsmöglichkeiten werden bei der Variation der Betriebsstrategie ebenfalls berücksichtigt.
- Auf Basis einer quasi-stationären Leistungsflussoptimierung für vermaschte Gleichstromnetze, die z.B. eine Minimierung der Verluste ermöglicht, erfolgt eine Simulation von Betriebsplanungsprozessen.

### WP 3 „Wind Turbine – Converter Interaction“

Die Ziele dieses Arbeitspakets sind:

- Die Identifikation und Spezifikation von geeigneten Analysen und Tests zum Nachweis der Interoperabilität von Windenergieanlagen und –parkreglern mit den beiden Technologien VSC und DRU. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der neuen Technologie (DRU).
- Die Analyse der funktionalen Anforderungen an Windparks bzw. deren Reglern für einen Anschluss an diode rectifier (DR) und VSC Gleichstromnetze.
- Die Identifikation und Spezifikation von grundlegenden Regelungsalgorithmen.
- Die Definition und den Nachweis der Prozesse zum Nachweis der Einhaltung der technischen Anforderungen durch Simulation und Tests. Die Erreichung dieses Ziels stellt den Schwerpunkt der Arbeiten der FGH in diesem Arbeitspaket dar. Den Kern dieser Arbeiten stellt aufbauend auf bestehende Verfahren zum Nachweis der Eigenschaften von Erzeugungsanlagen, die Spezifikation von Nachweisverfahren und den zugehörigen Tests dar. Die Definition der einzuhaltenden technischen Kriterien stellt einen weiteren zu bearbeitenden Aspekt dar.

### WP 11 „Harmonization towards Standardization“

Die Ziele dieses Arbeitspakets sind:

- Die Unterstützung und Umsetzung der Harmonisierung zwischen dem optimalen Vorgehen aus der Industrie, den existierenden Normen und Standards sowie den Anforderungen an Gleichstromnetze und per Gleichstromverbindungen angeschlossenen Offshore-Windparks.
- Die Bereitstellung einer konsistenten und harmonisierten Liste von Spezifikationen für Hochspannungsgleichstromsysteme, Windenergieanlagen und andere Drehstromsysteme, an die Hochspannungsgleichstromsysteme angeschlossen sind.
- Die Empfehlung von Testprozessen für Konverter, Schutzkomponenten und -systemen, Windenergieanlagen und –parks.
- Die Bereitstellung funktionaler Spezifikationen für Modelle von Hochspannungsgleichstromsystemen unter Einbeziehung von Windparks.
- Die Empfehlung einer optimalen Vorgehensweise für die Validierung der Einhaltung der Anforderungen an Windparks, die an einem Hochspannungsgleichstromsystem angeschlossen sind.

### WP 12 „Deployment plan for future European offshore grid“

Die Ziele dieses Arbeitspakets sind:

- Die Erstellung eines Umsetzungsplans für die zukünftige Realisierung von Offshore-Netzen.
- Die Evaluierung der Ergebnisse aller Arbeitspakete und die Identifikation von zentralen technischen, regulatorischen, ökonomischen, finanziellen, juristischen, behördlichen und marktbezogenen Hindernissen für vermaschte Offshore-Gleichstromnetze.
- Die Zusammenstellung relevanter Daten und deren grundlegender Netzentwicklungsszenarien mit dem Ziel der Identifikation eines „optimalen Szenarios“ für die Entwicklung eines zukünftigen europäischen Offshore-Netzes und dessen Integration in die bestehenden Onshore-Netze.
- Die Analyse der ökonomischen und finanziellen Realisierbarkeit der Ergebnisse und Empfehlungen aus den verschiedenen Arbeitspaketen sowie die Entwicklung eines Geschäftsmodells.
- Die Integration der Ergebnisse dieses und früherer Projekte in einen finalen Umsetzungsplan für die zukünftige europäische Netzentwicklung.

Die Arbeiten der Pakete 1, 2 und 3 haben bereits im Jahr 2016 begonnen.

Im Rahmen von Arbeitspaket 1 beteiligte sich die FGH an der Erstellung des Arbeitsergebnisses („Deliverable“) D1.1 [2]. Als zentrales Element beinhaltet dieses Dokument eine Liste mit 124 qualitativen Anforderungen für ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz. Diese Liste dient allen nachfolgenden Arbeitspaketen als Grundlage. Diese Anforderungen beziehen sich auf die folgenden Kategorien:

- Funktionale Anforderungen an das System;
- Anforderungen an die Schnittstelle zwischen dem vermaschten Offshore-Gleichstrom- und den bestehenden Onshore-Drehstromnetzen;
- Anforderungen an die Schnittstelle zwischen dem vermaschten Offshore-Gleichstromnetz und offshore Erzeugungsanlagen;
- Anforderungen an die Schnittstelle zwischen dem vermaschten Offshore-Gleichstromnetz und Offshore-Verbrauchern;
- Anforderungen an den Betrieb eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes;
- Nichtfunktionale Anforderungen z.B. juristische und regulatorische Aspekte betreffend.

Weiterhin enthält das Dokument einen ersten Ausblick auf mögliche Topologien eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes. Diese sind im nachfolgenden Bild 3 dargestellt und werden in einem zu einem späteren Zeitpunkt fertiggestellten Dokument (Deliverable D1.4 „Report with reference scenario and related offshore meshed HVDC grid topology“) detailliert vorgestellt.

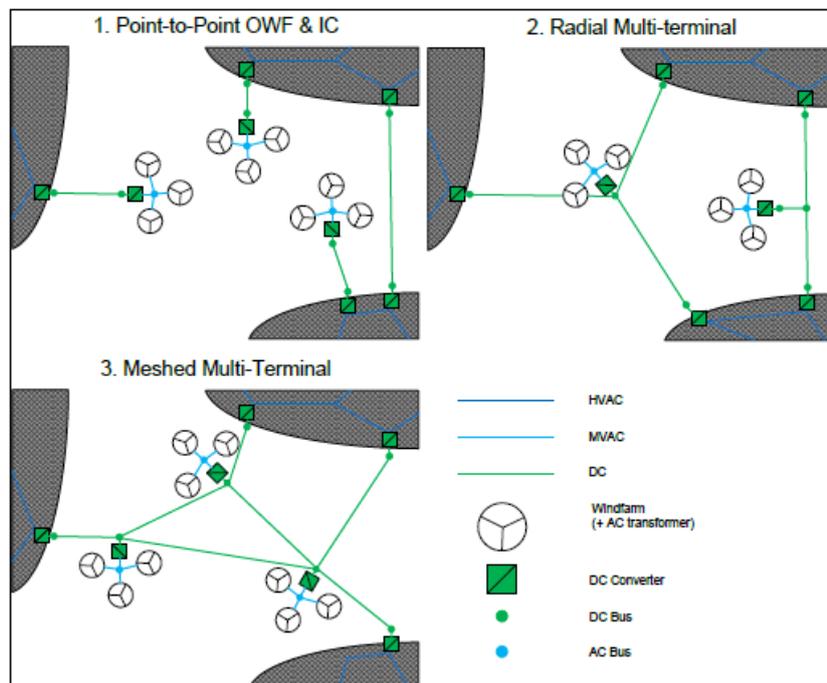


Bild 3 Potenzielle Topologien für ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz [2]

Das Bild zeigt drei potenzielle Topologien für ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz. Gleichstromverbindungen sind als grüne, Höchstspannungsdrehstromverbindungen als dunkelblaue und Mittelspannungsdrehstromverbindungen als hellblaue Linien dargestellt. Die letztgenannten Verbindungen dienen der Anbindung von einem oder mehreren Offshore-Windparks an eine Konverterstation, die in Bild 3 als grünes Quadrat dargestellt ist. Zudem sind Gleich- und Drehstrom-Stationen bzw. Sammelschienen durch einen grünen bzw. blauen Punkt repräsentiert.

Im oberen Teil auf der linken Seite von Bild 3 ist die aktuelle Situation in der Nordsee zu sehen. Die bereits bestehenden Offshore-Windparks sind über Hochspannungsgleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit den Onshore-Drehstromnetzen verbunden. Zudem existieren Gleichstromverbindungen zwischen Onshore-Drehstromsystemen z.B. das Baltic Cable zwischen Deutschland und Schweden und die NorNed-Verbindung zwischen den Niederlanden und Norwegen. Im oberen Teil auf der rechten Seite ist eine radiale Struktur des Offshore-Gleichstromsystems zu sehen. Hier sind die Konverterstationen über Gleichstromleitungen an mehrere Onshore-Drehstromsysteme angeschlossen. Die dritte Topologie in der unteren Hälfte von Bild 3 auf der linken Seite zeigt ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz, bei dem mehrere Konverterstationen über Gleichstromleitungen miteinander verbunden sind.

Neben diesem Arbeitsergebnis sind im Rahmen von Arbeitspaket 1 ohne Beteiligung der FGH zwei weitere Deliverables während des ersten Jahres der Projektlaufzeit fertiggestellt und veröffentlicht worden [3,4].

Das erste Arbeitsergebnis des Arbeitspakets 3 beinhaltet eine ausführliche Beschreibung funktionaler Anforderungen für Offshore-Windparks [5]. Die Erstellung dieses Dokuments erfolgte ebenfalls unter Mitwirkung der FGH.

### Literatur

- [1] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: [www.promotion-offshore.net](http://www.promotion-offshore.net)
- [2] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D1.1 – Detailed description of the requirements that can be expected per work packages, [www.promotion-offshore.net](http://www.promotion-offshore.net)
- [3] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D1.2 – Report documenting results of the questionnaire on best practices, [www.promotion-offshore.net](http://www.promotion-offshore.net)
- [4] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D1.3 – Synthesis of available studies on offshore meshed HVDC grids, [www.promotion-offshore.net](http://www.promotion-offshore.net)
- [5] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D3.1 – Detailed functional requirements to WPPs, [www.promotion-offshore.net](http://www.promotion-offshore.net)

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts  
Dipl.-Ing. Oliver Scheufeld

## Industrie-/eigenfinanzierte Forschungsprojekte

### Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Industrie-/eigenfinanziert

Laufzeit: 01.09.2013 – 30.06.2017

*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

Die Energiewende erfordert durch die zunehmende dezentrale und dargebotsabhängige Erzeugung sowie fortschreitende Durchdringung mit steuerbaren Lasten bei gleichzeitig hoher Unsicherheit über die tatsächlichen längerfristigen Entwicklungen der Betriebsmittellebensdauern ein Umdenken im bisherigen Netzplanungsprozess. Um zukünftig zu effizienten Versorgungskonzepten unter Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zu kommen, müssen Netzbetreiber möglichst optimale und robuste Entscheidungen zum zukünftigen Ausbaupfad ihrer Netze treffen und dabei klassischen Netzausbau sowie die Potentiale der „Smart Grid Welt“ zu einem neuen Netzkonzept „für die Energiewende“ kombinieren. Besonderer Fokus liegt dabei in der täglichen Netzplanung auf der Ableitung der jeweils für die nächste Ausbaustufe zu treffende Ausbau-Entscheidung, da sich für diese Maßnahmen dann eine korrespondierende Detail- und Umsetzungsplanung anschließt.

#### Herausforderungen

Die Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen erfordert eine optimale Abwägung zwischen innovativen Maßnahmen, die häufig kurzfristig realisierbar sind und betriebliche Freiheitsgrade umfassen, sowie der Entscheidung zu längerfristigen Investitionen in Primärtechnik. Es ist somit zwischen „Kupfer oder Intelligenz“ für die elektrischen Verteilungsnetze bei der Ermittlung eines kostenminimalen Ausbaupfades für das bestehende Netz abzuwägen. Eine zusätzliche Herausforderung stellen die erheblichen Unsicherheiten in der Entwicklung planungsrelevanter Faktoren dar, da die neuen Netzkonzepte und Technologien für diesen unsicheren Entwicklungspfad optimiert werden müssen. Die Notwendigkeit zur Berücksichtigung der Unsicherheit erhöht die Komplexität der durch die neuen Freiheitsgrade bereits deutlich umfangreicheren Planungsaufgabe noch zusätzlich. Eine vergleichsweise hohe Investition in Primärtechnik erfordert in einem stark unsicheren Umfeld eine besonders hohe Robustheit. Gleichzeitig sind die einzusetzenden innovativen Maßnahmen klar, einschließlich der Betriebskosten, zu definieren.

#### Ziel des Forschungsprojektes

Das Ziel ist die Entwicklung einer Planungsmethodik, die ausgehend von dem bestehenden Netz optimale 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 Ausbau-Entscheidungen.

#### Rückblick

In den Berichten der Vorjahre [1] – [3] wird das Planungsproblem der Ausbauplanung im Detail analysiert und Anforderungen sowie Modellierungsansätze zum Optimierungsverfahren dargestellt. In [1] liegt der

Fokus auf der Analyse der Unsicherheiten, wobei die Modellierung der Unsicherheiten in Form einer Szenarienbaumstruktur motiviert wird. In [2] werden die planerischen Freiheitsgrade dargestellt und das sich ergebende Optimierungsproblem formuliert. Der genetische Algorithmus wird als ein geeigneter Optimierungsansatz ausgewählt und notwendige Erweiterungen zu einem zeitstufen-übergreifenden Algorithmus unter Berücksichtigung von Unsicherheiten dargestellt. In [3] wird zum einen näher auf die Modellierung der Unsicherheiten eingegangen und dabei aufgezeigt, wie der Szenarienbaum auf Basis der verfügbaren Eingangsdaten erstellt werden kann. Zum anderen wird die Modellierung der Abregelung als betrieblicher Freiheitsgrad im Detail erläutert.

### Übersicht über das Gesamtverfahren

Bild 1 gibt eine Übersicht über das entwickelte Optimierungsverfahren. Der Ansatz wurde im Kontext von [4] der Fachöffentlichkeit vorgestellt und anhand von exemplarischen Anwendungen erläutert. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Verfahrensbestandteile erfolgt in [5]. Der Fokus dieses Berichtes liegt auf der Erläuterung eines exemplarischen Anwendungsfalls.

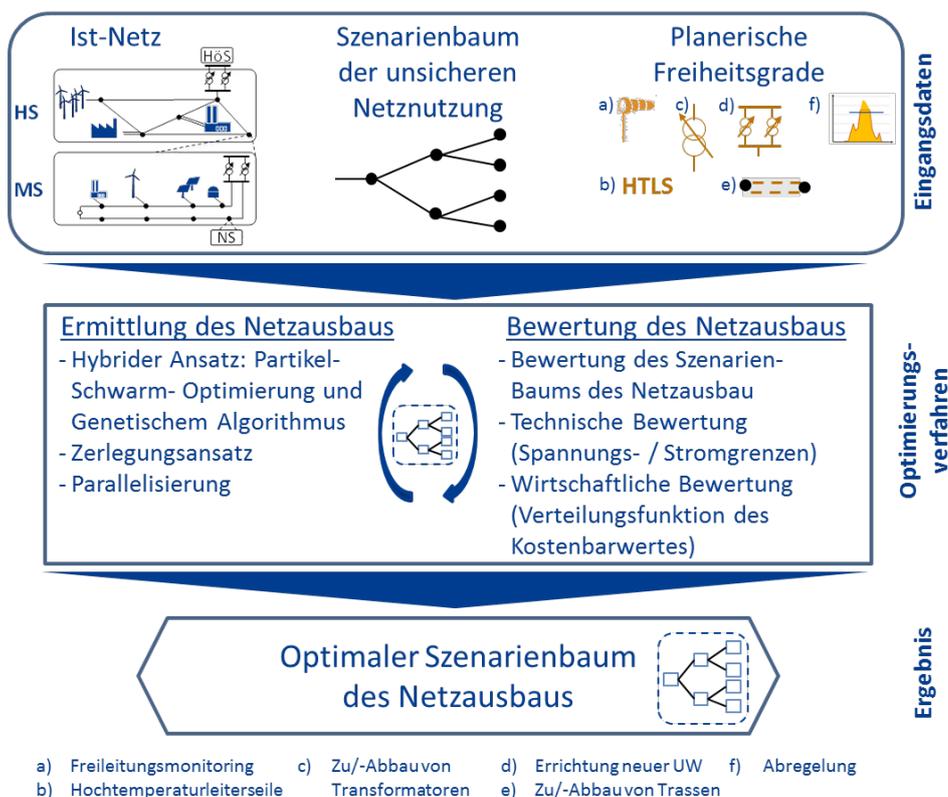


Bild 1 Übersicht über das entwickelte Optimierungsverfahren

### Eingangsdaten

Da es sich um ein Verfahren zum Netzausbau handelt, ist das **Ist-Netz** der Ausgangspunkt der Planung. Es können Mittel- und Hochspannungsnetze betrachtet werden. Eine spannungsebenenübergreifende Optimierung ist möglich, allerdings besteht hierbei ein Trade-Off zu den Laufzeiten des Programms. In der Planung muss durch entsprechende Ausbaumaßnahmen gewährleistet werden, dass das Netz zu jedem Zeitpunkt in der Zukunft technisch gültig betrieben werden kann. Der Ausbau ist so effizient wie möglich auszugestalten (Kostenminimierung). Die zukünftige Netzentwicklung, d.h. die Entwicklung der Last und der Erzeugungsleistung die versorgt bzw. aufgenommen werden muss, ist allerdings mit Unsicherheit in Bezug auf die Höhe der Leistung sowie ihrer regionalen und zeitlichen Allokation behaftet. Der **Szenarienbaum** ist ein geeignetes Modell zur Abbildung dieser unsicheren Einflussfaktoren und stellt daher die zweite zentrale

Eingangsgröße. Die Auswahl von Ausbaumaßnahmen erfolgt aus der Menge der zur Verfügung stehenden **planerischen Freiheitsgrade**. Neben konventioneller Netzverstärkung (Zubau von Leitungen, Transformatoren oder Errichtung neuer Umspannwerke) sind auch Freileitungsmonitoring sowie der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der HS-Ebene sowie betriebliche Freiheitsgrade, die die Flexibilität auf Last- und Erzeugerseite ausnutzen, möglich.

### Optimierungsverfahren

Das Verfahren beruht auf einer heuristischen Optimierung durch einen hybriden Ansatz, in dem eine Partikel-Schwarm-Optimierung (PSO) und ein Genetischer Algorithmus (GA) im Rahmen einer Zerlegung des gesamten Optimierungsproblems eingesetzt werden. Die Verfahrensbestandteile können parallelisiert werden, so dass hierüber die Rechenzeiten verringert werden können. Der iterative Ansatz beruht darauf, dass unterschiedliche Konfigurationen zum Netzausbau erstellt und bewertet werden und durch die Funktionalitäten von PSO und GA ein bester (optimal im Sinne der Heuristik) Netzausbau resultiert. Die Bewertung erfolgt zum einen technisch hinsichtlich der Randbedingungen zum Spannungsband und zur thermischen Belastbarkeit in Normal- und Fehlerfall, sowie zum anderen wirtschaftlich hinsichtlich der resultierenden Kosten für Leitungs-/Trafo-/UW-Errichtung, Verluste sowie Kosten der Abregelung. Aufgrund der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung sind auch die Kosten unsicher, so dass die Verteilungsfunktion der Kosten bewertet wird. Hier wird auf den Barwert des Erwartungswertes der Kosten abgestellt; optional ist eine Ausweitung auf die Bewertung der Semi-Varianz oder des Conditional Value at Risk möglich. Der Erwartungswert ermittelt sich über die Summierung der diskontierten Kosten jedes Szenarienabschnitts, gewichtet mit der jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit sowie der Berücksichtigung der Kosten einer zyklischen Erneuerungsstrategie nach Ende des Optimierungszeitraums (nach dem letzten Szenarienabschnitt des Baums). Bei Abbau von Betriebsmitteln vor dem Ende ihrer Nutzungsdauer kann eine Rückbuchung von Restwerten berücksichtigt werden.

### Ergebnis

Das Ergebnis der Optimierung ist ebenfalls ein Szenarienbaum mit gleicher Verzweigungsstruktur wie die Eingangsgröße des Szenarienbaums der Netzentwicklung. Der Baum gibt die Netzkonfigurationen zu den jeweiligen Zeitpunkten und Szenarienabschnitte wieder. Die Ausbauentscheidungen, die aus der ersten Netzkonfiguration (erster Knoten des Ergebnisbaumes) resultieren, sind eindeutig und robust in Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Netznutzung.

### Exemplarische Ergebnisse

Im Folgenden wird der Verfahrensablauf anhand eines exemplarischen Ergebnisses der Planung eines einzelnen Mittelspannungsringes verdeutlicht. Eingangsdaten und Ablauf sind in Bild 2 entsprechend dem in Bild 1 erläuterten allgemeinen Ablauf dargestellt.

### Eingangsdaten

Das **Ist-Netz zu  $t_0$**  (Planungsstart) stellt einen einfachen offen betriebenen Mittelspannungsring dar und ist bis zur Trennstelle abgebildet. Neben Ortsnetzstationen, über die die unterlagerten Niederspannungsnetze gespeist werden, ist mittelspannungsseitig bereits eine Windenergieanlage (WEA<sub>schwarz</sub>) mit einer installierten Leistung von  $P_0 = 3$  MW integriert. Im Bereich dieses Ringes befindet sich eine Windvorrangfläche, d.h. eine innerhalb des Raumentwicklungsplans des Landes freigegebenen Fläche, auf der zukünftig neue WEA/-Parks errichtet werden können. Allerdings besteht für die betrachteten Zeitstufen von  $t_5 = t_0 + 5$  Jahre und  $t_{10} = t_0 + 10$  Jahre Unsicherheit, wieviel zusätzliche Leistung in das vorliegende Netz zu integrieren ist. Die Unsicherheit wird entsprechend dem gewählten Modell über einen **Szenarienbaum** abgebildet. Dieser umfasst ausgehen von  $t_0$  zwei Planungsstufen ( $t_5$  und  $t_{10}$ ) und zwei mögliche Entwicklungen in  $t_{10}$ . Die Unsicherheit wird somit über zwei Szenarien abgebildet, wobei im Szenarienbaum jeweils die Übergangs-

wahrscheinlichkeiten von einem Zustand zum nächsten angegeben sind. Im Beispiel ist der Übergang von  $t_0$  auf  $t_5$  sicher, d.h. mit einer Wahrscheinlichkeit von 1 müssen in  $t_5$  zusätzliche 9 MW Leistung ( $WEA_{\text{grün}}$ ) integriert werden, so dass in Summe 12 MW Windenergieleistung aufgenommen werden müssen. Im Übergang von  $t_5$  auf  $t_{10}$  stagniert der Zubau mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,2 bzw. müssen weitere 6 MW ( $WEA_{\text{blau}}$ ) integriert werden. Das Beispiel ist hier bewusst einfach gewählt, um eine gute Visualisierbarkeit der zugehörigen Optimierungsergebnisse zu ermöglichen.

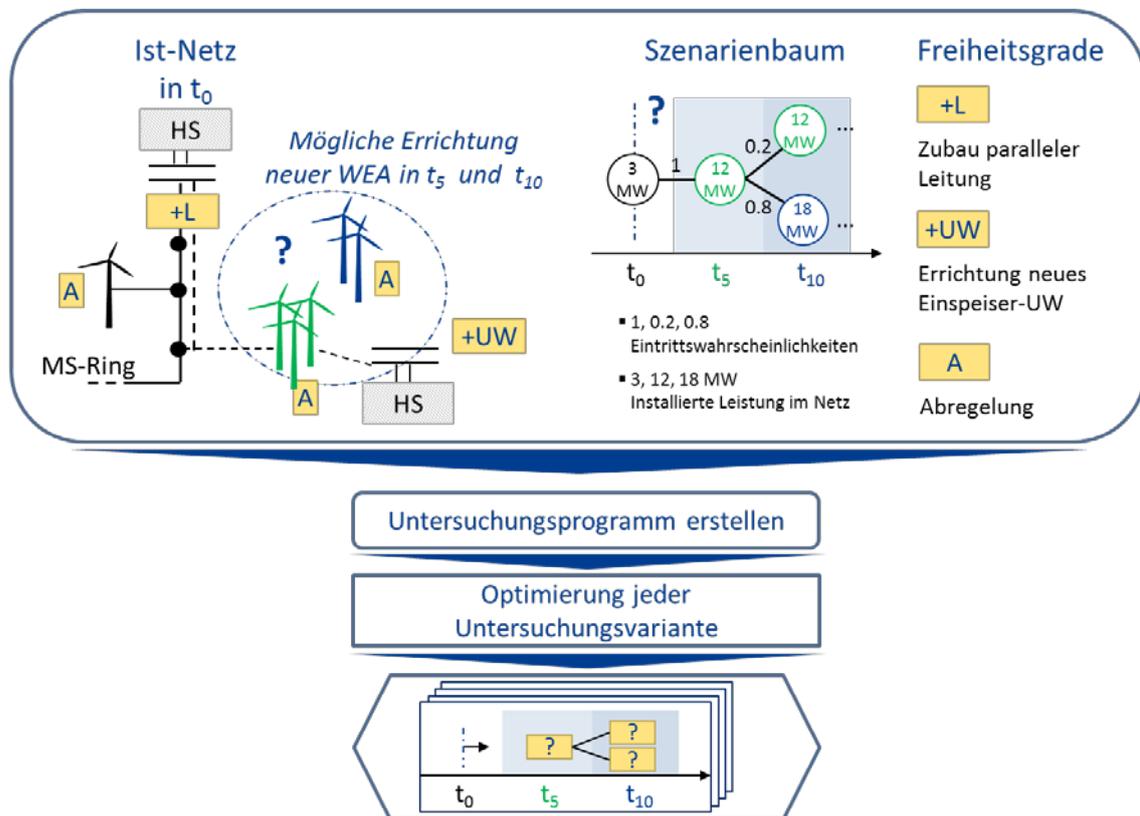


Bild 2 Eingangsdaten und Ablauf der exemplarischen Untersuchungen

Als **planerische Freiheitsgrade** werden im exemplarischen Beispiel die folgenden Maßnahmen verstanden

- „+L“: Verstärkung des bestehenden MS-Ringes durch eine weitere parallele Leitung
- „UW“: Realisierung des neuen Umspannwerkes („Einspeiser-UW“ zur Aufnahme der WEA-Leistung)
- „A“: Abregelung von Erzeugungsanlagen im Sinne eines 3 %-Ansatzes

### Untersuchungsvarianten

#### Es werden vier in Optimierung

Die Optimierung erfolgt viermal, d.h. jeweils pro Untersuchungsvariante. Als Ergebnis resultiert dann ein Ergebnisbaum des Netzausbaus je Untersuchungsvariante. Im Folgenden werden die Varianten anhand der Kosten aus Investitionen und Netzbetrieb (Abregelungskosten) verglichen.

Tabelle 1 aufgeführte Untersuchungsvarianten gebildet, die sich in der Auswahl der Freiheitsgrade, die innerhalb des Optimierungsverfahrens zur Verfügung stehen, unterscheiden.

**Optimierung**

Die Optimierung erfolgt viermal, d.h. jeweils pro Untersuchungsvariante. Als Ergebnis resultiert dann ein Ergebnisbaum des Netzausbaus je Untersuchungsvariante. Im Folgenden werden die Varianten anhand der Kosten aus Investitionen und Netzbetrieb (Abregelungskosten) verglichen.

Tabelle 1 Je Untersuchungsvariante zur Verfügung stehende planerische Freiheitsgrade

N°	Beschreibung	Leistungsverstärkung	Neues Umspannwerk	Abregelung
1	Optimierung	✓	✓	✓
2	Optimierung bei Vorgabe von Leitungsausbau in $t_5$	✓ Vorgabe	✓	✓
3	Optimierung bei Vorgabe von Leitungsausbau in $t_5$	✓ Vorgabe	✓	-
4	Optimierung	✓	✓	-

**Ergebnisse**

Bild 3 zeigt die Ergebnisbäume des Netzausbaus für die vier Varianten mit zugehöriger Kostenstruktur. Dargestellt ist der Erwartungswert des Barwertes der Kosten als relativer Wert in Bezug auf die Kosten von Untersuchungsvariante N°1, aufgeteilt in Investitions- und Betriebskosten. Es werden nur die entscheidungsrelevanten Kosten dargestellt, d.h. die Kosten, die sich aus einem unterschiedlichen Einsatz der planerischen Freiheitsgrade ergeben können. Kosten für Reinvestitionen in den bestehenden Mittelspannungsring sind nicht abgebildet. Verluste sind in diesem einfachen Beispiel vernachlässigt. Der Erwartungswert der Kosten bezieht sich auf den gesamten Ergebnisbaum (rechte Bildseite – gelbe Kästen), der die gleiche Struktur wie der Szenarienbaum der Netznutzung (rechte Bildseite – oben) aufweist.

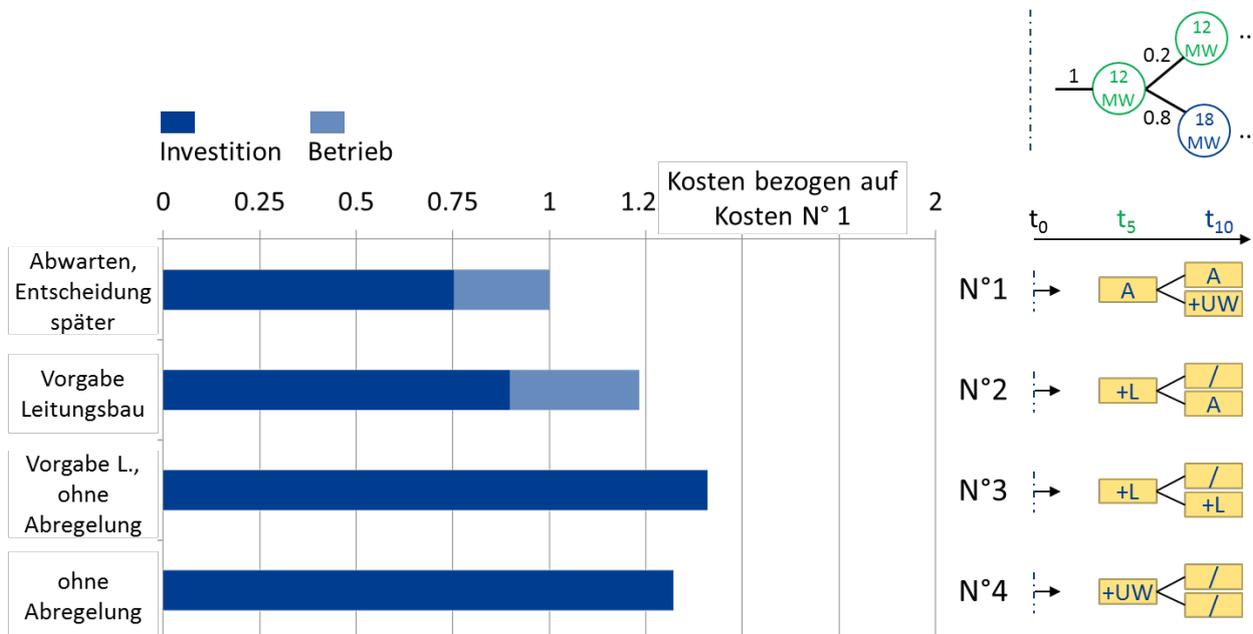


Bild 3 Ergebnisse der vier Untersuchungsvarianten im Vergleich

Die Kosten in **Variante N°1** haben aufgrund der Normierung auf N°1 den Wert 1. Unter den angenommenen Kostenverhältnissen und Werten zur zukünftigen Netznutzung resultiert eine „wait-and-see“-Strategie als optimaler Netzausbaubaum. N°1 stellt die Optimierung unter Unsicherheit und unter Berücksichtigung betrieblicher Freiheitsgrade (Abregelung) dar. Für diese Ausbaustrategie erfolgt in  $t_5$  eine

vorübergehende Abregelung und in  $t_{10}$  dann die Wahl des UW's als optimale Folge-Entscheidung für den Fall, dass das Szenario Nr. 2 ( $S_2$ ) eintritt. In **Variante N°2** sind im Vergleich zur N°1 die Freiheitsgrade dahingehend eingeschränkt, dass für  $t_5$  bereits die parallele Verstärkung als Vorgabe gesetzt ist. Dies entspricht einem projektbezogenen Ausbau, da diese Maßnahme projektbezogen für den Anschluss der Leistung aus  $WEA_{grün}$  (+9 MW) adäquat ist. Als optimale Folge ist dann in  $t_{10}|S_1$  keine weitere Maßnahme nötig, in  $t_{10}|S_2$  kann mit dann als eine dauerhaft einzusetzende Abregelung, ein gültiger Netzzustand geschaffen werden. Die Kosten sind im Vergleich zu N°1 jedoch etwas höher; dies ist auf die Vorgabe der Parallelverstärkung in  $t_5$  zurückzuführen. In **Variante N°3** ist im Vergleich zu N°2 der Einsatz der Abregelung als planerischer Freiheitsgrad nicht möglich; die Optimierung erfolgt somit ausschließlich unter Berücksichtigung eines konventionellen Zubaus von Leitungen oder der UW-Realisierung. Somit resultieren im Kostenvergleich ausschließlich Investitionskosten mit einem insgesamt deutlich höheren Wert als bei den übrigen Ausbauvarianten. In  $t_{10}|S_2$  ist dann zusätzlich zu dem bereits in  $t_5$  erfolgten projektbezogenen Leitungszubau (Vorgabe) eine weitere Leitungsverstärkung notwendig. Die Variante N°3 verdeutlicht somit die Situation, die entsteht, wenn bei Ermittlung der jeweils nächsten Netzausbauentscheidung nur projektbezogen entschieden wird und die Folge-Investitionen in zukünftigen Szenarien außer Acht gelassen werden. Demgegenüber stellt **Variante N°4** dann die rein konventionelle Optimierung unter Unsicherheit dar, d.h. im Vergleich zu N°3 ist in  $t_5$  eine freie Wahl der Ausbaumaßnahmen möglich. Hier zeigt sich, dass unter den angenommenen Szenarien die sofortige Realisierung des neuen Einspeiser-UW's optimal ist, d.h. sich im Vergleich zu N°3 im Erwartungswert geringere Kosten ergeben.

### 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.

Aufgrund der Komplexität des Planungsproblems sind noch weiterführende Verfahrensanpassungen und Verifikationen notwendig. Dies betrifft das Zusammenspiel der Optimierungsalgorithmen (PSO und GA) innerhalb der parallelisierten Umgebung, das zugehörige Konvergenzverhalten sowie die Behandlung von betrieblichen Schalloptionen.

### Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2013, Seite 41-43
- [2] FGH: Jahresbericht 2014, Seite 59-63
- [3] FGH: Jahresbericht 2015, Seite 73-77
- [4] Ziegeldorf, J.: Umgang mit Unsicherheiten in der Netzplanung, FGH-Fachtagung „Planung von Verteilungsnetzen“, 29.09.2016, Heidelberg
- [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, 12.-15. Juni 2017

## Weiterbildung

### Fachtagung

#### Planung von Verteilnetzen

28.-29.09.2016 in Heidelberg

#### Tagungsleitung

*Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser,  
FGH e.V., Mannheim*

In den Diskussionen zur Energiewende außerhalb der Fachwelt ist erst in letzter Zeit verstanden worden, dass bei der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems auch die Verteilnetze eine Hauptrolle übernehmen müssen. In der Planungspraxis war dies bereits länger bekannt, da die Netzintegration der Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien den Berechnungs- und Ausbaubedarf in einer Vielzahl der Verteilnetze bereits deutlich erhöht haben.

In der Vergangenheit erfolgte aufgrund des gesetzlich regulatorischen Umfelds oftmals nur ein projektbezogener, punktueller Netzausbau, für den zudem überwiegend sogenannte konventionelle Betriebsmittel gewählt wurden. Als Ergänzung und Substitution hat sich jedoch inzwischen eine größer werdende Auswahl an einsetzbaren

innovativen Betriebsmitteln ergeben, um die dezentralen Erzeugungsanlagen und zukünftig auch neue Verbraucher wie Elektromobile in die Netze integrieren zu können. Zudem bieten Betriebskonzepte wie die Systemdienstleistungserbringung durch dezentrale Erzeugungsanlagen oder die Spitzenkappung bei regenerativen Erzeugungsanlagen Potential, Netzausbau zu vermeiden.

Diese Entwicklungen sorgen in der Netzplanung für neue Herausforderungen: Die Prognose der zukünftigen Versorgungsaufgabe sowie die Ausgestaltung der regulatorischen Vorgaben unterliegen großen Unsicherheiten. Die Vielzahl unterschiedlicher Handlungsoptionen des Netzplaners besitzen untereinander Wechselwirkungen. Aus diesen Gründen werden neue Werkzeuge für Bewertung und Vergleich der Optionen notwendig und der Netzplanungsprozess verändert sich.

Die etwa 70 Tagungsteilnehmer haben nicht nur die im Programm eingeplante Podiumsdiskussion zur zukünftigen Entwicklung der Verteilnetze, sondern auch die Diskussionsmöglichkeiten im Anschluss an die Beiträge mit vielen Praxisberichten zum intensiven Austausch genutzt.

## Seminare

### **FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung**

02.-03.02.2016 in Hannover

#### 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 2016 mit guter Resonanz durchgeführt werden.

### **Grundlagen der Netzschutztechnik**

13.-14.04.2016 in Köln

#### 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 20. Durchführung, ungebrochen erfreulicher Nachfrage.

### **Grundlagen und Anwendung der IEC 61850**

05.-06.10.2016 in Kassel

#### **Seminarleitung**

*Prof. Michael Igel,*

*HTW des Saarlandes, Saarbrücken*

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

Die Normenreihe IEC 61850 beschreibt im Gegensatz zu früheren Kommunikationsnormen nicht nur technische Aspekte der Protokolle, sondern definiert in einem deutlich umfassenderen Ansatz ein eigenes Datenmodell für den Bereich der Schutz- und Stationsleittechnik, aber auch der dezentralen Energieversorgung im Allgemeinen, beschreibt zugehörige Dienste und enthält außer-

dem verschiedene Methoden zur Unterstützung des Engineerings. Während dieser umfassende Ansatz einerseits viele technische und auch wirtschaftliche Vorteile erschließt, ist andererseits die Komplexität des Normenwerks entsprechend hoch.

Daher hat das für die Durchführung in 2016 an den aktuellen Normungsstand sowie aktuelle Entwicklungen angepasste Seminar 14 Teilnehmern eine grundlegende Einführung in die Philosophie, die Konzepte und den Aufbau der Normenreihe geboten. Weiterhin wurden Anwendungsmöglichkeiten dargestellt, die anhand praxisrelevanter Beispiele verdeutlicht werden.

### **Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen**

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

13.-14.06.2016 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

09.-10.11.2016 in Würzburg

### 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 19 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

14.-15.06.2016 in Deidesheim

### 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.

Das Seminar wurde nach längerer Zeit aufgrund stetiger Nachfrage aus der Praxis erneut angebo-

ten und mit 18 Teilnehmern entsprechend gut angenommen. Da wiederum neue Anfragen vorliegen, plant die FGH eine Neuauflage in 2017.

### **Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis**

11.-13.05.2016 in Köln

06.-08.12.2016 in Wiesloch

#### **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 Netzbeziehung, 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 aktuellen INTEGRAL-

Version durchgeführt, bei denen die theoretischen Inhalte praktisch aufgearbeitet und die erzielten Ergebnisse diskutiert werden. Ein Teil der Übungen ist dabei als freie Netzplanungsaufgabe konzipiert, bei der die wirtschaftlichste Lösung unter Einhaltung der technischen Randbedingungen prämiert wird. Zudem sind aufgrund der hohen Relevanz von Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen bei der Anschlussprüfung von Erzeugungsanlagen einzelne Übungen entsprechend thematisch ausgerichtet.

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

### **Leistungselektronische Anwendung in elektrischen Netzen**

17.-18.02.2016 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 2016 konnten wir 18 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 können. 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**

09.-10.03.2016 in Hannover

#### **Seminarleitung**

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

Mit der Veröffentlichung von Netzanschlussregeln für alle Spannungsebenen, der neuesten Revision des EEG 2014 sowie der darin verankerten Systemdienstleistungsverordnung und deren kontinuierlichen Revisionen werden nachzuweisende Anforderungen an Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen in Bezug auf ihre elektrischen Eigenschaften gestellt. Aufgrund der Verknüpfung dieser Eigenschaften mit Vergütungszahlungen und den existierenden Fristen stehen Hersteller wie Betreiber unter hohem Druck. Zwar sind in den vergangenen Jahren Richtlinien zum Nachweisverfahren erarbeitet worden, doch befinden sich diese in einem fortlaufenden Weiterentwicklungsprozess, der sich nicht zuletzt aus den Erfahrungen mit ihrer Anwendung speist. Zudem existiert nunmehr auch für Erzeugungsanlagen mit

Verbrennungskraftmaschinen eine Zertifizierungspflicht und sind in der TAB-Hochspannung erweiterte Anforderungen definiert.

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

Von den Teilnehmern wurde die hohe Kompetenz der FGH und der anwesenden Referenten bestätigt, die auf eine langjährige Erfahrung im Bereich der Netzintegration von Erzeugungsanlagen, auf die intensive Gestaltung der aktuellen Diskussionen sowie Tätigkeiten in Prüfinstituten und der Zertifizierungsstelle der FGH zurückzuführen ist. Die 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 2017 anbieten.

## **Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen** 29.-30.11.2016 in Hannover

### **Seminarleitung**

*Dr.-Ing. Markus Brandl,*

*e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt*

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

Vor diesem Hintergrund vermittelt das Seminar die bei der Anschlussbewertung anzuwendenden Methodiken und Grenzwerte praxisgerecht. Zum Verständnis der angewendeten Methoden sind zudem deren systemtechnische Hintergründe aufgenommen. Flankiert wird durch die Beleuchtung der aktuellen Rechtsprechung rund um die Auswahl des Netzanschlusspunktes insbesondere für EEG-EZA, um den Seminarteilnehmern den möglichen Auswahlbereich aufzuzeigen. Außerdem ergeben sich aus der Rechtsprechung Bewertungskriterien im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung, die bei der Netzanschlussauswahl anzusetzen sind. Diesen Beitrag nutzen die Teilnehmer stets für intensive Diskussion und Rückfragen.

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

Die 16 Teilnehmer, die alle Interessengruppen mit Bezug zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen – Netzbetreiber, Dienstleister, Projektierer, Betreiber – abdeckten, haben mit ihren Fragen und Anmerkungen zum Gelingen der Veranstaltung beigetragen.

## **Netzschutztechnik und Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen** 20.-21.04.2016 in Hannover

### **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 aktuellen Fragestellungen eingebracht und im Seminar diskutiert werden. Das Seminar schließt mit einem Beitrag zur Anwendung dynamischer Berechnungsverfahren für schutztechnische Fragestellungen und Schutzprüfungen.

Die 23 Teilnehmer haben das Seminar äußerst positiv bewertet, insbesondere der stete Wechsel zwischen Auffrischung von Grundlagen durch Vorträge und die eigene, konkrete Umsetzung in Übungen wurde positiv hervorgehoben. Für die Referenten wie auch die FGH selbst war ein solches stark auf Übungen ausgerichtetes Seminar zu Netzschutzthemen eine Premiere und damit auch ein Wagnis. Die gute Resonanz wie positive Bewertung bestärken uns darin, dieses Seminar auch weiterhin anzubieten.

## **Sternpunktbehandlung** 23.-24.11.2016 in Ladenburg

### **Seminarleitung:**

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

Die Wahl der Sternpunktbehandlung in den Netzen ist sowohl ein klassisches technisches als auch ein hochaktuelles Thema, da Überlegungen durch zunehmende Verkabelungen angeregt oder gar erzwungen werden, aber auch aus Zuverlässigkeitserwägungen oder unter betrieblichen Aspekten einer regelmäßigen Neubewertung unterzogen werden. Durch umfassende Behandlung der Thematik in Theorie und Praxis wird den Teilnehmern der erforderliche Hintergrund vermittelt. Theoretische Grundlagen der symmetrischen Komponenten dienen als Basis zum Verständnis der betrachteten Vorgänge. Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen wurden erläutert und durch Anwendungsbeispiele aus dem Netzbetrieb belebt. Das Seminar wurde abgerundet durch die Analyse von Anforderungen aus Sicht der Dimensionierung der Anlagen und Betriebsmittel sowie der Wahl geeigneter Schutztechnik. Ein fachlicher Austausch mit und zwischen den Teilnehmern war erwünscht, wurde in Diskussionszeiten angeregt und auch umfangreich genutzt.

Die sehr gut besuchte Veranstaltung motiviert die FGH, die Veranstaltung in regelmäßigen Abständen erneut anzubieten.

## Workshop

### **Kurzschlussstromberechnung nach VDE0102 – Erweiterungen, Änderungen und Datenversorgung –**

23.02.2016 in Mannheim

#### **Workshopleitung**

*Univ.-Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson,*

*Technische Universität Darmstadt*

Die Norm VDE0102 ist die wesentliche Grundlage für Kurzschlussstromberechnungen sowohl für die Planung elektrischer Netze, als auch für Überlegungen zum Kurzschlusschutz und für die Prüfung betrieblicher Maßnahmen. Mit der normativen Fassung einer Berechnungsvorschrift stellt sie den Stand der Technik dar, an dem sich die Betreiber elektrischer Drehstromnetze auch aus rechtlichen Gründen orientieren. Nach der Überarbeitung der internationalen Norm IEC 60909, unter maßgeblicher Beteiligung der deutschen Normungsgremien, stand zum Zeitpunkt der Workshopdurchführung die Einführung der neuen Ausgabe der deutschen VDE 0102 unmittelbar bevor. Ende 2016 ist diese dann auch tatsächlich erschienen. Wesentliche Motivation der Überarbeitung war die zunehmende Durchdringung der Netze mit umrichterbasierten Erzeugungsanlagen und deren in den Netzanschlussregeln geforderte Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung bei Kurzschlüssen. Diese Erzeugungsanlagen wurden bisher in der Norm nicht behandelt, der

Einfluss der Blindstromeinspeisung konnte daher nur mit alternativen Berechnungsverfahren untersucht werden. Solche Berechnungen weisen aber aus, dass abhängig von der Durchdringung mit Erzeugungsanlagen und Berechnungszweck eine Vernachlässigung nicht sachgerecht ist.

Der Workshop hat die wesentlichen zu erwartenden Änderungen der VDE0102 vermittelt. Dazu wurden zunächst die Grundlagen der heutigen Normfassung sowie das Verhalten umrichterbasierter Erzeugungsanlagen vorgestellt, bevor – neben weiteren Änderungen und Anpassungen – deren Behandlung im neuen Vorgehen detailliert betrachtet wird. Weitere Schwerpunkte des Workshops bildeten die Datenbeschaffung für die Modelle, für die die IEC 60909 regelmäßig auf Herstellerangaben bzw. Messergebnisse verweist, sowie die Darstellung und Diskussion von Ergebnissen von Modellrechnungen im Vergleich der Normfassungen.

Um den Workshopcharakter mit umfangreichen Diskussionsmöglichkeiten zu gewährleisten, hat die FGH bei 45 Teilnehmern weitere Interessenten auf eine geplante Wiederholung verweisen müssen. Diese hohe Resonanz bestätigt zum einen die Bedeutung der Norm für die Praxis und zum anderen Themen- wie Referentenwahl durch die FGH bzw. den AKEI.

## Promotionen

Im Berichtsjahr hat Herr Philipp Schäfer seine Dissertation zum Thema

**Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement  
zwischen Verteil- und Übertragungsnetz**

unter der Betreuung des FGH-Vorstands, Herrn Prof. Albert Moser, erfolgreich abschließen können. Eine ausführliche Zusammenfassung seiner Arbeit ist bereits im Zusammenhang mit dem Abschluss seines Forschungsvorhabens im Rahmen der Helmholtz Allianz im FGH-Jahresbericht 2015 (ab S. 59) erschienen.

Aktuell arbeiten weitere neun FGH-Mitarbeiter(-innen) an ihren Dissertationsvorhaben unter der Betreuung von Prof. Moser, wobei der Großteil sich in der Endphase befindet. Die Themen sind an die laufenden Forschungsprojekte angelehnt, z.B. die „Zuverlässigkeit im Smart Grid“ (s. 62).

## Studentische Arbeiten

### Bachelorarbeiten

Analyse und Bewertung von Anforderungen und Verfahren zur Integration von Windenergieanlagen gemäß türkischem Grid Code	Mustafa Bayansalduz
Validierung eines Verfahrens zur Optimierung von Schaltzuständen in elektrischen Übertragungssystemen	Dimitri Eichhorn
Bewertung des Einflusses von Systemparametern auf die Ergebnisse von Netzberechnungen	Raphael Houben
Untersuchung von Stromzeitschutzkonzepten in Verteilnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung	Jan Konopka
Entwicklung eines Zeitreihenmodells für Erzeuger und Verbraucher unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abhängigkeiten	Patrick Niewerth
Analyse und Validierung eines Verfahrens zur Ausregelung von Blindleistungsbilanzen in der Lastflussberechnung	Oguzhan Öztürk
Berücksichtigung kurativer Schaltmaßnahmen im elektrischen Übertragungsnetzbetrieb	Alexander Tegethoff
Optimierung eines Verfahrens zur Auswahl von repräsentativen Netznutzungsfällen	Philipp Wagner
Untersuchung zur Blindstromeinspeisung von Erzeugungseinheiten und -anlagen im Netzfehlerfall	Lukas Wammes
Entwicklung einer Methodik zur automatisierten Trassierung synthetischer Verteilnetze	Christoph Wirtz

### Masterarbeiten

Bewertung der Netzbelastung in Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung zukünftiger Verbrauchsprofile	Michael Angolini
---	------------------

*Zur Planung von Verteilnetzen muss die größtmöglich auftretende Netzbelastung abgeschätzt werden. Während dies heute vereinfacht auf Basis pauschaler Gleichzeitigkeitsfaktoren vorgenommen wird, ist zukünftig, insbesondere nach dem anstehenden Smart-Meter-Rollout, die Verwendung von Zeitreihen in der Netzplanung anzustreben. Noch liegen jedoch nur vereinzelt Einspeise- und Verbrauchszeitreihen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen vor.*

*In dieser Arbeit wurde deswegen ein modulares Zeitreihenmodell entwickelt, mit dem zukünftige Verbrauchsprofile abgebildet werden können. Hierbei ist es insbesondere von Relevanz, die Abhängigkeitsstrukturen zwischen unterschiedlichen Kundentypen sachgerecht abzubilden. Anschließend wurde bewertet, wie sich unterschiedliche Kunden auf die Netzbelastung auswirken.*

*Die Ergebnisse zeigen, dass abhängig vom Kundentyp deutlich unterschiedliche Netzbelastungen auftreten und deswegen das heutige Vorgehen der vereinfachten Abschätzung zukünftig modifiziert werden sollte. Da*

*insbesondere neuartige Verbraucher unsichere zukünftige Verbrauchsprofile besitzen und diese die Netzbelastung stark beeinflussen, steigt die Unsicherheit in der Netzplanung an.*

#### Technisch-wirtschaftliche Analyse und Entwicklung von Planungsgrundsätzen für dezentrale Erzeugungsanlagen

Carina Heinrich

*Im Rahmen der Masterarbeit wurden Grundsätze für die elektrotechnische Auslegungsplanung von dezentralen EZA analysiert, herausgearbeitet und ergänzt. Hierzu wurden auf der einen Seite traditionelle Ansätze aus der Netz- und Kraftwerksplanung untersucht, andererseits wurde auf die Besonderheit der dezentralen Erzeugung eingegangen. Neben den Verfahren von Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung wurden ferner auch die zugrundeliegenden Normenwerke berücksichtigt, was ebenfalls gängige Normen und Vorschriften hinsichtlich der einzusetzenden Komponenten sowie der Beachtung der Personensicherheit mit einschloss. Bei der Bearbeitung war gleichermaßen eine technische wie wirtschaftliche Optimierung der Auslegungsplanung zu beachten.*

#### Bewertung prognostizierter Systemzustände im Rahmen der Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

Lukas Kalisch

*Im Rahmen der Betriebsplanung prognostizieren und bewerten Übertragungsnetzbetreiber zukünftige Systemzustände. Ziel der Bewertung ist die frühzeitige Erkennung möglicher Verletzungen technischer Randbedingungen und die Ermittlung von Anpassungsmaßnahmen zur Verhinderung und Beseitigung der Verletzungen. Da Prognosefehler im aktuellen Betriebsplanungsprozess nicht berücksichtigt werden, traten bereits in der Vergangenheit Ausnahmesituationen auf, für die im Rahmen der Betriebsführung nicht mehr ausreichend Anpassungsmaßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs zur Verfügung standen. Dies verdeutlicht, dass die Berücksichtigung der Prognosefehler zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs zukünftig notwendig ist.*

*Die Prognosefehler wurden im Rahmen dieser Arbeit durch ein bestehendes Modell berücksichtigt. Dazu wurden sie auf Basis historischer Daten modelliert. Auf Basis des im heutigen Prozess der Betriebsplanung verwendeten deterministischen Referenzfalls wurde eine große Anzahl zukünftiger Systemzustände unter Berücksichtigung der stochastischen Abhängigkeit der relevanten Faktoren mittels eines simulativen Verfahrens generiert. Da die Bewertung aller so ermittelten Systemzustände mittels Lastflussrechnungen und Ausfallsimulationen wie sie im aktuellen Prozess eingesetzt wird, aufgrund der großen Anzahl nicht umsetzbar ist, der aktuelle Betriebsplanungsprozess jedoch mit möglichst wenigen Modifikationen beibehalten werden soll, war die Entwicklung einer angepassten Bewertungsmethode erforderlich. Neben den Referenzfällen ist eine umfangreiche Datenbasis historischer Systemzustände verfügbar, so dass sich die Bewertung mittels eines statistischen Verfahrens anbot. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Bewertungsmethode vorgestellt, deren zentrales Element die Diskriminanzanalyse ist. Die Funktionalität dieser Bewertungsmethode wurde anhand exemplarischer Untersuchungen aufgezeigt und nachgewiesen.*

#### Ermittlung von robusten Schaltzuständen auf Basis historischer Netznutzungsfälle

Andreas Klein

*Aufgrund der vermehrten volatilen Einspeisung sowie der Verteilung dieser dezentralen Erzeugungsanlagen, nimmt die Komplexität der Prognose zukünftiger Einspeisesituationen immer weiter zu. Die Prognosen dienen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zur frühzeitigen Erkennung möglicher Verletzungen technischer Randbedingungen, um so den Schaltzustand ihrer Netze entsprechend anpassen zu können. Im aktuellen Prozess der ÜNB werden die betrieblichen Schaltzustände auf Basis von Erfahrungen der Betriebsingenieure abgeleitet. Die ist jedoch aufgrund des Wandels der Erzeugungsstruktur mit zunehmenden Risiken behaftet. Es war daher das Ziel dieser Arbeit, ein automatisiertes Verfahren zu entwickeln, das auf Grundlage der historischen Netznutzung Schaltzustände ermittelt, die sich hinsichtlich der Unsicherheiten der Netznutzung als robust erweisen. Die exemplarischen Ergebnisse zeigten, dass geeignete Netznutzungsfälle ermittelt wurden.*

---

## Entwicklung einer Optimierungsumgebung für Aufgabenstellungen in der Planung von Elektrizitätsversorgungssystemen

Pascal Pfeifer

*Netzbetreiber sind im Rahmen der Netzplanung in regelmäßigen Zeitintervallen mit komplexen Problemstellungen konfrontiert, deren Lösung ein systematisches Vorgehen erfordert. Dazu wird eine Problemstellung zunächst in ein mathematisches Modell überführt. Unter Zuhilfenahme von Netzmodellen und -berechnungsverfahren können dann Optimierungen durchgeführt werden, auf deren Grundlage sich Handlungsoptionen bewerten lassen. Die problemspezifische Modellierung ist dabei oftmals anspruchsvoll und nur mit hohem Zeitaufwand durchführbar. In diesem Zusammenhang wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Optimierungsumgebung entwickelt, welche Netzplanern ermöglicht, nahezu beliebige Problemstellungen mathematisch zu formulieren und näherungsweise optimal zu lösen. Dazu ermöglicht die Optimierungsumgebung die problemspezifische Konkretisierung von allgemein anwendbaren Optimierungsalgorithmen. Die entwickelte Optimierungsumgebung wurde im Rahmen dieser Arbeit beispielhaft auf eine konkrete Problemstellung angewandt, die aus einer Kooperation mit einem deutschen Verteilnetzbetreiber entstanden ist. Hierbei wurde eine optimierte Wahl von zu erdenden Sternpunkten hinsichtlich Ausprägungen von Erdfehlerfaktoren und einpoligen Kurzschlussströmen im niederohmig geerdeten 110-kV-Netz ermittelt.*

---

## Einfluss von Versorgungsaufgabe und Netzstrukturparametern auf die Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle

Jannik Schilling

*Im Rahmen der Energiewende müssen viele Verteilnetze ausgebaut werden. Zur Planung dieser Netze werden auslegungsrelevante Netznutzungsfälle verwendet, die auf pauschal abgeschätzten Gleichzeitigkeiten basieren. Aufgrund vermehrt neuartiger Kunden im Netz ändern sich jedoch Gleichzeitigkeiten und Korrelationen und das Vorgehen ist zu hinterfragen.*

*In dieser Arbeit wurde deswegen der Einfluss von Versorgungsaufgabe und Netzstrukturparametern auf die Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle untersucht. Hierzu wurde ein Verteilnetzgenerator entwickelt, der die deutschen Verteilnetze hinsichtlich ihrer Heterogenität in Versorgungsaufgabe, Netzstruktur und elektrischen Parametern auf Basis veröffentlichter Daten abbildet. Anschließend wurden die auslegungsrelevanten Fälle in diesen Netzen analysiert.*

*Es hat sich gezeigt, dass Versorgungsaufgabe und Netzstrukturparameter einen deutlichen Einfluss auf die auslegungsrelevanten Fälle besitzen. Es konnte außerdem gezeigt werden, dass die Ableitung von vereinfachten Planungsregeln zur Ableitung aufgrund der komplexen Wirkungszusammenhänge nur schwer möglich ist und deswegen geeignete rechnergestützte Verfahren entwickelt werden müssen.*

---

## 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. Projekte und Teilaufgaben, die nicht der Auftragsforschung zuzuordnen sind, werden durch den Bereich Netz- und Systemanalysen in der FGH GmbH bearbeitet.

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

Auch in 2016 entfällt ein großer Anteil der Auftragsforschung auf die Entwicklung und Anwendung von Bewertungsmethoden zur Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz, etwa im Rahmen der Prozesse zur Ermittlung des Einsatzes sogenannter Reservekraftwerke.

Bereits seit Jahrzehnten übernimmt die FGH im Auftrag des verantwortlichen Gremiums, derzeit des FNN beim VDE, die zentrale Sammlung, Plausibilitätskontrolle und Auswertung der für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik gemeldeten Daten der deutschen Netzbetreiber. Dabei erfolgt die regelmäßige Auswertung durch Mitarbeiter der FGH GmbH, während Weiterentwicklungen, Grundsatzfragen und zugehörige Auswertungen und Analysen innerhalb des FGH e.V. durchgeführt werden. Dabei wurde in 2016 die Auswertung für das Berichtsjahr 2015 vorgenommen, die ohne Berücksichtigung der Ereignisse infolge Höhere Gewalt, die höchste Versorgungszuverlässigkeit für Letztverbraucher in Deutschland seit Beginn der verbandsweiten Erfassung in 2004 ausweist.

Die große Bandbreite der Auftraggeber, die von Netzbetreibern, Industrien und Dienstleistern bis zu Herstellern und Betreibern von Erzeugungsanlagen oder auch Behörden, Gerichten und Verbänden reicht, verdeutlicht, dass die FGH als unabhängige und objektive Einrichtung in der Fachwelt anerkannt wird.

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

- Stabilität von Wirk- und Blindleistungsregelungen von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen (s. Bericht auf S. 109)
- Meta-Studie Smart Grid (s. Bericht auf S. 105)
- Technische Möglichkeiten zum Ersatz der Mindesterzeugung in konventionellen Kraftwerken am Übertragungsnetz
- Entwicklung von Tools für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung für Übertragungsnetze
- 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 von Netzanbindungen sowie Netzen von Industriekunden
- Gutachten zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom
- Optimale Auswahl, Platzierung und Dimensionierung von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz
- Systembewertung von Smart Grid-Komponenten

- Ermittlung des sinnvollen Datenaustauschs zwischen Netzbetreibern
- Bewertung der beidseitigen Sternpunktbehandlung an Netzkuppeltransformatoren HS/MS
- Optimierung von Auswahl und Lage niederohmig geerdeter Sternpunkte

Im Zusammenhang mit den Forschungsprojekten sind hier sowohl Spezialwissen bei den Mitarbeitern wie auch spezielle Werkzeuge auf dem aktuellsten technischen Entwicklungsstand vorhanden, die zum Vorteil unserer Kunden eingesetzt werden können.

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

### **Einsatzgebiete und Werkzeuge**

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

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

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

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts  
Dr.-Ing. Simon Krahl

## Meta-Studie Smart Grid

BDEW

Laufzeit: 13.07.2015 bis 16.02.2016

*In der „Meta-Studie Smart Grid“ hat die FGH für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) analysiert, wie weit die Transformation des konventionellen Energieversorgungsnetzes hin zu einem aktiven Smart Grid fortgeschritten ist. Zur Bewertung des aktuellen Umsetzungsfortschritts sowie der Ableitung von notwendigem Forschungs- und Handlungsbedarf wurde eine umfangreiche Analyse abgeschlossener und laufender Forschungs- und Demonstrationsvorhaben durchgeführt.*

### Hintergrund

Der durch die Energiewende initiierte hohe Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sorgt dafür, dass die Energieversorgungsnetze an die Grenzen ihrer Aufnahmekapazität gelangen. Insbesondere in den Verteilnetzen treten vermehrt Spannungsbandverletzungen sowie Grenzstromüberschreitungen auf. Aus diesem Grund müssen die Netze häufig ausgebaut werden, wozu neben dem oftmals kostenintensiven, konventionellen Netzausbau inzwischen eine Vielzahl innovativer Betriebsmittel und -konzepte, wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren oder die gezielte Beeinflussung des Kundenverhaltens, zur Verfügung stehen. Diese neuen Komponenten führen dazu, dass sich das Verteilnetz von einem passiven Verteiler elektrischer Energie hin zu einem flexiblen Akteur wandelt, der Verbraucher und Einspeiser durch den Einsatz aktiver Komponenten effizient miteinander verknüpft. Diese Art von Energienetzwerk wird als Smart Grid bezeichnet und ist ein wesentlicher Baustein für die Energiewende [1, 2, 3].

Die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) im Januar 2013 veröffentlichte Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“ gliedert den oben beschriebenen Transformationsprozess in 10 Schritte [4]. Zusätzlich werden in drei Phasen (Aufbau und Pionierphase (2012-2014), Etablierungs- und Ausgestaltungsphase (2014-2018) und Regulierungs- und Marktphase (2018-2022) verschiedene Themenbereiche des Smart Grids verstärkt fokussiert. Etwa drei Jahre nach der Entwicklung der Roadmap hat der BDEW die Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) mit der Bewertung des aktuellen Umsetzungsfortschritts sowie der Ableitung von notwendigem Forschungs- und Handlungsbedarf auf Basis einer Analyse abgeschlossener und laufender Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im Rahmen einer Meta-Studie beauftragt. Diese Meta-Studie wurde Anfang 2016 veröffentlicht [5]. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie werden in dieser Kurzzusammenfassung vorgestellt.

In der Meta-Studie wurden drei aufeinander aufbauende Ziele verfolgt:

1. Aufbau einer breiten Datenbasis relevanter Forschungsarbeiten zur Thematik Smart Grid
2. Abgleich der Forschungsarbeiten mit den Zielen der Smart Grid-Roadmap
3. Ableitung von weiterem Forschungsbedarf

### Methodischer Ansatz

Zur Erreichung dieser Ziele wurde der in Bild 1 dargestellte, mehrstufige Ansatz gewählt, wobei auf Abschnitte von [5] verwiesen wird.

Erster Schritt: Basis der Analyse bildete eine Projektliste, die durch Auswertung verschiedener öffentlich zugänglicher Datenbanken und Informationskanäle, wie Portalen von Forschungsinitiativen, Konferenzen, Internetauftritten von Unternehmen und Fachzeitschriften, entstanden ist und einen Umfang von ca. 500 Forschungsprojekten aufweist. Dabei wurden für die Projekte Informationen wie z.B. beteiligte Akteure, Laufzeit, Gesamtbudget sowie Zwischen-/Abschlussresultate recherchiert. Außerdem wurde

eine grobe Kategorisierung der Projekte hinsichtlich der behandelten Themenbereiche E-Mobility, Speicher, IKT/Sensorik, Smart-Meter, Innovative Betriebsmittel, Datenschutz/-sicherheit sowie DSM/Flexibilität vorgenommen. Die Kategorien sollen dazu dienen, den Fokus der Forschungsprojekte inhaltlich einzuteilen und liefern – auch wenn sie nicht eindeutig bestimmten Schritten der BDEW-Roadmap entsprechen – erste Hinweise, zu welchen Themen der Roadmap Projekte existieren.

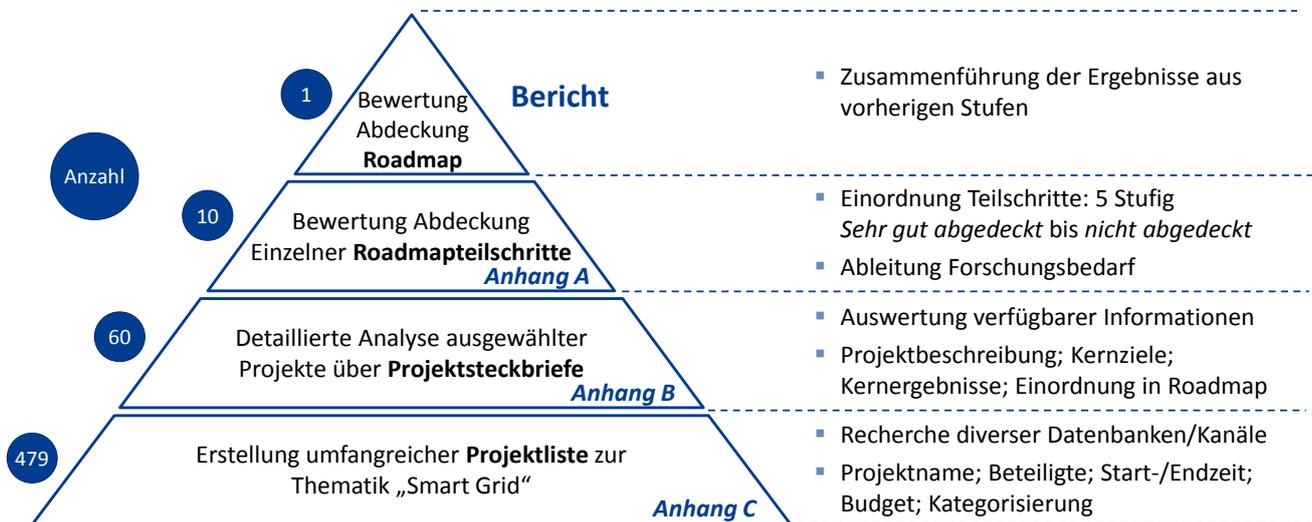


Bild 1 Methodisches Vorgehen zur Bewertung der Roadmap-Umsetzung

In einem zweiten Schritt wurden ausgewählte Projekte im Rahmen von Projektsteckbriefen detailliert analysiert. Neben den Informationen aus der Projektdatenbank wurden zusätzliche Informationen zu Kernzielen und Kernergebnissen des Projekts ausgewertet und eine detaillierte Einordnung der Projekte in die Roadmap und deren Teilschritte vorgenommen.

Auf dieser Basis wurden im Anschluss im dritten Schritt die einzelnen Roadmap-Teilschritte detailliert bzgl. ihres Abdeckungsgrads bewertet. Neben einer quantitativen Bewertung, wie viele Projekte einzelnen Themengebieten zuzuordnen sind, wurde bei einer qualitativen Bewertung neben den Forschungsprojekten außerdem auf weitere relevante Informationen wie neue Gesetze oder Verordnungen, aber auch Positionspapiere oder Leitfäden der Branche zurückgegriffen. In einer abschließenden Zusammenführung der drei Stufen konnte somit eine detaillierte Gesamtbewertung der Abdeckung der Roadmap vorgenommen werden.

### Ergebnisse und Handlungsbedarf

Zunächst wurde die erstellte Projektliste hinsichtlich unterschiedlicher Kennzahlen ausgewertet, um einen generellen Überblick bzgl. der Abdeckung einzelner Themengebiete und ihrer Verknüpfung zu erlangen, investierte Budgets auszuwerten sowie beteiligte Akteure zu analysieren. In Bild 2 (links) ist dargestellt, wie viele Projekte den einzelnen Kategorien zugeordnet sind.

In der Kategorie „IKT und Sensorik“ finden sich die meisten der recherchierten Projekte. Dies deckt sich mit den Erwartungen, da die Datenerfassung und Ausbringung geeigneter Datenverbindungen für viele Smart Grid-Anwendungen die Basis bildet. Aus diesem Grund lassen sich etwa 40 % der recherchierten Projekte dieser Kategorie zuordnen. Ein Großteil der übrigen Kategorien ist in gleichem Maße abgedeckt. Auffällig wenige Projekte sind allerdings der Kategorie „Datenschutz und –sicherheit“ zugeordnet. Lediglich 41 Projekte befassen sich gezielt mit diesem Aspekt und analysieren notwendige Anforderungen, entwickeln und testen neue Standards oder erproben diese im Feld. Im Vergleich zu den anderen Kategorien fällt diese – in einer rein quantitativen Bewertung – stark ab.

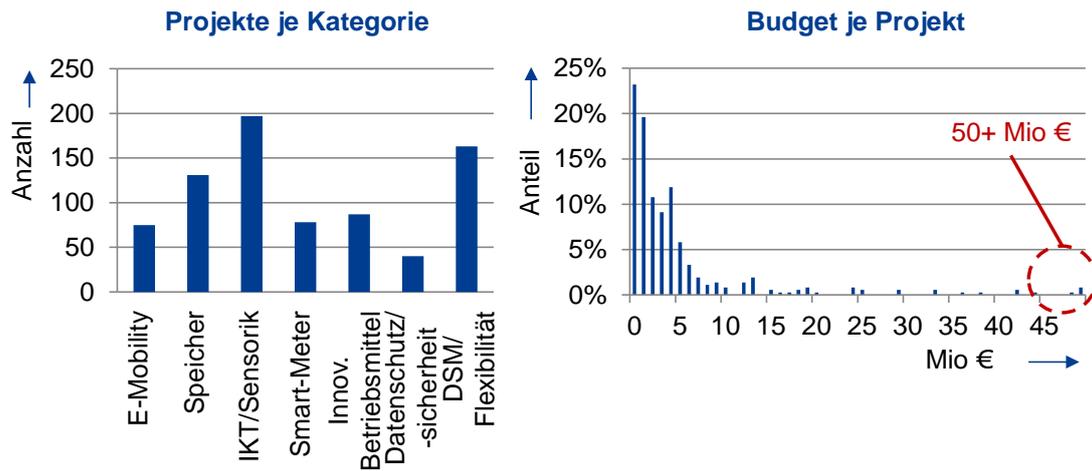


Bild 2 Exemplarische Auswertungen der Projektliste

In Bild 2 ist rechts außerdem zu sehen, wie hoch das Budget in den ausgewerteten Projekten ist. Hierbei lässt sich feststellen, dass ein Großteil der Projekte ein Budget von bis zu 10 Mio. Euro besitzt. Vereinzelt lassen sich auch Projekte im Bereich von bis zu 50 Mio. Euro finden – insbesondere die inzwischen geförderten SINTEG-Projekte oder auch Kopernikus-Projekte stoßen in größere Regionen vor, was insbesondere mit der großflächigen Anwendung von gleichzeitig mehreren neuen Technologien zu begründen ist<sup>1</sup>.

Nach Erstellung der Projektliste wurden ausgewählte Projekte durch Erarbeitung eines Projektsteckbriefs detailliert analysiert. Hierauf aufbauend fand in einem nächsten Schritt eine Bewertung der separaten Abdeckung der 10 Roadmap-Schritte statt. Auf Basis dieser Bewertungen wurde anschließend die Abdeckung der gesamten „Smart Grid“-Roadmap quantifiziert, welche in Bild 3 dargestellt ist.

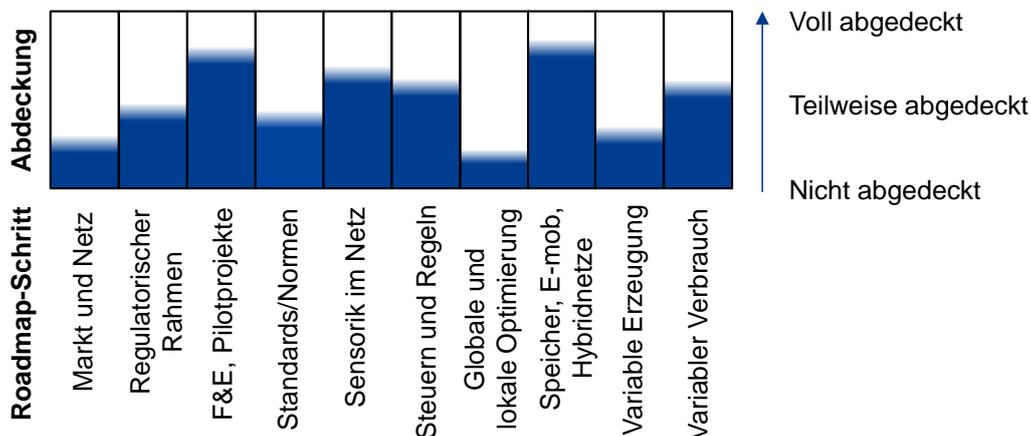


Bild 3 Abdeckung der einzelnen Roadmap-Schritte

Die 2012 erstellte „Smart Grid-Roadmap“ des BDEW ist aus Forschungssicht gut abgedeckt, der Grad der Abdeckung verteilt sich jedoch heterogen auf die einzelnen Themenfelder. Dabei wurde in Pilot- und Demonstrationsprojekten bereits eine Vielzahl technischer Lösungen für ein Smart Grid entwickelt und erprobt, rechtliche und regulatorische Hemmnisse müssen aber noch beseitigt werden, um intelligente Komponenten stärker zu fördern.

<sup>1</sup> Weiteres zu SINTEG unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/sinteg.html> sowie zu Kopernikus unter <https://www.kopernikus-projekte.de/>

Anschließend wurde weiterer Forschungs- und Handlungsbedarf identifiziert. Um eine weitere Harmonisierung der Forschungsaktivitäten zu ermöglichen, wäre eine zentralisierte und standardisierte Veröffentlichung der Ergebnisse von Forschungsprojekten sinnvoll. Weitere Forschungsaktivitäten sollten – aufbauend auf der bereits großen Zahl an Pilotprojekten – den Fokus eher auf die großflächige Verknüpfung unterschiedlicher Technologien im Kontext des Gesamtsystems richten. Ein Smart Grid ist die Aggregation einer Vielzahl an Lösungen – in weiteren Forschungsprojekten sollte deswegen die Untersuchung des Gesamtsystems, also unterschiedlicher, spannungsebenen- und energieträgerübergreifender Lösungskonzepte für Netz und Markt im Fokus stehen. Vor diesem Hintergrund erscheinen die bereits angesprochenen SINTEG- und Kopernikus-Projekte der logische wie sinnvolle nächste Schritt.

Die wichtigsten Kernerkenntnisse der Studie sowie die wesentlichen Handlungsempfehlungen sind in Bild 4 dargestellt.

- 1 In Deutschland wurde und wird eine Vielzahl an Projekten zum Thema Smart Grid durchgeführt; viele Akteure sind an genau einem Projekt beteiligt und sammeln somit erste Erfahrungen
- 2 Die „Smart Grid“-Roadmap des BDEW, erarbeitet 2012, ist aus Forschungssicht zu einem guten Grad abgedeckt – dieser Abdeckungsgrad ist jedoch heterogen auf einzelne Themenfelder verteilt
- 3 Technische Lösungen für ein „Smart Grid“ werden entwickelt, rechtliche und regulatorische Hemmnisse müssen noch beseitigt werden
- 4 Eine zentralisierte und standardisierte Veröffentlichung der Ergebnisse von Projekten kann eine Harmonisierung der Forschungsaktivitäten unterstützen
- 5 Weitere Forschungsaktivitäten sollten – aufbauend auf der Vielzahl an Pilotprojekten - den Fokus auf die Verknüpfung unterschiedlicher Technologien im Kontext des Gesamtsystems richten

Bild 4 Kernerkenntnisse der Meta-Studie

## Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: Smart Grid und Smart Market, 2011
- [2] RWE Deutschland, ABB, Consentec, TU Dortmund: Netze für die Stromversorgung der Zukunft, 2011
- [3] E-Bridge, IAEW der RWTH Aachen, OFFIS: Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), 2014
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland (basierend auf der „10 Steps to Smart Grids“- Roadmap von Eurelectric), 2013
- [5] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Meta-Studie Smart Grid – Forschungsüberblick intelligente Stromnetze, 2016

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

## Analyse des Einflusses eines $PT_1$ -Verhaltens von Regelungen in Erzeugungsanlagen auf die Regelungsstabilität

Bayernwerk

Laufzeit: 12.11.2015 bis 11.10.2016

*Die Bayernwerk AG hat die FGH mit dieser Studie beauftragt. Ziel der Untersuchung war die Analyse von Einflussfaktoren auf das Einschwingverhalten von Wirk- und Blindleistung bei Q(U)- und P(U)-Regelungen für Erzeugungsanlagen (EZA). Daraus sollen Parameter einer  $PT_1$ -Regelung für einen Referenzfall definiert werden, der die Grundlage für ein Nachweisverfahren für EZA-Regler bildet.*

### Hintergrund und Ziele

Die Bayernwerk AG hat bereits 2011 in ihrer technischen Richtlinie für den Anschluss von Erzeugungsanlagen (EZA) an das Mittelspannungsnetz Regelungskonzepte für die Bereitstellung von Blindleistung in Abhängigkeit von der aktuell anliegenden Spannung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) definiert [1]. Die Umsetzung dieser Richtlinie hat dazu geführt, dass aktuell viele autarke, aber über die Netzimpedanzen elektrisch gekoppelte Spannungsregelungen im Netz arbeiten. Bei derartigen Mehrgrößen-Regelungssystemen mit unterschiedlich starker Kopplung besteht die Gefahr, dass je nach Auslegung der Regelungen und Verteilung der EZA im Mittelspannungsnetz Schwingungen von Spannung und Blindleistungsbereitstellung auftreten können. Der FGH e.V. (FGH) hat aus diesem Grund im Rahmen von zwei Vorgängerstudien die Regelkonzepte zur Blindleistungsbereitstellung und die in Erwägung gezogene Q(U)- und P(U)-Regelung für EZA auf Regelungsinstabilitäten untersucht und anschließend Handlungsempfehlungen für Anpassungen der Regelungskonzepte abgeleitet ([2] [3]).

Zusätzlich zur Vorgabe von Regelungskonzepten wird die Vorgabe eines definierten Einschwingverhaltens –  $PT_1$ -Verhalten mit einer Zeitkonstante von  $\tau = 5 \text{ s}$  – für die Regler für einen Referenzfall erwogen, um die Stabilität der Regelungen in Situationen mit maximaler Anregung gezielt zu erhöhen. Über diese Vorgaben des Einschwingverhaltens können Parameter der Regelung, deren Einfluss auf die Stabilität der Regelung in den Vorgängerstudien ermittelt wurde, innerhalb einer einzigen Definition vorgegeben werden. Wenn die Bedingungen am Netzverknüpfungspunkt des Reglers bzw. in der EZA von den Bedingungen im Referenzfall abweichen, kann es jedoch auch zu einer Abweichung des Einschwingverhaltens vom  $PT_1$ -Verhalten kommen. Daher hat die Bayernwerk AG die FGH mit einer wissenschaftlichen Untersuchung zur Analyse des Einflusses eines  $PT_1$ -Verhaltens von Regelungen in Erzeugungsanlagen auf die Regelungsstabilität beauftragt.

Ziel der Untersuchung war die Analyse, ob und gegebenenfalls wie sich ein für einen Referenzfall vorgegebenes Einschwingverhalten bei vom Referenzfall abweichenden Bedingungen verändert. Hierauf aufbauend wurden Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltung einer Vorgabe zum Einschwingverhalten von Reglern einschließlich eines Referenzfalls für den Nachweis abgeleitet.

### Vorgehen

Im Rahmen von Basisuntersuchungen wurden die Sensitivität des Einschwingverhaltens auf eine Abweichung vom Referenzfall, eine Änderung der EZA-Nennleistung und unterschiedliche reglerinterne Parameter geprüft. Der Einschwingvorgang des Reglers wurde dabei auf einem strukturell dem Referenzaufbau entsprechenden einfachen Testsystem bewertet. Die Auswirkungen der Veränderungen konnten in diesem System direkt bestimmt werden, da sich keine Wechselwirkungen mit anderen EZA oder anderen Regelungen ergeben.

Weiterhin wurden für ein von der Bayernwerk AG zur Verfügung gestelltes Mittelspannungsnetz EZA-Regler modelliert, so dass sowohl eine Q(U)- als auch eine P(U) Regelung mit entsprechenden Kennlinien und dem

definierten Einschwingverhalten simuliert werden konnten. Für die einzelnen EZA wurden Zeitreihen generiert, die Spannungssprünge im Netz nachbilden, welche hinsichtlich Regelungsstabilität die kritischsten denkbaren Anregungen hervorrufen. Anschließend wurden mit dem dynamischen Simulationstool PSD die Wechselwirkungen zwischen EZA und zwischen Q(U)- und P(U) Regelung analysiert [4]. Es wurden somit die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussfaktoren wie

1. der Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt (NVP)
2. der EZA-Nennleistung
3. einer internen Verzögerungszeit des Reglers
4. einer Abtast- und Halteschaltung

auf das Einschwingverhalten analysiert. Exemplarisch ist eine Variation der Kurzschlussleistung sowie der Anlagenleistung und die Auswirkungen auf den Einschwingvorgang in Bild 1 dargestellt. Es wird sichtbar, dass eine Verringerung der Kurzschlussleistung im Vergleich zum Referenzfall zu einem schnelleren Einschwingen sowie einem Überschwingen führt. Eine Verringerung der Anlagenleistung sowie eine Vergrößerung der Netzkurzschlussleistung haben eine deutliche Verzögerung des Einschwingvorgangs zur Folge.

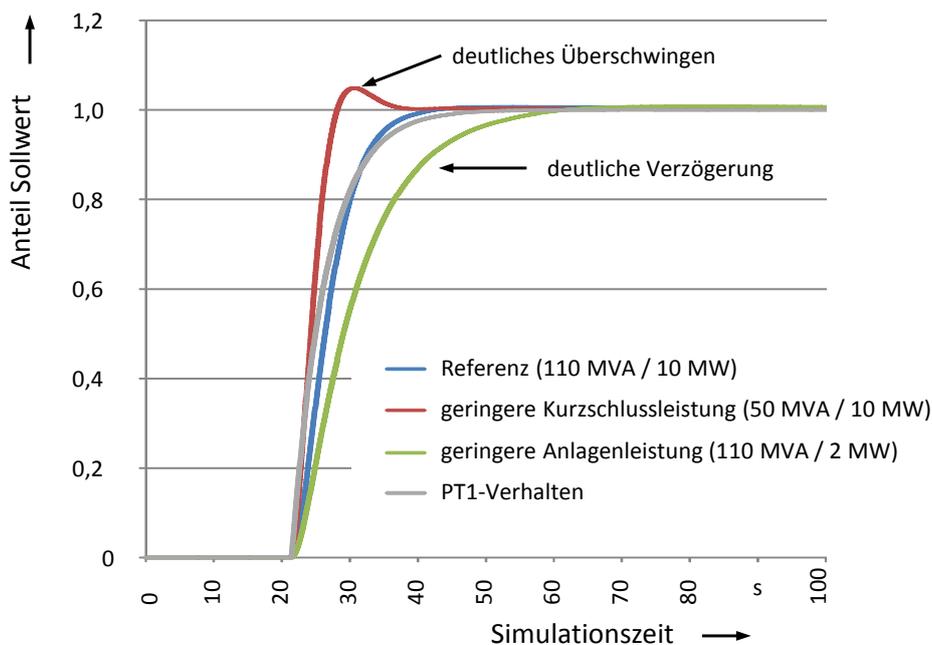


Bild 1 Exemplarische Darstellung von Sensitivitätsanalysen

## Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchungen haben gezeigt, dass sich bei bestimmten Reglerparametrierungen deutliche Abweichungen von einem definierten Einschwingverhalten ergeben können. Als kritisch bzgl. des Einschwingverhaltens und der Stabilität der Regelung müssen die interne Verzögerungszeit der Regelung und der Einsatz einer Abtast- und Halteschaltung innerhalb der Regelung bewertet werden. Weiterhin haben die Netzkurzschlussleistung und die Größe der Erzeugungsanlage Einfluss auf das Einschwingverhalten. Bei grundsätzlicher Vorgabe eines  $PT_1$ -Verhaltens würde dies eine projektspezifische Parametrierung jedes EZA-Reglers erfordern.

Werden geeignete Grenzen für EZA-interne Parameter wie z.B. die Verzögerungszeit und zulässige Abweichungen vom idealen  $PT_1$ -Verhalten im Referenzfall definiert und halten die Regler unabhängig von ihrer konkreten internen Realisierung diese Grenzen ein, dann zeigen die Ergebnisse, dass die Regler in der Lage

sind auch bei einer gegenseitigen Beeinflussung von EZA und Wechselwirkungen zwischen der Q(U)- und P(U)-Regelung sicher einen stabilen Arbeitspunkt zu erreichen. Die Vorgabe an Q(U)- und P(U)-Regelungen, dieses vordefinierte Einschwingverhalten einzuhalten, kann daher als eine sinnvolle Maßnahme bewertet werden, um die Stabilität von Regelungen im Mittelspannungsnetz sicherzustellen.

Weiterhin lässt sich aus den Ergebnissen ableiten, dass eine Reglerparametrierung für ein vorgegebenes  $PT_1$ -Verhalten im Referenzfall einerseits bewirkt, dass die Regelungen zwar bei Änderung der Randbedingungen gegenüber dem Referenzfall vom vordefinierten Einschwingverhalten abweichen können, andererseits aber dennoch keine resultierenden kritischen Wechselwirkungen im MS-Netz – Wechselwirkungen zwischen EZA und Wechselwirkungen zwischen Q(U)- und P(U)-Regelung – zu erwarten sind. Die Nutzung eines Referenzfalls zur Reduzierung des Parametrierungsaufwands stellt sich daher als sinnvolle Herangehensweise dar.

Die Prüfung des definierten Einschwingverhaltens im Referenzfall, im Rahmen eines Zertifizierungsprozesses oder einer Herstellererklärung ist daher ein angemessenes Vorgehen, um zum einen die Stabilität der Regelung im Netz sicherzustellen und zum anderen den Parametrierungsaufwand für eine individuelle Parametrierung jeder Regelung zu vermeiden. Ein möglicher Testablauf für die Prüfung des definierten Einschwingverhaltens wurde beschrieben.

Außerdem ist es sinnvoll, dass der Reglerhersteller Vorgaben an die weiteren EZA-internen Parameter definiert, so dass bei einer Einhaltung dieser Vorgaben die beschriebenen Anforderungen an das Verhalten der EZA am NVP erfüllt werden können. Der Errichter/Planer der EZA muss anschließend sowohl den Regler als auch die EZA-internen Parameter prüfen und aufeinander abstimmen, so dass das Gesamtverhalten der EZA den hier beschriebenen Anforderungen entspricht.

Aus der Studie ergeben sich die folgenden Handlungsempfehlungen:

- Vorgabe eines  $PT_1$ -Verhaltens mit  $\tau = 5\text{s}$  für die Q(U)-/P(U)-Regelung
- Definition eines Testfalls für den Nachweis des  $PT_1$ -Verhaltens
- Festlegung harter Bewertungskriterien für den Testfall, um unerwünschtes Verhalten der Regelung in vom Referenzfall abweichenden Situationen zu unterbinden
- Forderung einer Abstimmung zwischen EZA-Aufbau und EZA-Regler, um negativen Einfluss von EZA-internen Parametern effektiv zu verhindern

## Literatur

- [1] Bayernwerk AG: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz der Bayernwerk AG, Regensburg, 2011
- [2] FGH: Analyse der  $\cos(\phi)$ (U)- und Q(U)-Regelungskonzepte der Bayernwerk AG für Erzeugungsanlagen auf Instabilitäten und Schwingungen, Aachen, 2014
- [3] FGH: Analyse eines P(U)-Regelungskonzeptes für Erzeugungsanlagen auf Instabilitäten und Schwingungen, Aachen, 2015
- [4] Erlich, I.: PSD - Power System Dynamics: Analyse und Simulation des dynamischen Verhaltens von Energiesystemen, Dresden, 1995

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

## Ausgewählte Auftragsarbeiten der FGH GmbH

Die Aktivitäten der FGH GmbH sind neben einem umfangreichen Angebotsportfolio (siehe auch Überblick, Seite 123) aus standardisierten Dienstleistungen immer auch durch innovative Einzelprojekte und Weiterentwicklungen geprägt. Im Folgenden stellen wir exemplarische Tätigkeiten aus dem Berichtsjahr vor, die sowohl einen ingenieurwissenschaftlichen F&E-Anteil beinhalten als auch im Sinne des FGH-Vereinszweck zu einer Fortentwicklung und Erhaltung des hohen technischen Qualitätsniveaus der Stromversorgung und der dafür benötigten Betriebsmittel und Werkzeuge beitragen.

### Begleitung bei der Umsetzung der novellierten Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)

Am 14. März 2015 ist die novellierte Systemstabilitätsverordnung (SysStabV 2.0) zur Erweiterung des operationsfähigen Frequenzbereichs von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) in Kraft getreten. Sie regelt die dringend notwendige Nachrüstung und stichprobenmäßige Kontrolle von Windenergieanlagen, Biomasse- und Biogasanlagen, KWK-Anlagen und Wasserkraftanlagen, damit zukünftig sichergestellt ist, dass sich diese Bestandsanlagen nicht zeitgleich bereits bei einer Unterfrequenz von 49,5 Hz bzw. einer Überfrequenz von 50,2 Hz vom Netz trennen. Bundesweit sind hiervon etwa 21.000 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 27 GW betroffen. In der ursprünglichen Systemstabilitätsverordnung (SysStabV 1.0) vom 26. Juli 2012 wurde bereits die Nachrüstung von bestimmten Photovoltaikanlagen geregelt. Neu-Installationen müssen diese Frequenzvorgaben auf Basis der geltenden Netzanschlussregeln erfüllen.

Im Unterschied zur SysStabV 1.0 haben Betreiber von DEA im Rahmen der SysStabV 2.0 die Möglichkeit, Ausnahmebegehren zu stellen und/oder anteilige Kostenübernahmen der Nachrüstkosten zu beantragen. Im Rahmen von Dienstleistungsverträgen mit drei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) prüft die FGH GmbH diese Anträge technisch auf ihre Plausibilität.

Grundsätzlich sieht die Verordnung vier Begründungen für Ausnahmefälle vor:

- Die Umrüstung der Anlage auf das gemäß SysStabV geforderte Frequenzband für zum Austausch des Generators, des Antriebsstrangs oder der Leistungselektronik der Anlage
- Die Kosten für die Umrüstung der Anlage führen zu vergleichbaren Kosten wie der Austausch des Generators, des Antriebsstrangs oder der Leistungselektronik der Anlage
- Die Umrüstung der Anlage gemäß der Anforderungen nach SysStabV führt nicht zu geringeren Kosten als die Umrüstung zur Erfüllung der aktuellen anerkannten „Regeln der Technik“
- Die Anlage wird als Notstromaggregat betrieben

In den beiden erst genannten Fällen sieht die Verordnung eine eingeschränkte Nachrüstpflcht auf Parameterwerte mit einem – für die Anlage technisch möglichen – engeren Frequenzband vor. Im dritten Fall ist die Anlage gemäß der anerkannten „Regeln der Technik“ umzurüsten. Sollte die Anlage als Notstromaggregat betrieben werden, ist eine vollständige Befreiung von der Nachrüstpflcht gemäß der Frequenzvorgaben der SysStabV vorgesehen.

Bei einer Überschreitung der Nachrüstkosten von 7,50 €/kW installierter Leistung und Nachvollziehbarkeit der geplanten Nachrüstmaßnahmen sowie dieser Kosten, kann bei einem zuvor eingereichten Kostenvoranschlag eine anteilige Erstattung (75 %) des Restbetrags erfolgen.

Nach FGH-Projektstart im Januar 2016 stellten sich bereits nach wenigen Wochen bei den Anlagenbetreibern deutliche Informationsdefizite hinsichtlich der technischen Umsetzung und des Antragsprozesses heraus. Teil des Problems war hierbei, dass einige Herstellerfirmen solcher Anlagen bereits seit

einigen Jahren insolvent, verkauft oder aufgelöst worden waren, so dass der zur Nachrüstung meist notwendige technische Support und technische Unterlagen zur Anlage nicht mehr verfügbar waren. Die Anzahl eingereicherter Ausnahmebegehren lag mit weniger als 4 % der betroffenen Anlagen deutlich unterhalb der Erwartungen der Bundesregierung (ca. 10 % aller von der SysStabV betroffenen Anlagen). Zudem wurden die erwarteten Kostenerstattungen i.H.v. 33 Mio. € deutlich unterschritten.

Diese Divergenz scheint die Notwendigkeit einer gemäß §19 SysStabV vorgesehenen umfassenden Qualitätskontrolle zur Sicherstellung einer nachhaltigen Umsetzung der Verordnung zu bestätigen. Die Anforderungen an diese Kontrollen, welche neben der Prüfung von Nachrüstrnachweisen insbesondere die Inspektion der DEA mit einer Frequenzschutzprüfung vorsehen, sind dabei durch die ÜNB gemeinsam mit der FGH entwickelt worden.

Die Durchführung der technischen Qualitätssicherung (TQS) ist von allen ÜNB ausgeschrieben worden, wobei die FGH bereits ein erstes Projekt für sich gewinnen konnte und auf weitere Beauftragungen innerhalb des 2. Quartals 2017 hofft.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Wirt.-Ing. Frederik Kalverkamp  
M.Sc. Stephan Brandt

## Engineering für Fault-Ride-Through Prüfsysteme - Kooperation mit der Fritz Driescher KG

Die FGH GmbH hat im Jahr 2014 den Geschäftsbereich Fault-Ride-Through (FRT)-Prüfsysteme ihrer ehemaligen Schwestergesellschaft FGH Test Systems GmbH übernommen. Diese hatte seit 2004 als Marktführer die bei der FGH entwickelten mobilen Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Prüfsysteme sowie seit 2013 auch High-Voltage-Ride-Through (HVRT)-Systeme angeboten. Im Zuge einer unternehmerischen Neuausrichtung tritt die FGH seit 2015 am Markt nicht mehr als Hersteller solcher Prüfsysteme auf, sondern bietet ihre langjährige Expertise als Dienstleistung im Rahmen von Auslegungsplanungen sowie dem Engineering der Prüfsysteme exklusiv für die Firma Fritz Driescher KG in Wegberg an, welche als Hersteller und Anbieter die Fertigung übernimmt. Hierzu wurde ein korrespondierender Lizenzvertrag zwischen beiden Partnern geschlossen.

Im Rahmen eines ersten umfänglichen Kooperationsprojektes haben die FGH GmbH und die Fritz Driescher KG für die Firma Nordex ein FRT-Prüfsystem aufgerüstet. Hierbei wurde ein im Jahr 2010 von der FGH noch eigenständig gefertigter Prüfcontainer zum Testen des LVRT-Verhaltens von Windturbinen um Funktionalitäten zum Testen des Fehlerfallverhaltens bei Überspannungen (HVRT) erweitert. Nordex steht damit ein flexibles und kombiniertes Prüfsystem zur Verfügung, mit welchem der Hersteller an seinen Anlagen das Verhalten im Fehlerfall vollumfänglich testen kann. Dies ist insbesondere im Kontext der neuen Richtlinienanforderungen der VDE-AR-N 4120 für Hochspannungsanschlüsse sowie der angekündigten VDE-AR-N 4110 für die Mittelspannung von besonderer Relevanz und erstmalig als Prüfanforderung in Deutschland im Rahmen der Technischen Richtlinien der FGW e.V. definiert.

Die Prüfeinrichtung, mit welcher Windturbinen und andere Prüfobjekte bis zu einer Leistung von 8 MVA und bei Spannungen von 10 bis 30 kV getestet werden können, wurde von der Fritz Driescher KG in ihrem Werk in Wegberg gefertigt. Den qualitativ hochwertigen Anlagenbau und die Fertigung durch Driescher begleitete die FGH mit umfangreichen Engineeringdienstleistungen für das von ihr patentierte Prüfsystem. Nach erfolgreicher Durchführung der Abnahme im Prüffeld der IPH Berlin wurde der HVRT-Testcontainer dem Kunden übergeben.

Im Anschluss erfolgte für die Mitarbeiter der Firma Nordex zudem eine ausführliche Schulung, in welcher sie in den Umgang mit dem Prüfcontainer und die Durchführung von FRT-Prüfungen eingewiesen wurden. Die Schulung schloss mit der erfolgreichen Feldabnahme des Prüfsystems ab, woraufhin dieses bereits in den Messkampagnen erfolgreich eingesetzt werden konnte.

Seit der Einstellung der Eigenfertigung von Prüfsystemen durch die FGH war dieses Projekt damit das erste einer langfristig angelegten Kooperation zwischen beiden Unternehmen; weitere Gemeinschaftsprojekte befinden sich bereits in der Umsetzung.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Wirt.-Ing. Julian Langstädtler  
Dipl.-Ing. Benedikt Imiela

## INTEGRAL 7

### *Interaktives Grafisches Netzplanungssystem*

Das Netzplanungswerkzeug INTEGRAL 7 der FGH GmbH wurde auch im Jahr 2016 in vielfältiger Hinsicht weiterentwickelt. Die wesentlichen Funktionserweiterungen sind dabei:

- die Entwicklung neuer Einspeisermodelle zur Abbildung der Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung in den technischen Anschlussbedingungen für die Hoch- und Mittelspannung in der Lastflussberechnung,
- die Finalisierung der Erweiterungen des Rechenkerns zur Kurzschlussstromberechnung nach DIN VDE 0102, zur Abbildung dezentraler Erzeugungsanlagen,
- die Fortführung der Entwicklung eines neuen Rechenkerns zur exakten Kurzschlussstromberechnung unter Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen sowie
- neue Möglichkeiten zur Visualisierung der Lastflussergebnisse von Zeitreihenrechnungen.

Darüber hinaus wurden weitere Erweiterungen an Berechnungskernen und Oberfläche vorgenommen.

### **Neue Blindleistungsmodelle**

Die technischen Bedingungen für den Anschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen (TAB) an das Hoch- bzw. Mittelspannungsnetz sehen neben verschiedenen anderen Anforderungen Netzzrückwirkungen und baulichen Anforderungen auch die Fähigkeit vor, Blindleistung in einem vorgegebenen Rahmen bereitstellen zu können.

Die TAB Mittelspannung verlangen als Mindestanforderung, dass der Verschiebungsfaktor  $\cos\varphi$  einer Erzeugungsanlage zwischen 0,9 induktiv und 0,9 kapazitiv liegen muss. Darüber hinaus kann ein Netzbetreiber für sein Netz engere Grenzen vorgeben [1]. Um diese Vorgaben in der Lastflussberechnung zu berücksichtigen, kann in den Eingabemasken der verschiedenen Einspeiser ergänzend zum üblichen Leistungsdiagramm ein minimaler Verschiebungsfaktor (sowohl induktiv als auch kapazitiv) angegeben werden.

In den TAB Hochspannung sind die Anforderungen an die Blindleistung abhängig von der eingespeisten Wirkleistung sowie von der Netzspannung am Netzanschlusspunkt. Diese sind in Kennliniendiagrammen der TAB Hochspannung dokumentiert [2]. Es werden drei Varianten genannt, die sich in der genauen Parametrierung unterscheiden. Der Netzbetreiber wählt entsprechend seiner spezifischen Anforderungen genau eine dieser drei Varianten aus, und gibt diese dem Anlagenbetreiber vor. Alle drei Varianten wurden in den Lastflussrechenkern integriert. Soll eine der Varianten für eine Einspeisung als Blindleistungsgrenze vorgegeben werden, kann diese über ein Drop-Down-Menü in der Eingabemaske der Einspeisung ausgewählt werden (Bild 1).

Um auch zukünftigen Entwicklungen gerecht werden zu können, wurde darüber hinaus die Möglichkeit geschaffen, eigene Blindleistungsgrenzen in Abhängigkeit der Wirkleistung sowie der Klemmenspannung zu parametrieren (Bilder 2 und 3).

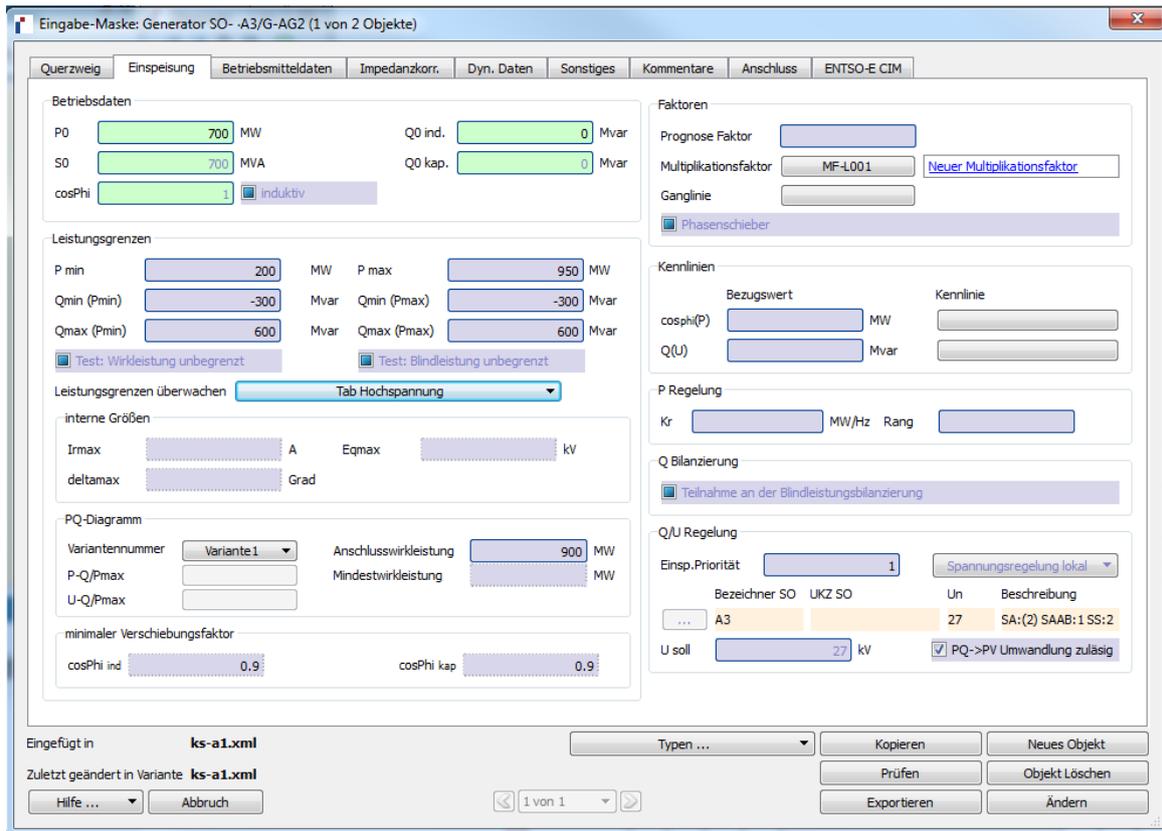


Bild 1 Generator-Maske mit Einstellmöglichkeiten für TAB Hoch- und Mittelspannung

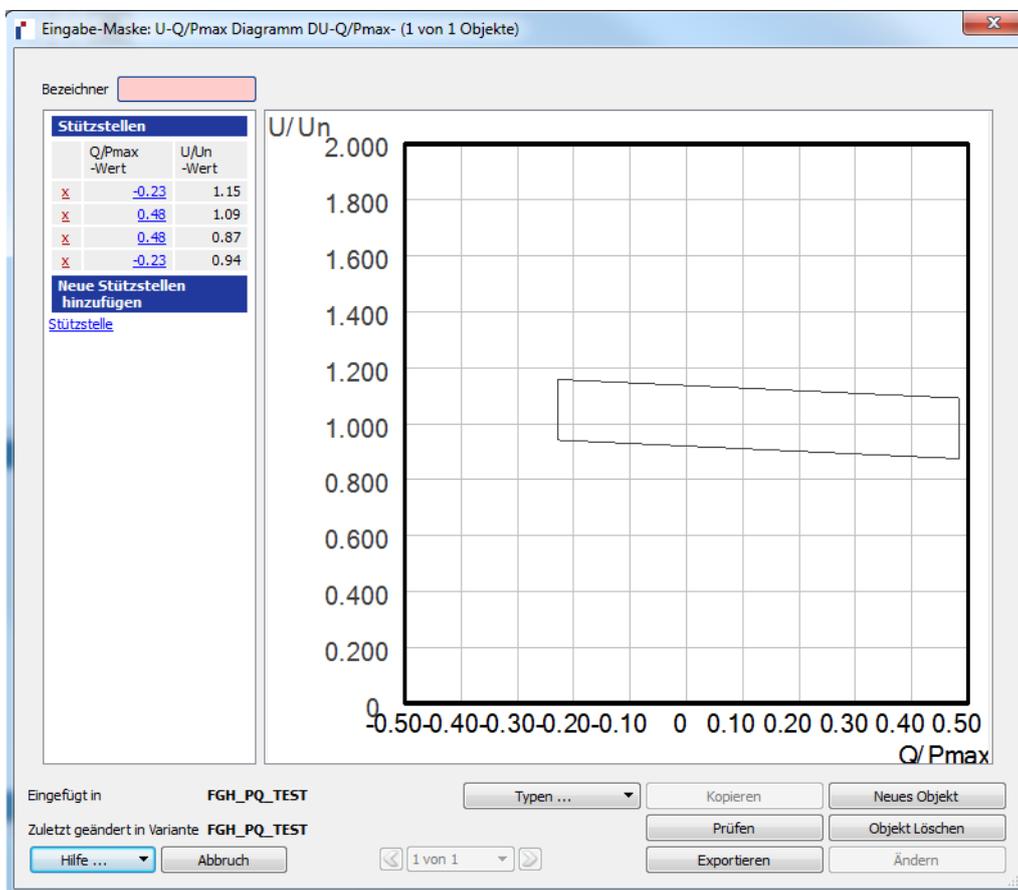


Bild 2 Blindleistungsgrenze in Abhängigkeit von der Klemmenspannung

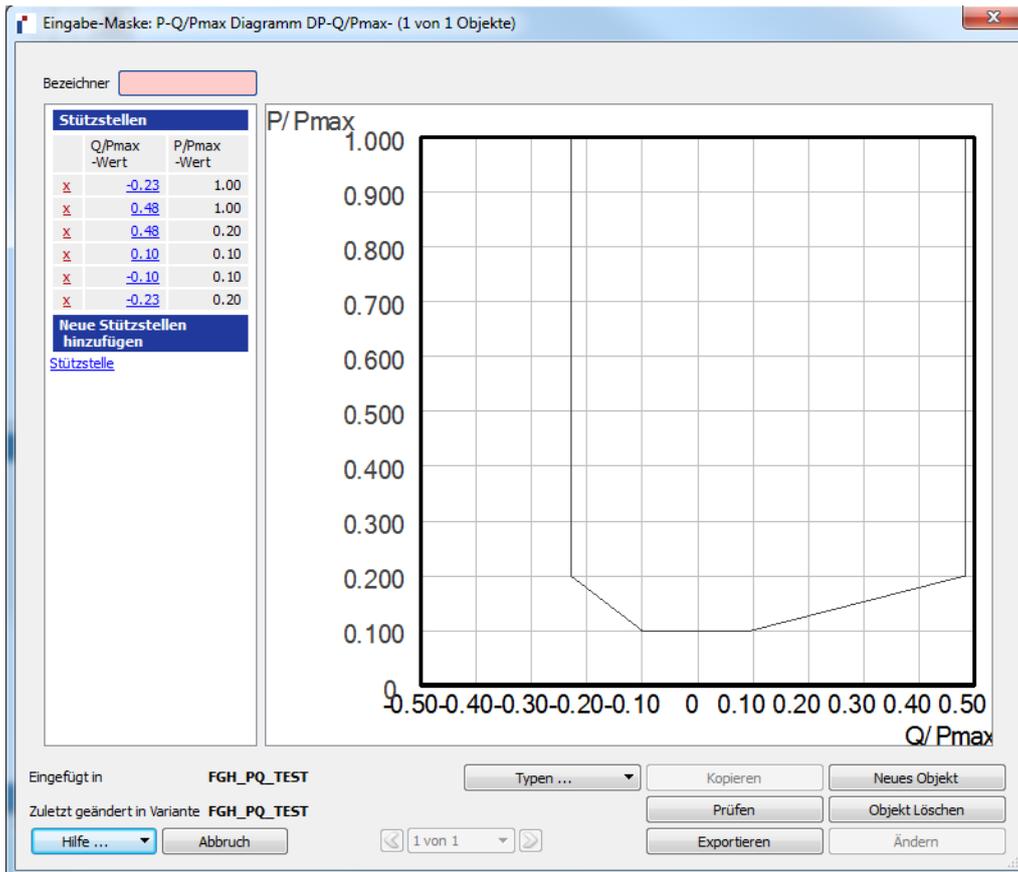


Bild 3 Blindleistungsgrenze in Abhängigkeit von der Wirkleistungseinspeisung

### Kurzschlussstromberechnung

Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter verhalten sich im Fehlerfall wie eine spannungsabhängige Stromquelle. Die neue IEC Norm 60909-0 Ed. 2.0, welche im Januar 2016 veröffentlicht wurde, sieht vor, dass bei der Berechnung von Kurzschlüssen Vollumrichteranlagen vereinfacht als spannungsunabhängige Stromquellen modelliert werden. Die deutsche Fassung der Norm (VDE 0102) wurde im Dezember 2016 veröffentlicht. Es besteht eine Übergangsfrist bis Juni 2019. Für die Erstellung der genannten Norm ist das Unterkomitee UK 121.1 „Kurzschluss-Strom-Berechnung“ der DKE in DIN und VDE zuständig. Die FGH GmbH ist in diesem Komitee vertreten.

Aufgrund der Anpassungen der Norm wurde die Erweiterung der in INTEGRAL 7 enthaltenen Berechnungskern zur Ermittlung von Kurzschlussströmen notwendig. Die Erweiterung des Rechenkerns zur Berechnung symmetrischer Fehler nach Norm war bereits in 2015 erfolgt. Zwischenzeitlich konnte auch der Rechenkern für die Berechnung unsymmetrischer Fehler nach Norm erweitert werden.

Der im bisherigen **Universellen Fehler**berechnungsprogramm (UNIFEH) verwendete Berechnungsalgorithmus erlaubte keine Erweiterung um Stromquellen. Daher war eine vollständige Neuentwicklung dieses Berechnungskerns notwendig. Wie UNIFEH auch, arbeitet der neue Berechnungskern im Dreileitersystem. Der Algorithmus basiert auf einem spezialisierten Newton-Raphson-Verfahren und ist vergleichbar einer Lastflussberechnung unter Verwendung einer für die Kurzschlussstromberechnung modifizierten Knotenadmittanzmatrix. Das neue Berechnungsmodul UNIFEH 2.0 konnte im vergangenen Jahr im Wesentlichen implementiert werden. Seine Funktionsfähigkeit konnte im Rahmen des Projektes ProFuDiS (Schutzsysteme für die Verteilnetze der Zukunft) gezeigt werden. Darüber hinaus konnten Erkenntnisse aus diesem Projekt direkt in die Entwicklung des Berechnungsalgorithmus einfließen.

## Visualisierung von Zeitreihenrechnungen

Die Netznutzungsfallverwaltung in INTEGRAL 7 ermöglicht es, unterschiedliche Netzzustände wie z.B. Zeitreihen für Einspeisungen, Lasten und Regelparameter bei sonst konstantem Netzausbau zu definieren und Massenrechnungen für diese Netzzustände durchzuführen.

Bei Durchführung einer solchen Massenrechnung werden verschiedene Ergebnistabellen mit zusammenfassenden Auswertungen erstellt sowie, falls gewünscht, csv-Exporte mit ausführlichen Berechnungsergebnissen. Darüber hinaus können bei Anwendung der Lastfluss- und Ausfallrechnung Ergebnisausgaben in Datenbanktabellen parametrisiert werden, die dann für nachträgliche Auswertungen zur Verfügung stehen.

Eine neu entwickelte Auswertefunktion ist dabei die Visualisierung von Zeitreihenergebnissen, beispielsweise die Darstellung von Zeitreihen oder Dauerlinien für Auslastung oder Leistungsfluss von Netzzweigen oder für Knotenspannungen. Bild 4 zeigt beispielhaft die Auslastungsdauerlinien dreier ausgewählter Leitungen nach Durchführung einer Zeitreihenrechnung.

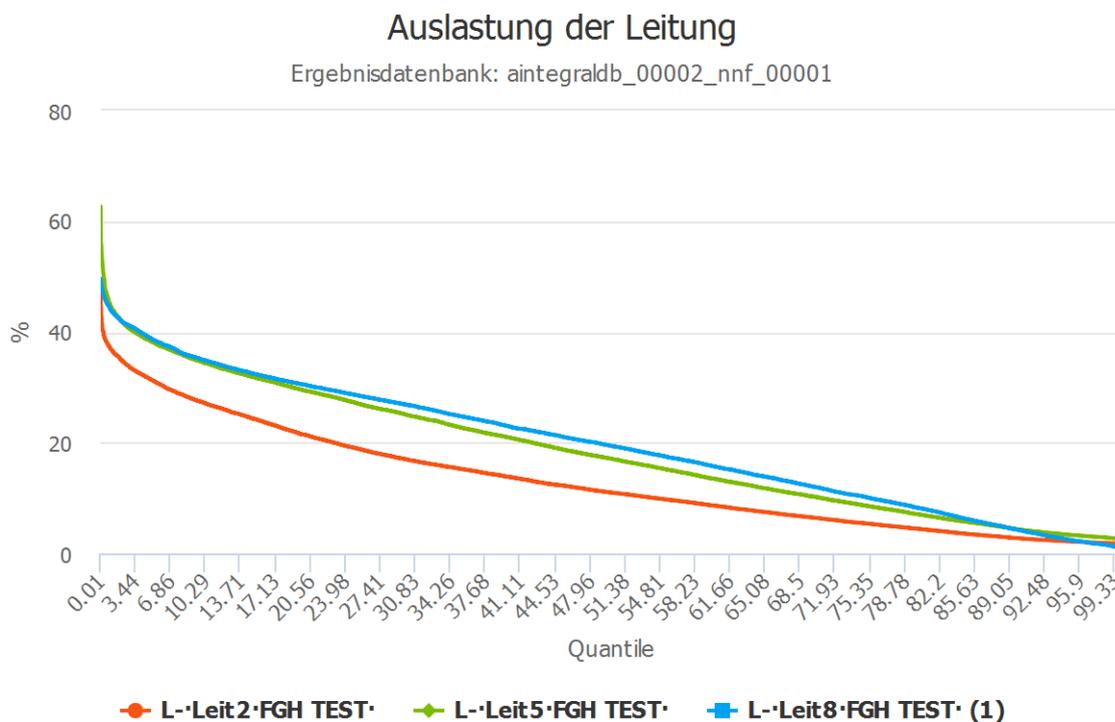


Bild 4 Auslastungsdauerlinien einer Zeitreihenrechnung

Neben der Visualisierung der Ergebnisse einer Berechnung können auch Differenzen von Ergebnissen zweier Zeitreihenrechnungen gezeichnet werden. Die verwendete grafische Darstellung ermöglicht es, in die Zeit/Quantil-Achse hinein zu zoomen. Beim Überfahren der gezeichneten Kurven mit dem Mauszeiger werden zusätzliche Informationen wie der Name des dargestellten Netznutzungsfalls sowie der aktuelle Ergebniswert als Tooltipp dargestellt. Der Export in verschiedene Grafikformate ist möglich.

## Unterstützung von High Performance Computing (HPC) in INTEGRAL 7

Bereits in den vergangenen Jahren wurde in INTEGRAL 7 die Möglichkeit geschaffen, Berechnungen zu parallelisieren, indem unabhängige Berechnungsaufgaben, wie z.B. die einzelnen Ausfallsituationen einer Ausfallrechnung oder die einzelnen Netznutzungsfälle einer Zeitreihenrechnung auf mehrere Prozessorkerne zu verteilen. Die Parallelisierung erfolgte dabei unter Verwendung des Message Passing Interface (MPI). Bisher sah die Implementierung in INTEGRAL 7 nur eine parallelisierte Abarbeitung der Rechen-

aufträge auf den Prozessorkernen des lokalen Rechners vor, auf dem die INTEGRAL-Oberfläche ausgeführt wird. Dies hat einige Nachteile:

- Soll die Berechnung stark parallelisiert werden, ist die Beschaffung sehr teurer Hardware mit vielen Prozessorkernen und sehr großem Arbeitsspeicher notwendig.
- Wollen mehrere Anwender Berechnungen auf der gleichen Hardware durchführen, so sind zwingend Absprachen erforderlich, um zu verhindern, dass der Rechner überlastet wird.

Grundsätzlich ist MPI in der Lage, über Netzwerkkommunikation Berechnungen auch auf mehrere Rechner zu verteilen. Werden diese Funktionalitäten ausgenutzt, können Cluster aus mehreren konventionellen Rechnern aufgebaut werden, die bei Bedarf beliebig erweitert werden können. Darüber hinaus ermöglichen Cluster Manager wie z.B. der Microsoft HPC-Server ein automatisches Load Balancing, um Berechnungsaufträge effizient auf die verfügbare Hardware zu verteilen.

Die grundsätzliche Unterstützung für derartige HPC-Cluster wurde in INTEGRAL 7 implementiert und konnte anhand eines Test-Cluster verifiziert werden. Aktuell befindet sich ein größeres Cluster bei der FGH im Aufbau, welches zum einen die Weiterentwicklung der HPC-Funktionalitäten ermöglicht und zum anderen für Massenrechnungen im Rahmen von Studien genutzt werden kann. Darüber hinaus sind bei verschiedenen INTEGRAL-Anwendern HPC-Cluster bereits im Einsatz oder in der Beschaffung, so dass ein Einsatz der neuen Funktionalitäten auch auf Kundensystemen kurzfristig bevorsteht.

### Ausblick

Auch für das kommende Jahr stehen weitere Funktionserweiterungen in INTEGRAL 7 an. Ein wesentlicher Punkt stellt dabei die Entwicklung sogenannter Planungsprojekte dar. Dabei handelt es sich um einzelne Bau- oder Rückbaumaßnahmen zu einem bestehenden Netz, die unabhängig voneinander definiert und verwaltet werden sollen. Der Anwender kann dann diese Planungsprojekte flexibel zu Variantenbäumen mit zeitlich aufeinander folgenden Umsetzungsszenarien kombinieren. Im Falle von Konflikten, z. B. wenn ein Planungsprojekt den Anschluss an ein Betriebsmittel vorsieht, welches in einem zuvor verwendeten Planungsstand zurückgebaut worden war, soll der Anwender bei der Auflösung dieses Konflikts unterstützt werden.

### Literatur

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz - TAB Mittelspannung 2008, Berlin, 2008
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-AR-N 4120 - Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung), Frankfurt am Main, 2015

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts  
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

In den Jahren 2015-2016 konnte die FGH GmbH als Anbieter von InterAss eine weitere Erstinstallation in den Sparten Wasser/Abwasser in Deutschland, eine Unternehmenslizenz in der Sparte Gas in Österreich und einige zusätzliche Lizenzen in der Sparte Strom in Deutschland bzw. Österreich 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.

### Erweiterung des FNN-Erfassungsschemas um das optionale Schadensmodul C

Im Zusammenhang mit einem Kundenprojekt zur Asset-Simulation wurde in InterAss der Teil „Netzdaten“ des neuen FNN-Erfassungsschemas Schadensmodul C realisiert (Bild 1). Für das Jahr 2017 ist die Umsetzung des Teils „Schadenserfassung“ geplant. Hier wird der bereits für Forschungsprojekte bereitgestellte Prototyp einer erweiterten Schadenserfassung entsprechend angepasst werden.

ID	Erfassungsjahr	Netzbetreiber	Spannungsgruppe	Objekttyp	Komponente	Typ1	Typ2	Baujahr	Anzahl	Menge
3	2016	0000	10 kV	Freileitung	Freileitungsstrecken	Beton		1989	1	100
4	2016	0000	10 kV	Freileitung	Freileitungsstrecken	Beton		1990	1	10
5	2016	0000	10 kV	Freileitung	Freileitungsstrecken	Beton		1994	1	10
6	2016	0000	10 kV	Freileitung	Freileitungsstrecken	Beton		1998	1	15
7	2016	0000	10 kV	Freileitung	Freileitungsstrecken	Beton		1999	1	3

Objekte gefunden: 7      Summen: Anzahl 7      Menge 143.5

Bild 1 Mengengerüst Schema C Objekt Freileitung

### **Unternehmensspezifische Anpassungen**

Bei einer beachtlichen Anzahl der Unternehmen wird InterAss in den Prozess des Störungsmanagements eingebunden. Hierzu erhielten wir auch den Jahren 2015-2016 wieder einige Weiterentwicklungs- 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 die Berichtsjahre 2014 bzw. 2015, für den Quervergleich ergänzt um die Daten der vorhergehenden vier 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 Prüfregeln 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 Prüfregeln 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. Die Anzahl kurzschlussartiger Fehler einschließlich derjenigen, die zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen durch automatische Wiedereinschaltungen (AWE) erfolgreich geklärt wurden, sinkt im mehrjährigen Durchschnitt (Bild 2) jedoch. Die Ursache einer wahrgenommenen Steigerung von Gerätestörungen ist also nicht bei der Anzahl kurzschlussartiger Fehler in Netzen der allgemeinen elektrischen Energieversorgung zu suchen.

Wir freuen uns, dass der FGH vom FNN der Auftrag erteilt wurde, auch für die Berichtsjahre 2016 bis 2019 die Pflege, Plausibilisierung und Auswertung der Daten zur FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik durchzuführen. Dies setzt eine jahrzehntelange erfolgreiche Beziehung zwischen der die Statistik führenden Organisation und der FGH fort.

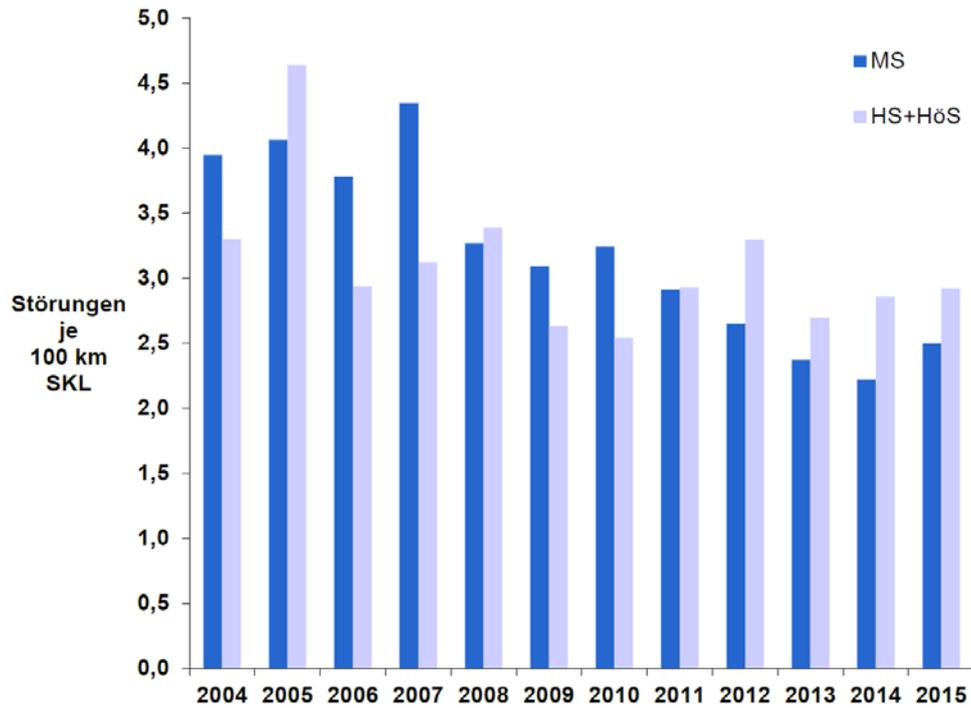


Bild 2 Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler aus der FNN-Störungsstatistik

### 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 (SOAP) der Bundesnetzagentur zur vollautomatischen Meldung von Versorgungsunterbrechungen.

Im Jahr 2016 – wie aufgrund der veränderten Ausgestaltung der Qualitätsregulierung nunmehr jährlich vorgesehen – waren die Netzbetreiber (Strom) wieder zu einer Datenerhebung zum Qualitätselement verpflichtet. InterAss unterstützt dabei unsere Anwender, indem die von der BNetzA zur Verfügung gestellten Excel-Vorlagen in den verschiedenen Tabellenblättern im Umfang der im Datenmodell vorhandenen Daten automatisch befüllt werden. In diesem Zusammenhang nutzen einige an der FNN-Statistik teilnehmenden Netzbetreiber – die selbst InterAss nicht im Hause einsetzen – unsere Dienstleistungen, die FNN Daten zu konvertieren und an die BNetzA zu übertragen bzw. den BNetzA-Excelbogen zu befüllen.

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

## Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH GmbH

Das Geschäftsjahr 2016 war in der FGH GmbH sowohl durch die erfolgreiche Erschließung neuer Geschäftsfelder als auch durch den weiteren Ausbau der bereits etablierten Dienstleistungen geprägt. Als Basis hierfür diente die in 2016 erfolgte strategische Neuausrichtung der einzelnen Geschäftsbereiche, die eine Präzisierung der Angebotsspanne der FGH zur Folge hatte.

Anfang des Jahres wurde hierfür der neue Geschäftsbereich „Innovation & Consulting“ etabliert, in welchem zum einen bestehende Geschäftsfelder wie das Engineering von FRT-Prüfsystemen und die technischen Beratungsdienstleistungen für Hersteller gebündelt und ausgebaut, zum anderen die zentralen Vertriebsaktivitäten angesiedelt und die Entwicklung neuer Geschäftsfelder der FGH GmbH vorangetrieben werden. Hierdurch kann sich die FGH GmbH zukünftig noch stärker im Bereich der Entwicklung innovativer Dienstleistungen für Hersteller erneuerbarer Energieprojekte platzieren, was durch den Aufbau eines Hamburger Vertriebsbüros in direkter Kundennähe zusätzlich unterstützt wird (siehe auch Kurzbericht, Seite 125). Die Arbeit in diesem Geschäftsfeld war 2016 insbesondere durch die Weiterentwicklung des FRT-Engineerings (siehe Bericht, Seite 114), den Aufbau des Zentralvertriebs sowie die Präzisierung und den Ausbau neuer Dienstleistungen geprägt.

Neben dem Bereich „Innovation & Consulting“ wurden mit den Bereichen „Netz- und Systemanalyse“ sowie „Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen“ zwei weitere Teilgebiete als eigenständige Geschäftsbereiche etabliert, die zuvor bereits in einer Gruppenstruktur operierten. „Netz- und Systemanalyse“ bietet maßgeschneiderte und kundenorientierte Ingenieurdienstleistungen für Netzbetreiber an, wodurch diese als GmbH-Kunden noch stärker vom Transfer neuester Forschungsergebnisse des FGH e.V. in die Praxis profitieren können. Zum Angebot gehören die umfassende Unterstützung in den Bereichen der Netzplanung/Netzausbauplanung, des Netzanschlusses, der Optimierung des Netzbetriebes sowie individuelle Schulungen. Der Bereich arbeitet intern zudem eng mit der Softwareentwicklung INTEGRAL zusammen und kann bei Bedarf auch hier kundenspezifische Unterstützung anbieten.

Im Geschäftsbereich „Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen“ werden allgemeine Ingenieurdienstleistungen rund um die Netzanschlussplanung und -bewertung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) angeboten, die damit vor allem die akkreditierten Leistungen der FGH Zertifizierungsstelle ergänzen. Diese reichen von der elektrischen Auslegungsplanung von Erzeugungsanlagen (E-Planung) bis hin zur Durchführung von EZA-Konformitätserklärungen und Schutzprüfungen an den Projektstandorten vor Ort. Der Projektumfang der letztgenannten Dienstleistungen hat dabei auch in 2016 erneut die Erwartungen übertroffen, was die Rolle und Wahrnehmung der FGH in diesem für die Qualitätssicherung wichtigen Bereich unterstreicht. Im Bereich der E-Planung kooperiert die FGH GmbH seit 2016 zusätzlich mit der BBB Umwelttechnik GmbH (BBB) und bietet ihre Ingenieurdienstleistungen mit dieser projektspezifisch gemeinsam an. Projektierer von Windparks profitieren damit von einer Bandbreite an Dienstleistungen, die sich von der Planung und Entwicklung bis hin zum erfolgreichen Betrieb von Windenergieprojekten erstreckt. Ergänzt werden die Angebote des Bereichs um spezifische Dienstleistungen für Netzbetreiber mit Bezug auf die Systemintegration von DEA (siehe hierzu Bericht zur SysStabV-Begleitung, Seite 112).

Die Beiträge auf den Seiten 115-122 beschreiben die Aktivitäten des Geschäftsbereiches Softwareentwicklung rund um unsere Softwarepakete INTEGRAL und InterAss. Zusätzlich werden nutzerspezifische Projekte bearbeitet. Dazu gehörte in 2016 z.B. der Projektstart für die Bereitstellung einer Datenbank für Marktsimulationsdaten einschließlich deren Visualisierung.

## Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Mit mittlerweile insgesamt 1.000 ausgestellten Anlagen- sowie 200 Produkt- und Einheitenzertifikaten hat die FGH Zertifizierungsstelle im Jahr 2016 ihre herausragende Positionierung im Markt auch bei wachsender Konkurrenz weiter beibehalten. Durch eine weitere Stärkung ihrer Kundenbeziehungen und eine stetig fortgeführte Prozessoptimierung innerhalb des Kerngeschäfts der Netzanschlusszertifizierung dezentraler Erzeugungsanlagen ist sie dabei auch für die kommenden Geschäftsjahre bestens aufgestellt.

Neben der Festigung des Kerngeschäfts war die Arbeit der Zertifizierungsstelle auch im Jahr 2016 von einer großen Dynamik und dem Abschluss zukunftsweisender Projekte geprägt, mit denen die FGH einmal mehr ein Zeichen für Innovation und Fortschritt setzen konnte. Zu den durchgeführten Pionierprojekten gehörte beispielsweise die Einheitenzertifizierung einer Windturbine nach den Vorgaben des italienischen Grid Codes CEI-016. Weitere Pionierprojekte waren der Abschluss der ersten vollständigen Einheitenzertifizierung einer Gasturbine im Multimegawattbereich und die Ausstellung des weltweit ersten Einheitenzertifikates nach den Vorgaben der neuen VDE-AR-N 4120. Hiermit hat sich die FGH Zertifizierungsstelle herausragend für die anstehenden neuen VDE-Anwendungsregeln (siehe unten) positioniert und konnte bereits mehrere Hersteller exklusiv für die Zertifizierung ihrer vollständigen Produktpaletten an sich binden.

Der Abschluss neuartiger Projekte wird auch durch den Erhalt der flexiblen Akkreditierung gefördert, mit welcher die FGH seit dem vergangenen Jahr direkt auf Richtlinienrevisionen reagieren kann, ohne dass hierfür in einem langwierigen Prozess separat die Zustimmung der DAkkS eingeholt werden muss. Das flexible Agieren, auch Freiheitsgrad genannt, wird Institutionen durch die DAkkS nur dann zugestanden, wenn diese die entsprechenden Prozesse bereitstellen und ihre Mitarbeiter über ein hohes Fachwissen verfügen. Dies wurde der FGH Zertifizierungsstelle durch die erfolgte Akkreditierungserweiterung offiziell bescheinigt.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für die Bearbeitung zukunftsweisender Zertifizierungsprojekte ist die traditionell intensive Mitwirkung der FGH-Mitarbeiter in verschiedenen Gremien und Projektgruppen zur Ausgestaltung und Weiterentwicklung der Netzanschlussregularien. Im Jahr 2016 sind dabei die Arbeiten in den verschiedenen VDE FNN Projektgruppen besonders hervorzuheben, in denen aktuell die Überführung der Vorgaben der europäischen Network Codes in die deutschen Richtlinienwerke (VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130) erfolgt, die laut EU-Vorgabe bis spätestens 2018 abgeschlossen sein muss. Darüber hinaus arbeiten Mitarbeiter der Zertifizierungsstelle aktiv in Gremien der FGW, der DKE, der IEC und der ENTSO-E sowie im Sektorkomitee Erneuerbare Energien der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) mit (siehe auch Kurzberichte und Übersicht der Gremientätigkeit).

Der Aufbau eines akkreditierten Prüflabors, als neben der Zertifizierungsstelle zweites Geschäftsfeld in der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH, ist im Jahr 2016 weiter vorangeschritten. Das Prüflabor bietet qualifizierte Konformitäts- und Typprüfungen im Bereich der Schutz- und Leittechnik an und fokussiert hierbei in einem ersten Ausbauschnitt auf die Vermessung von Parkreglern (zur Wirk- und Blindleistungsregelung von DEA) sowie auf die Konformitätsprüfung bzgl. der Protokollnorm IEC 61850. Weitere Messdienstleistungen im nicht akkreditierten Bereich wie z.B. Oberschwingungsmessungen, Power Quality-Vermessungen oder aktuell die notwendigen Vermessungen im alternativen Einzelnachweisverfahren für DEA, die zum Teil mit Kooperationspartnern angeboten werden, runden das Dienstleistungsspektrum ab. Erste Pilotprojekte hierzu konnten bereits erfolgreich abgeschlossen werden. Damit stellt sich die Gesellschaft ihren Kunden gegenüber als Komplettanbieter für Prüf- und Zertifizierungsleistungen in Zukunft noch attraktiver auf.

## Kurznachrichten – Rückblick 2016

### Best of 2014 Session Paper (CIGRE 2014) – Auszeichnung für Willi Heckmann und Dirk Cremer

Das bereits bei der CIGRE 2014 in Paris eingereichte Paper „Voltage Stability Assessment Using Advanced Models of Thermal Generation Units for the P/V-Analysis“ wurde – wie wir erst jetzt mit größerem zeitlichen Abstand informiert wurden – mit dem „Best of 2014 Session Paper“ Award der CIGRE SCIENCE & ENGINEERING geehrt. Neben Autoren der Universität Kaiserslautern und der Amprion GmbH waren aus unserem Hause Willi Heckmann und Dirk Cremer an dem Paper beteiligt, das nun eine späte Ehrung erfuhr. Wir gratulieren herzlich zu dieser Auszeichnung.

### Veranstaltungsberichte GmbH (Intersolar / WindJammer / Messe Hamburg)

FGH-Mitarbeiter aller Gesellschaften waren auch im Jahr 2016 auf verschiedenen externen Veranstaltungen unterwegs, um sich über Branchen-enerungen zu informieren, über technische Sachverhalte auszutauschen sowie Kundenakquise zu betreiben. Neben dem Besuch von Branchentreffen, Fachkongressen, Messen und sonstigen Veranstaltungen war die FGH dabei auch selber als Sponsor und Aussteller aktiv. Zu nennen sind hierbei beispielsweise die eigenen Messeauftritte auf der Intersolar Europe, der WindEnergy in Hamburg sowie das Sponsoring des Windjammerstammtisches Schleswig Holstein. Der hohe Zulauf bei diesen Veranstaltungen belegt die Attraktivität der FGH-Dienstleistungen. Die vielfältigen Veranstaltungen ermöglichten darüber hinaus einen guten Überblick über die mit dem anhaltenden technologischen Wandel einhergehenden zukünftigen Herausforderungen und es ergaben sich zahlreiche interessante Möglichkeiten zum Austausch mit anderen Branchenmitgliedern.

### Neues Vertriebsbüro in Hamburg eröffnet

Zu Beginn des Jahres 2016 hat die FGH in Hamburg-Harburg ein neues Büro bezogen, in dessen Räumlichkeiten seitdem mit einem kleinen Team der FGH GmbH die Vertriebsaktivitäten weiter fokussiert sowie die Erschließung neuer Geschäftsaktivitäten insbesondere im neuen Bereich Innovation & Consulting vorangebracht werden sollen. Hamburg bildet hierfür mit seiner Lage im norddeutschen Raum durch die Anwesenheit zahlreicher Hersteller und weiterer Akteure im Windenergiemarkt sowie des im Norden unverändert starken Ausbaus der Windenergie ein bestens geeignetes Umfeld. Der Hamburger Standort wird dabei nicht zu einer dritten großen FGH-Niederlassung ausgebaut, sondern es sollen durch kürzere Wege und eine größere Präsenz im Zentrum der Windenergie die Vertriebsaktivitäten mit Fokus auf die dortige Region gestärkt sowie neue Geschäftsfelder für Hersteller entwickelt werden. Kunden können wir von dort für Inspektions- und Schutzprüfungsdienstleistungen im norddeutschen Raum ortsnahe bedienen.

### Außergewöhnliche Gremienarbeit (FNN 4105) – Fortlaufendes FGH-Engagement in Netzanschlussgremien

In Fortsetzung ihrer langjährigen Tradition engagiert sich die FGH auch in verschiedenen VDE FNN-Projektgruppen für die Formulierung neuer Netzanschlussrichtlinien der unterschiedlichen Spannungsebenen. Durch die Verabschiedung dieser Regelwerke werden europäische Vorgaben an Kundenanlagen, die sich aus den EU Network Codes (v.a. Requirements for Generators RfG) ergeben, in die nationalen Richtlinienwerke überführt. Die Projektgruppe zur VDE-AR-N 4120 (TAR Hochspannung) formuliert dabei die technischen Regeln für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz, diejenige zur VDE-AR-N-4105 (TAR Niederspannung) die Anforderungen an Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

### **VAZ – Vorsitz und Mitgliedschaft im Verband akkreditierter Zertifizierungsstellen e.V.**

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH ist 2016 gemeinsam mit weiteren Zertifizierungsstellen dem Verband akkreditierter Zertifizierungsgesellschaften (VAZ e.V.) beigetreten, um als Interessenverband insbesondere im politischen und regulatorischen Umfeld der aktuellen Entwicklung und Verankerung von Nachweisprozessen eine stärkere Wahrnehmung zu erzielen und eine von Hersteller- und Betreiberinteressen unabhängige Positionierung einnehmen zu können. Innerhalb des Verbands wurde für diesen Zweck die Fachgruppe Netzintegration Erneuerbarer Energien gebildet, deren Sprecher durch die FGH mit Bernhard Schowe-von der Brelie gestellt wird. Zugleich vertritt die FGH den Themenbereich im Vorstand des VAZ. Die Fachgruppe bietet Politik und Anwendern einen zentralen Ansprechpartner in allen Fragen der zertifizierten Qualitätssicherung in der elektrischen Energieversorgung und konnte sich bereits im ersten Jahr ihres Bestehens erfolgreich in eine Vielzahl aktueller Prozesse wie zum Beispiel zum EEG 2016, zur Einführung einer umfassenden Nachweisverordnung im EnWG oder zu den europäischen Network Codes (siehe folgenden Kurzbericht) einbringen.

### **European Stakeholder Committee Grid Connection**

Mit dem Abschluss der Komitologieverfahren zu den europäischen Netzwerkkodizes Requirements for Generators (RfG), Demand Connection (DCC) und dem HVDC-Code ist der Zeitrahmen für deren Umsetzung in den europäischen Mitgliedsstaaten bis 2019 fixiert worden. Das von ACER geleitete European Stakeholder Committee *Grid Connection* soll diese Umsetzungsprozesse begleiten und allen Anwendern eine Austauschplattform für Konsultationen bieten. Die FGH vertritt in diesem Gremium die europäischen Zertifizierungsstellen im Bereich Grid Code Compliance. Während der nationale Umsetzungsprozess in Deutschland unter dem Dach von VDE/FNN weit vorangeschritten ist und hierbei auf den langjährigen Erfahrungen in Mess-, Modellierungs- und Zertifizierungsverfahren auf-

bauen konnte, müssen andere Länder insb. die Anforderungen an die Nachweisführung vollständig neu definieren. Hierzu soll u.a. die Implementation Guideline Documentation (IGD) *Compliance Testing and Compliance Monitoring* Hilfestellung geben. Die FGH ist Mitglied einer entsprechenden Expert Group bei ENTSO-E und konnte dort insbesondere die Rolle der Zertifizierungsverfahren im Nachweisprozess präzisieren.

### **Nachruf – Dr. K.-H. Weck**

Der Tod von Herrn Dr. Karl-Heinz Weck am 7. Februar 2016 hat uns mit tiefer Trauer erfüllt. In seinen mehr als 45 Jahren Unternehmenszugehörigkeit hat er die Entwicklung der FGH sowohl fachlich als auch menschlich tief geprägt. Persönlich haben wir Herrn Dr. Weck als äußerst engagierte und kompetente Führungskraft mit dem Herz auf dem rechten Fleck kennen gelernt. In Fachkreisen, bei Kunden, Mitarbeitern und Kollegen war er gleichermaßen hoch geschätzt und beliebt und hat in weiten Teilen der Elektrizitätswirtschaft und Energietechnik das Bild der FGH verkörpert. Unser besonderer Dank gilt seinem unermüdlichen Einsatz für die Belange der FGH. Die von ihm initiierte Gründung der FGH Zertifizierungsstelle hat nicht nur den Grundstein der nachfolgenden Unternehmensgründungen gelegt, sondern darüber hinaus Maßstäbe für die Qualitätssicherung der Netzintegration in Deutschland und weltweit gesetzt. Traurig haben wir Abschied von einem allseits beliebten und geschätzten Menschen, unserem Mitarbeiter und Kollegen, genommen.

### **Nachruf – K.-P. Müller**

Erinnern möchten wir an dieser Stelle an unseren ehemaligen Präsidenten (1999-2003), Herrn Dipl.-Ing. Klaus-Peter Müller, der im Dezember 2016 verstorben ist. Auch nach seiner Pensionierung war er in den Jahren 2005/2006 als Referent und Leiter unseres Seminars „BWL für Ingenieure“ aktiv, das er selber konzipiert hat. Wir danken Herrn Klaus-Peter Müller für seinen Einsatz und die große Unterstützung der FGH.

## Publikationen

### Vorträge

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 6.-8.12.2016, Wiesloch

Einführung

Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung

Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

Krahl, S.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 6.-8.12.2016, Wiesloch

Verfahren zur Lastflussberechnung

Randnetznachbildung

Moormann, A.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 6.-8.12.2016, Wiesloch

Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten

Nachbildung von Betriebsmitteln

Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung

Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

Schäfer, Ph.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 6.-8.12.2016, Wiesloch

Beispiele zur Randnetznachbildung

Beispiele zur Zustandsestimation

Beispiele zur Lastflussoptimierung

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen"

29.-30.11.2016, Hannover

Warum Netzanschlussprüfung – technischer Hintergrund

Schacht, D.; Meuser, M.: FGH-Seminar "Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen"

29.-30.11.2016, Hannover

Planungshilfen für Anschluss von Erzeugungsanlagen und Schutzeinstellungen

Patzack, S.: FGE-Seminar 2016, 25.11.2016, Aachen

Ermittlung planungsrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilnetze

Vennegeerts, H.: FGE-Seminar 2016, 25.11.2016, Aachen

Sitzungsleitung: Planung zukünftiger innovativer Verteilnetze

Moormann, A.: FGH-Seminar "Sternpunktbehandlung", 23.-24.11.2016, Ladenburg

Symmetrische Komponenten und Berechnung des einpoligen Fehlerstromes

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Sternpunktbehandlung", 23.-24.11.2016, Ladenburg

Symmetrische Komponenten und Berechnung des einpoligen Fehlerstromes

Einfluss der Sternpunktbehandlung auf das Störungsgeschehen

Brennecke, M.: ABB Kolloquium, 23.11.2015, Mannheim

Komponentenzertifikate mit Modell für Synchrongeneratoren

Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.; Meuser, M.; Reindl, P.: 15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 15.-17.11.2016, Wien

The upcoming European Network Code and its impact on commissioning and operation of distributed generation

Hauser, D.; Kalverkamp, F.: Die Energie der Alpen, 15.-16.11.2016, Garmisch-Partenkirchen

Netzintegration von dezentralen Erzeugungseinheiten

Zanner, M.: FGH-Seminar "Informationstechnik in der Netzbetriebsführung", 9.-10.11.2016, Würzburg

Relevante Technologien und Protokolle

Zanner, M.: FGH-Seminar "Grundlagen und Anwendung der IEC 61850", 5.-6.10.2016, Kassel

IEC 61850 Hintergründe

Prüfung auf Konformität, Interoperabilität

- Schröder, A.; Breuers, M.: FGH-Seminar "Grundlagen und Anwendung der IEC 61850", 5.-6.10.2016, Kassel  
 Grundlegende Konzepte  
 Datenmodell  
 Dienstmodell
- Breuers, M.: FGH-Seminar "Grundlagen und Anwendung der IEC 61850", 5.-6.10.2016, Kassel  
 Kommunikationsprotokolle
- Ziegeldorf, J.: FGH-Fachtagung „Planung von Verteilnetzen“, 28.-29.09.2016, Heidelberg  
 Umgang mit Unsicherheiten in der Planung
- Jäkel, M.: FGH-Fachtagung „Planung von Verteilnetzen“, 28.-29.09.2016, Heidelberg  
 Schutzkonzepte für die Netze der Zukunft
- Moser, A.: FGH-Fachtagung „Planung von Verteilnetzen“, 28.-29.09.2016, Heidelberg  
 Verteilnetze, quo vadis?
- Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.: WindEurope Summit 2016, 27.-29.09.2016, Hamburg  
 Robustness against Overvoltage by Testing the HVRT Capability of Wind Turbines
- Vennegeerts, H.: ABB Network Manager Forum, 27.09.2016, Heidelberg  
 Erfassung von Störungen und deren Auswertung
- Langstädtler, J.: GIZ Workshop "Energievertriebsgesellschaften als Change Agents" 21.07.2016, München  
 Grid Integration of Dispersed Power Generators and Compliance Schemes
- Hoven, M.: Fachkonferenz Smart Area, 7.-8.07.2016, Aachen  
 Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen
- Langstädtler, J.: Intersolar 2016, Smart Renewable Energy Forum, 23.06.2016, München  
 Enabling Successful Decentralization in Power Generation by using Product Innovation for Ancillary Services
- Kalverkamp, F.: 8. Branchentag Windenergie NRW 2016, 14.-15.06.2016  
 Praxisfolgen der neuen Netzanschlussregeln VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4110
- Brammer, G.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, 14. – 15.06.2016, Deidesheim  
 Einflüsse der Umgebungsbedingungen auf die Freiluftisolation  
 Überspannungsschutz von Kabelanlagen
- Kahlen, Ch.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, 14. – 15.06.2016, Deidesheim  
 Prinzipien der Isolationskoordination und Isolationsbemessung – Einführung  
 Auswahl der Bemessungsspannungen der Isolation und Prinzipien der Isolationsbemessung
- Bünger, J.; Kalverkamp, F.:OMICRON Anwendertagung 2016, 7.-9.06.2016, Darmstadt  
 Anforderungen an Aufbau und Test der Wirk- und Blindleistungsregelung von Windeinspeisungen im Rahmen der TAB Hochspannung (VDE-AR-N 4120)
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2016, Köln  
 Einführung  
 Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung  
 Rechnerpraktikum Lastflussberechnung
- Krahl, S.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2016, Köln  
 Verfahren zur Lastflussberechnung  
 Randnetznachbildung
- Moormann, A.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2016, Köln  
 Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten  
 Nachbildung von Betriebsmitteln  
 Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung  
 Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

- Schäfer, Ph.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2016, Köln  
 Beispiele zur Randnetznachbildung  
 Beispiele zur Zustandsestimation  
 Beispiele zur Lastflussoptimierung
- Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 20.-21.04.2016, Hannover  
 Netzschutz und Dezentrale Erzeugungsanlagen
- Jäkel, M.: FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 20.-21.04.2016, Hannover  
 Netzschutz in Mittelspannungsnetzen  
 Netzschutz und DEA im Mittelspannungsnetz  
 Automatisierte Schutzbewertung
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 20.-21.04.2016, Hannover  
 Übersicht Kurzschlussstromberechnung
- Vennegeerts, H.: Tagung Betriebsleiter/-ingenieure der Pflazenergie, 14.04.2016, Pirmasens  
 Herausforderungen und Lösungen für die Spannungshaltung in Mittel- und Niederspannungsnetzen bei der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Grundlagen der Netzschutztechnik", 13.-14.04.2016, Köln  
 Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte
- Kalverkamp, F.; Bünger, J.: FGH-Seminar "Grundlagen der Netzschutztechnik", 13.-14.04.2016, Köln  
 Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen
- Scheufeld, O.: IEEE Energycon 2016, 5.04.2016, Löwen / Belgien  
 Visualization Concept for the Operational Planning Process Considering Probabilistic Forecasts
- Schowe-von der Brelie, B.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 9.-10.03.2016, Hannover  
 Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen  
 Einheitszertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung
- Brennecke, M.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 9.-10.03.2016, Hannover  
 Validierung von Einheitenmodellen des Herstellers  
 Zertifizierung von Anlagenkomponenten
- Meuser, M.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 9.-10.03.2016, Hannover  
 Nachweispflichten – woher und wozu?  
 Anlagenberechnung und Anlagenzertifizierung
- Bünger, J., Kalverkamp, F.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 9.-10.03.2016, Hannover  
 EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8
- Brandt, S.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 9.-10.03.2016, Hannover  
 Anlagenzertifizierung von VKM
- Vennegeerts, H.: Robert-Mayer-Preisverleihung 2016, 9.03.2016, Heilbronn  
 Systemsicherheit
- Vennegeerts, H.: BDEW-Fachkongress Treffpunkt Netze, 1.-2.03.2016, Berlin  
 Forschungsüberblick Smart Grid - Metastudie des FGH e.V. für den BDEW
- Schoeneberger, M.; Kalverkamp F.; Bünger J.; Lagzdins, M.; Weinhold, T.; Krause, N.: 9. ETG-/FNN-Tutorial "Schutz- und Leittechnik", 23.-24.02.2016, Berlin  
 Q(U)-Regelung: Modellierung und Erfahrungen aus der Praxis

- Kalverkamp, F.; Bünger, J.: 9. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2016, 23.-24.02.2016, Berlin  
Bewertungsmöglichkeiten aktueller Schutzkonzepte im Zuge der Zertifizierung/ Lessons learned Zertifizierung
- Schacht, D.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: 9. ETG-/FNN-Tutorial "Schutz- und Leittechnik", 23.-24.02.2016, Berlin  
Einfluss von Informations- und Kommunikationstechnik auf die Zuverlässigkeit intelligenter Verteilnetze
- Jäkel, M.; Moser, A. and et.al.: 9. ETG-/FNN-Tutorial "Schutz- und Leittechnik", 23.-24.02.2016, Berlin  
Berücksichtigung von dezentraler Einspeisung in der Kurzschlussstromberechnung und Auswirkung auf schutzrelevante Größen
- Kalverkamp, F.; Bünger, J.; Schöneberger, M.; Sender, T.; Luxenburger, R.; Cross, J.: 9. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, 23.-24.02.2016, Berlin  
Feldvermessung einer Windparkregelung hinsichtlich der Anforderungen deutscher Netzanschlussrichtlinien
- Vennegeerts, H.: FGH-Workshop „Kurzschlussstromberechnung nach VDE0102 Erweiterungen, Änderungen und Datenversorgung“, 23.02.2016, Mannheim  
Datenbeschaffung für DE“
- Cremer, D.; Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Leistungselektronische Anwendungen in elektrischen Netzen", 17.-18.02.2016, Mannheim  
Leistungsfluss und Kurzschlussstromberechnungen
- Schäfer, P.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, 10.-12.02.2016, Graz / Österreich  
Optionen für die Gestaltung des zukünftigen Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz
- Ziegeldorf, J.; Verheggen, L.; Krahl, S.; Moser, A.: EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, 10.-12.02.2016, Graz / Österreich  
Optimale Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und innovativen Betriebsmitteln
- Patzack, S.; Erle, N.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, 10.-12.02.2016, Graz / Österreich  
Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung
- Brennecke, M.: Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen, 05.02.2016, Hannover  
Validierung von Einheitenmodellen des Herstellers  
Komponentenzertifizierung
- Ziegeldorf, J.: FGH-Seminar "FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung", 2.-3.02.2016, Hannover  
Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik  
Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung", 2.-3.02.2016, Hannover  
Erfassung der Netz- und Strukturdaten  
Erfassungsschema für die Störungsstatistik
- Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.; Schowe-von der Brelie, B.; Meuser, M.: 3. OTTI-Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien", 26.-27.01.2016, Berlin  
Anforderungen neuer Netzanschlussrichtlinien an dezentrale Erzeugungsanlagen und deren Nachweisverfahren zur Sicherung zukünftiger Netzstabilität
- Patzack, S.; Schacht, D.; Schilling, J.; Rudolph, F.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: 3. OTTI-Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien", 26.-27.01.2016, Berlin  
Hochauflösende Modellierung von Haushaltskunden zur Bewertung von DSM-Konzepten in der Niederspannungsebene

## Veröffentlichungen

- Frechen, H.; Brammer, G.: Bestimmung des Vernetzungsgrades in VPE-Isolierung mittels Ultraschall, VDE-Hochspannungstechnik 2016 - ETG-Fachtagung, Berlin, November 2016
- Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.; Meuser, M.; Reindl, P.: The upcoming European Network Code and its impact on commissioning and operation of distributed generation. 15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Wien, 15.-17.11.2016
- Hauser, D.; Kalverkamp, F.: Netzintegration von dezentralen Erzeugungseinheiten. Die Energie der Alpen, 15.-16.11.2016, Garmisch-Partenkirchen
- Schoeneberger, M.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.: Stability Assessment for Automated Voltage Controlling Equipment in Distribution Grids. 6th Solar Integration Workshop, 14.-15.11.2016, Wien / Österreich
- Schröder, A.; Brunner, C.; Fernandez, M.: Energy Services and deduced data model for the integration of DER Systems into the grid, VDE Kongress 2016 (Mannheim), 7.-8.11.2016
- Breuers, M.; Sucic, S.; Schröder, A.: Anwendung eines Web-basierten Kommunikationsprotokolls in intelligenten Netzen am Beispiel des EU-Projekts OS4ES, VDE Kongress 2016 (Mannheim), 7.-8.11.2016
- Meyer, J.; Domagk, M.; Kirchner, L.; Malekian, K.; Safargholi, F.; Hoven, M.; Athamna, I.; Muehlberg, M.; Scheben, F.; Ackermann, F.; Klosse, R.; Kuech, K.: Survey on International Practice of Calculating Harmonic Current Emission Limits. ICHQP 2016, 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Belo Horizonte / Brazil, 16.-19.10.2016
- Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.: Robustness against Overvoltage by Testing the HVRT Capability of Wind Turbines WindEurope Summit 2016, Hamburg, 27.-29.09.2016
- Hoven, M.; Ziegeldorf, J.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Frings, R.; Wagner, A.; Neunherz, D.: Netzplanung. Fachbericht Smart Area, Veröffentlichung im Rahmen der „Fachkonferenz Smart Area Aachen“, 7.-8.07.2016, Aachen, S. 86-100
- Schacht, D.; Lehmann, D.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Modelling of Interactions between Power System and Communication Systems for the Evaluation of Reliability. 19th Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), Genua / Italien, 20.-24.06.2016
- Noll, T.; Greve, M.; Rehtanz, C.; Dierkes, S.; Moser, A.; Schäfer, P.; Vennegeerts, H.: Flexibility of the distribution grid for system stability. Power Systems Computation Conference (PSCC), Genua / Italien, 20.-24.06.2016
- Schacht, D.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Selection of Relevant Failure Modes and System States for the Evaluation of Reliability in Distribution Grids Depending on ICT. CIRED Workshop 2016, Helsinki / Finnland, 14.-15.06.2016
- Kalverkamp, F.: Praxisfolgen der neuen Netzanschlussregeln VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4110. 8. Branchentag Windenergie NRW 2016, 14.-15.06.2016
- Bünger, J.; Kalverkamp, F.: Anforderungen an Aufbau und Test der Wirk- und Blindleistungsregelung von Windeinspeisungen im Rahmen der TAB Hochspannung (VDE-AR-N 4120).OMICRON Anwendertagung, 7.-9.06.2016, Darmstadt
- Schumacher, B.; Schowe-von der Brelie, B.; Langstädtler, J.: Mit Sicherheit erneuerbar - Die sichere Netzintegration von Erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Stützpfiler der Energiewende. energiezukunft - Das Magazin für Naturstrom und Erneuerbare Energien, ISSN:1436-8773, Heft 20, Sommer 2016, Mai 2016
- Bongers, T.; Kellermann, J.; Moser, A.; Ziegeldorf, J.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.: Robust High Voltage Network Expansion Planning Considering Multiple Future Renewable Scenarios. IEEE Energycon 2016, Löwen / Belgien, 4.-8. April 2016
- Scheufeld, O.; Krahl, S.; Moser, A.; Honné, T.: Visualization Concept for the Operational Planning Process Considering Probabilistic Forecasts. IEEE Energycon 2016, Löwen / Belgien, 4.-8. April 2016
- FGH: METASTUDIE SMART GRID - Forschungsüberblick intelligente Stromnetze; Studie im Auftrag des BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Februar 2016
- Schäfer, P.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Optionen für die Gestaltung des zukünftigen Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz. EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, Graz / Österreich, 10.-12.02.2016

Moormann, A.; Scheufeld, O.; Krahl, S.; Moser, A.: Modellierung der zukünftigen Netznutzung elektrischer Übertragungssysteme als stochastischer Prozess. EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, Graz / Österreich, 10.-12.02.2016

Ziegeldorf, J.; Verheggen, L.; Krahl, S.; Moser, A.: Optimale Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und innovativen Betriebsmitteln. EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, Graz / Österreich, 10.-12.02.2016

Patzack, S.; Erle, N.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung. EnInnov 2016, 14. Symposium Energieinnovation 2016, Graz / Österreich, 10.-12.02.2016

Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.; Schowe-von der Brelie, B.; Meuser, M.: Anforderungen neuer Netzanschlussrichtlinien an dezentrale Erzeugungsanlagen und deren Nachweisverfahren zur Sicherung zukünftiger Netzstabilität. 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 26.-27.01.2016

Patzack, S.; Schacht, D.; Schilling, J.; Rudolph, F.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Hochauflösende Modellierung von Haushaltskunden zur Bewertung von DSM-Konzepten in der Niederspannungsebene. 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin 26.-27.01.2016, ISBN 978-3-943891-63-8

## 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 Regulierung	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
ETG im VDE	Mitglied des Vorstands	A. Moser
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	S. Patzack
FNN im VDE	Projektgruppe rONT	S. Patzack
FNN im VDE	Projektgruppe Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und öffentlichem Netz	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser
FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krahl
VDE Regio Aachen e.V.	Bezirksverein	A. Moser (1. Vorsitzender)

## Mitglieder

### Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

E.ON 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, 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

Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

P3 Energy & Storage GmbH, Aachen

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin

SAG GmbH, Langen

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens AG, Berlin

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

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

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

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

## Präsidium

Dr.-Ing. Alexander Montebaur  
Mitglied des Vorstands  
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  
Mitglied des Vorstands  
innogy SE, Essen

## Verwaltungsrat

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

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

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer  
Mitglied der Geschäftsführung  
TenneT Offshore 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

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  
Mitglied des Vorstands  
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Vorsitz

Dipl.-Ing. Florian Pavel  
Geschäftsführer  
Netrion 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 Ressort Technik und Betrieb  
innogy SE, Essen

Dr. Harald Schrimpf  
Vorstandsvorsitzender  
PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin

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

Dipl.-Ing. Martin Schuster  
Senior Adviser  
PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, 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. 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,  
Maschinenfabrik Rheinhausen, Regensburg

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  
Netrion 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. Michael Wolf  
PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der  
Informationstechnologie, Aschaffenburg

## Arbeitskreis

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

### Zusammensetzung des AKEI

Dr.-Ing. Markus Brandl e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt	Vorsitz
Dr.-Ing. Armin Braun Amprion GmbH, Dortmund	
Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Draxler KNG-Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt / Österreich	
Prof. Dr.-Ing. István Ehrlich Universität Duisburg-Essen, Duisburg	
Dipl.-Ing. Robert Frings INFRAWEST GmbH, Aachen	
Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson Technische Universität Darmstadt, Darmstadt	
Prof. Dr.-Ing. Michael Igel Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Saarbrücken	
Dr.-Ing. Markus Obergünner E.ON AG, Essen	
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin	
Dr.-Ing. Michael Schwan Siemens AG, Erlangen	
Dr. 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 2016

### Aktiva

	31.12.2016	31.12.2015
	EUR	EUR
<b>A. ANLAGEVERMÖGEN</b>		
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>		
1. entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	3.086	8.919
<b>II. Sachanlagen</b>		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	9.515	12.786
2. technische Anlagen und Maschinen	22.154	0
3. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	30.651	31.957
	<b>62.320</b>	<b>44.743</b>
<b>III. Finanzanlagen</b>		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
<b>Summe Anlagevermögen</b>	<b>380.256</b>	<b>368.512</b>
<b>B. UMLAUFVERMÖGEN</b>		
<b>I. Vorräte</b>		
1. in Arbeit befindliche Aufträge	628.397	934.927
2. geleistete Anzahlungen	8.469	8.469
	<b>636.867</b>	<b>943.397</b>
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	332.380	65.980
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	379.939	625.955
3. sonstige Vermögensgegenstände	3.303	3.398
	<b>715.622</b>	<b>695.333</b>
<b>III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks</b>	<b>2.369.952</b>	<b>1.914.300</b>
<b>Summe Umlaufvermögen</b>	<b>3.722.440</b>	<b>3.553.030</b>
<b>C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN</b>	<b>3.693</b>	<b>4.272</b>
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>4.106.390</b>	<b>3.925.814</b>

## Passiva

	31.12.2016	31.12.2015
	EUR	EUR
<b>A. EIGENKAPITAL</b>		
<b>Vereinskapital</b>		
I. freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	1.052.642	1.009.180
II. gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	364.533	386.376
<b>Summe Eigenkapital</b>	<b>1.417.175</b>	<b>1.395.556</b>
<b>B. RÜCKSTELLUNGEN</b>		
1. Sonstige Rückstellungen	<b>391.114</b>	<b>440.570</b>
<b>C. VERBINDLICHKEITEN</b>		
1. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	746.850	719.540
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	37.844	32.397
3. Verbindlichkeiten ggü. verbundenen Unternehmen	19.818	
4. sonstige Verbindlichkeiten	1.493.589	1.337.751
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>2.298.100</b>	<b>2.089.688</b>
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>4.106.390</b>	<b>3.925.814</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung

	<b>2016 ABSCHLUSS (EUR)</b>	<b>2015 ABSCHLUSS (EUR)</b>
<b>1. Umsatzerlöse</b>	<b>3.217.900</b>	<b>2.805.700</b>
Mitgliedsbeiträge	616.500	615.700
Auftragsforschung	1.090.700	848.200
Öffentliche Zuschüsse	1.122.500	1.029.200
Wissenschaftliche Veranstaltungen	358.200	312.600
Sonstige	30.000	0
<b>2. Bestandsveränderungen (+/-)</b>	<b>-306.500</b>	<b>505.400</b>
<b>GESAMTLEISTUNG</b>	<b>2.911.400</b>	<b>3.311.100</b>
<b>3. Direkte Projektkosten</b>	<b>-512.200</b>	<b>-961.500</b>
<b>ROHERTRAG</b>	<b>2.399.200</b>	<b>2.349.600</b>
<b>4. Sonstige betriebliche Erträge</b>	<b>343.800</b>	<b>406.100</b>
<b>5. IPV</b>	<b>103.700</b>	<b>158.000</b>
<b>6. Personalaufwand</b>	<b>-2.126.200</b>	<b>-1.995.100</b>
Löhne und Gehälter	-1.822.800	-1.684.500
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-303.400	-310.600
<b>7. Abschreibungen</b>	<b>-21.800</b>	<b>-18.700</b>
<b>8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb</b>	<b>-697.200</b>	<b>-876.700</b>
Verwaltungsnebenkosten	-427.700	-561.600
IPV durchlaufender Posten	-103.700	-158.000
Raum- und Gebäudekosten	-126.500	-123.600
Reisekosten	-39.300	-33.500
<b>9. Zinsen und ähnliche Erträge</b>	<b>20.100</b>	<b>106.300</b>
Beteiligungserträge	0	100.000
Zinsen und ähnliche Erträge	20.100	6.300
<b>ERGEBNIS DER GEWÖHNLICHEN GESCHÄFTSTÄTIGKEIT</b>	<b>21.600</b>	<b>129.500</b>