

# Jahresbericht 2014



Forschungsgemeinschaft  
für Elektrische Anlagen  
und Stromwirtschaft e.V.

Herausgeber:

Forschungsgemeinschaft  
für Elektrische Anlagen  
und Stromwirtschaft e.V.

Standort Mannheim  
Hausanschrift:  
Hallenweg 40  
68219 Mannheim-Rheinau

Postanschrift:  
Postfach 81 01 69  
68201 Mannheim

Telefon: +49(0)621 8047-101  
Telefax: +49(0)621 8047-112  
E-Mail: [fg@fg-ma.de](mailto:fg@fg-ma.de)  
Internet: [www.fg-ma.de](http://www.fg-ma.de)

Mannheim, im August 2015

Standort Aachen  
Haus- und Postanschrift:  
Roermonder Straße 199  
52072 Aachen

Telefon: +49(0)241 997857-10  
Telefax: +49(0)241 997857-22  
E-Mail: [fg@fg-ma.de](mailto:fg@fg-ma.de)  
Internet: [www.fg-ma.de](http://www.fg-ma.de)

# Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	
FGH-Organigramm	1
Bericht des Vorstands	2
Bericht des Verwaltungsrats	4
Mitgliederservice	5
Forschung und Entwicklung	6
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfluss von Energieabsorbieren und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall 8</li> <li>▪ Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen 10</li> <li>▪ Smart Power Hamburg 13</li> <li>▪ Smart Area: i3S –Intelligente Ortsnetzstation 14</li> <li>▪ Smart Area: Kommunikationsinfrastruktur für innovative Betriebsmittel für die Migration zu einem Smart Grid 20</li> <li>▪ Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen – Erarbeitung von Netzplanungskonzepten 21</li> <li>▪ ProFuDiS – Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft 25</li> <li>▪ Raumoptimierte Freileitungen – compactLine 29</li> <li>▪ LISA – Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen 32</li> <li>▪ U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung Handlungsempfehlungen für den sicheren und stabilen Betrieb von Verfahren zur statischen Spannungshaltung 33</li> <li>▪ UMBRELLA – Toolbox for Common Forecasting, Risk Assessment, and Operational Optimisation in Grid Security Cooperations of Transmission System Operators 35</li> <li>▪ evolvDSO – Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks 40</li> <li>▪ OS4ES - Open System for Energy Services 45</li> <li>▪ Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen 48</li> <li>▪ Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung des Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz 51</li> <li>▪ Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende 59</li> </ul>	
Systemstudien	64
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Übersicht 64</li> </ul>	



## Inhalt

▪ Systemanalysen nach ResKV zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs im Übertragungsnetz	66
▪ Analyse der $\cos\phi(U)$ - und $Q(U)$ - Regelungskonzepte von E.ON Bayern für Erzeugungsanlagen auf Instabilitäten und Schwingungen	70
Aktuelle Entwicklungen – FGH GmbH	75
▪ INTEGRAL 7	75
▪ InterAss	77
▪ Systemanalyse & Netzintegration	79
▪ FRT-Prüfsysteme	81
▪ Zertifizierungsstelle	82
Weiterbildungsangebot	84
Publikationen	90
Gremienarbeit	94
▪ Mitarbeit in internationalen Normungsgremien	94
▪ Verbände und Behörden	95
▪ Wissenschaftliche Vereinigungen	96
▪ Normung	97
Mitglieder	98
Präsidium	102
Verwaltungsrat	103
Forschungsbeirat	104
Jahresabschluss	108
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2014	108
▪ Gewinn- und Verlustrechnung 2014	110



## FGH-Kurzbeschreibung

<b>Adresse</b>	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) Hallenweg 40, 68219 Mannheim-Rheinau
<b>Rechtsform</b>	Eingetragener Verein ▪ Amtsgericht Mannheim ▪ VR 827
<b>Gründungsjahr</b>	1921 als Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen e.V. 1973 Fusion mit der 400 kV-Forschungsgemeinschaft e.V. zur Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V. 1999 Umstrukturierung und Umbenennung in Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) 2002 Anerkennung als wissenschaftliche Einrichtung (An-Institut) an der RWTH Aachen 2007 Ausgliederung der Prüfsysteme in die 100 %ige Tochter FGH Test Systems GmbH 2011 Ausgliederung der Geschäftsbereiche Zertifizierung, Software, Studien und Gutachten sowie Zentralfunktionen in die 100 %ige Tochter FGH GmbH 2014 Verschmelzung der FGH Test Systems GmbH auf die FGH GmbH
<b>Mitglieder</b>	28 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft 18 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 15 Korrespondierende Mitglieder
<b>Zweck</b>	Wissenschaftliche Untersuchung und Klärung aller Fragen und Probleme, die bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Stromversorgungsanlagen, insbesondere 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. Udo Niehage
<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>	73 Personen einschließlich Teilzeitkräfte in der gesamten FGH-Gruppe



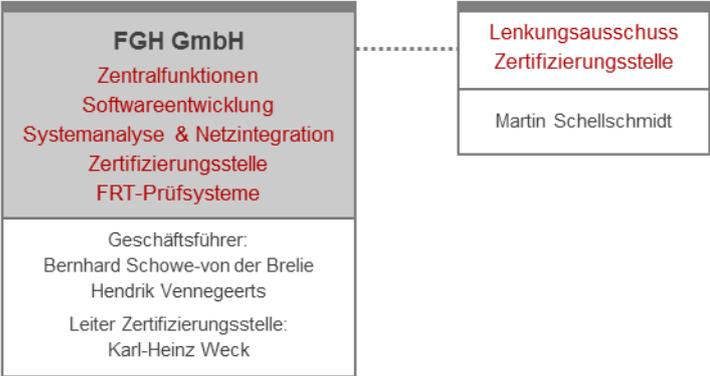




# FGH-Organigramm



## Tochtergesellschaft



## Bericht des Vorstands

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

auch das Jahr 2014 stand energiepolitisch im Zeichen der Energiewende. Die öffentliche Diskussion war vom erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze – hier vor allem in Bezug auf die angedachten HGÜ-Verbindungen – und von der zukünftigen Ausgestaltung möglicher Kapazitätsmechanismen zur Finanzierung des nach wie vor erforderlichen thermischen Kraftwerksparks geprägt. Demgegenüber drehten sich die Arbeiten in der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) verstärkt um Fragen des erforderlichen Aus- und Umbaus unserer Netze.

Mit dem Aus- und Umbau unserer Netze sind viele Fragestellungen ihrer zukünftigen Gestaltung verbunden. Gerade die FGH sieht sich in der Pflicht und auch Position, einen gestaltenden Beitrag für eine gesicherte und zukunftsfähige Versorgung mit elektrischer Energie zu leisten.

Dieser Jahresbericht 2014 gibt einen Überblick über unsere aktuellen Forschungs- und Tätigkeitsschwerpunkte.

Ein Schwerpunkt der Forschungsarbeiten lag im Bereich der Hochspannungstechnik, in der z.B. Arbeiten zu raumoptimierten Freileitungen die gesellschaftliche Akzeptanz für den Netzausbau verbessern helfen sollen.

Ein weiterer, gemessen am Umfang der Forschungsarbeiten, bedeutendster Schwerpunkt in 2014 waren die Smart Grids, bei denen Fragen zu erforderlichen IKT-Infrastrukturen, geeigneten Spannungsregelungen und Schutzkonzepten, der Auslegung und den Funktionen von intelligenten Ortnetzstationen sowie zu zukünftigen Netzstrukturen im Fokus unserer Arbeit standen.

Als dritter Forschungsschwerpunkt sind die Übertragungsnetze zu nennen, bei denen

verschiedene Fragestellungen zur Versorgungssicherheit, u.a. zur Bemessung der Netzreserve gemäß Reservekraftwerksverordnung, bearbeitet wurden.

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

Die Forschungsarbeiten wurden vorwiegend mit Mitteln der AiF, der EU oder der Bundesregierung gefördert und erfolgten in der Regel in enger Zusammenarbeit mit den Mitgliedern der FGH.

Der Weiterbildungsbereich der FGH hat in 2014 mit 12 sehr gut besuchten Veranstaltungen zu diversen Themenstellungen seine Position im Segment der technisch profilierten und inhaltlich anspruchsvollen Weiterbildung verteidigt.

Die Softwareentwicklung unserer Kooperationsprodukte *INTEGRAL7* und *InterAss* verzeichnete in 2014 erneut eine hohe Kundenzufriedenheit, wie uns in diversen Anwenderkreisen bestätigt wurde. Mit den Nutzerschulungen und Weiterentwicklungen entsprechend Kundenwünschen erwies sich dieser Bereich auch in 2014 als stabiler Geschäftszweig.

Auch die Zertifizierung der Kraftwerkseigenen dezentraler Erzeugungsanlagen in unserer Tochter FGH GmbH entwickelte sich zufriedenstellend.

Weniger erfreulich verlief das Geschäftsfeld „Bau von Test- und Prüfsystemen“ unserer Tochter FGH Test Systems GmbH. Verschiedene Gründe, u.a. ein nicht vorhergesehener Auftragsrückgang, machten eine Einstellung dieses Geschäftsbereichs erforderlich. Die FGH Test Systems GmbH wurde im Zuge der Einstellung dieses Geschäftsbereichs auf die FGH GmbH verschmolzen.

Zusammenfassend blicken wir auf ein im Großen und Ganzen erfolgreiches Jahr 2014 zurück. Auch für die bevorstehenden Jahre ist mit einer stabilen Weiterentwicklung der FGH bei Forschung und Weiterbildung wie in den wirtschaftlichen Geschäftsbereichen unserer Tochter FGH GmbH zu rechnen.

Für die erfahrene Unterstützung möchten wir uns bei den Mitgliedsunternehmen, dem Präsidium, dem Verwaltungsrat, dem Forschungsbeirat und dem Arbeitskreis Energie-Informationstechnologie sowie der gesamten Belegschaft herzlich bedanken.

Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen allen!

Ihr Vorstand der FGH e.V.

*gez. Prof. A. Moser*

## Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

16. Mai 2014 in Frankfurt/Main  
26. August 2014 in Paris / Frankreich  
21. November 2014 in Frankfurt/Main

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2014 ergaben, eingehend mit dem Vorstand besprochen.

Die technisch-wissenschaftlichen Arbeiten wurden vom Forschungsbeirat der FGH beratend begleitet.

Dieser wurde durch den Arbeitskreis *ENERGIE-INFORMATIONSTECHNOLOGIE* unterstützt.

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

Der Jahresabschluss 2014 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft /  
Steuerberatungsgesellschaft  
Aachen

geprüft und mit Datum vom 30. Juli 2015 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im August 2015

Der Verwaltungsrat

## Mitgliederservice

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

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

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

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

unterstützen wir die Verteidigung dieser Position.

Unsere Mitglieder profitieren durch ihre direkte Einbindung in diese Tätigkeiten und die unmittelbaren und unverzüglichen Informationen über neue Erkenntnisse. Auch besteht für unsere Mitglieder die Möglichkeit, für die Bearbeitung komplexer Fragestellungen und Entwicklung entsprechender Lösungsstrategien gemeinsam von verschiedenen Unternehmen getragene Forschungsprojekte zu initiieren. Außerdem können aus den Überschüssen der Tochter-GmbH resultierende Ausschüttungen für eigenfinanzierte Arbeiten verwendet werden, die vom Forschungsbeirat als diesbezügliche Vertretung der Mitglieder vorgeschlagen und begleitet werden. Für unsere Mitglieder sind die Ergebnisse solcher Forschungsprojekte besonders wertvoll, die sie selbst anregen, inhaltlich mitgestalten und intensiv begleiten. Sie können die Kompetenz der FGH nutzen, um praxisgerechte Lösungen für ihre grundlegenden und drängenden Fragestellungen zu erhalten.

Aufgrund unserer langjährigen Praxiserfahrung bei gleichzeitig enger Zusammenarbeit mit Hochschulen und anderen Forschungseinrichtungen verfügen wir über hoch qualifiziertes Personal für die Durchführung wissenschaftlicher Untersuchungen, die – auch innerhalb der FGH GmbH – den Mitgliedern zu günstigen Konditionen zur Verfügung stehen. Bei Weiterbildungsveranstaltungen erhalten unsere Mitglieder vergünstigte Teilnahmebedingungen, insbesondere auch bei der Durchführung als kundenspezifische Veranstaltung im eigenen Haus.

# Forschung und Entwicklung

## Übersicht

### 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

#### BMWI\*\*

Smart Power Hamburg

Smart Area: i3S - Intelligente Ortsnetzstation

Smart Area: Kommunikationsinfrastruktur für innovative Betriebsmittel für die Migration zu einem Smart Grid

Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen

ProFuDis - Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

Raumoptimierte Freileitungen - compactLine

LISA - Leitfaden zur Integration spannungstabilisierender Applikationen

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

#### EU\*\*\*

UMBRELLA

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

OS4ES - Open System for Energy Services

#### FNN

Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

#### Helmholtz-Gesellschaft

Spannungsebenenübergreifendes Regelungskonzept für Blindleistung an der Schnittstelle HöS/HS

### Eigen-/industriefinanzierte Forschungsprojekte

Planungshandbuch für Spannungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen

Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Projekte, die im Jahr 2014 in der Verhandlung waren und in 2015 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten

\* / \*\* Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

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



	2014	2015	2016	2017	2018
	Red	Red			
	Red	Red	Red		
	Red				
	Red	Red	Red		
	Red	Red	Red	Red	Red
		Red	Red	Red	
		Red	Red	Red	
	Red	Red			
	Red	Red	Red		
	Red				
	Red	Red	Red		
	Red	Red	Red		

\*\*\*



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

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

*Laufzeit: 01.03.2013 – 31.08.2015*

Störlichtbögen in elektrischen Anlagen verursachen einen schnellen Temperatur- und Druckanstieg, der das Bedienpersonal, die Anlage selbst, die Versorgungssicherheit und auch das Schaltanlagegebäude gefährden kann. Der Nachweis der Sicherheit von fabrikfertigen Schaltanlagen beim Auftreten von Störlichtbögen erfolgt durch Prüfungen in Hochleistungsprüffeldern entsprechend der einschlägigen Normen. Diese Prüfungen sind aufwändig und mit hohen Kosten verbunden. Darüber hinaus sind Prüfungen in manchen Fällen nicht möglich, z.B. für Anlagen in bereits bestehenden Gebäuden oder falls die Druckentwicklung in einem neuen Anlagegebäude bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden soll.

Für diese Fälle werden flexibel einsetzbare und zuverlässige Druckberechnungsverfahren benötigt, mit denen u.a. auch der Einfluss von konstruktiven Maßnahmen wie z.B. Druckentlastungsöffnungen und Energieabsorbern auf die Druckentwicklung in Anlagen und Gebäuden untersucht werden kann. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund steigender Kurzschlussleistungen in den Verteilnetzen und der damit einhergehenden höheren Druckbeanspruchung und Gefährdung im Fehlerfall.

Im Rahmen des AiF/IGF-Forschungsprojekts „Einfluss von Energieabsorbern und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall“ werden die folgenden Aspekte untersucht:

- Experimentelle Untersuchungen zu Energieabsorbern, alternativen Isoliergasen sowie

zur Kunststoffverdampfung

- Bestimmung und Optimierung der Eingangsgrößen
- Erweiterung von Rechenverfahren bezüglich der praktischen Anwendbarkeit von Absorbermodellen, der Integration alternativer Isoliergase und der Berücksichtigung der Kunststoffverdampfung.

Untersucht wurde im zurückliegenden Jahr insbesondere der Masseverlust verschiedener Kunststoffmaterialien (Thermoplaste, Duroplaste und Elastomere) bei Lichtbogeneinwirkung, der dabei entstehende Überdruck im geschlossenen Versuchsgefäß, der Anteil der elektrischen Energie, der in den Druckaufbau geht (kp-Faktor) sowie die Lichtbogenspannung mit und ohne Stoffeinfluss.

Aufgrund der chemischen Zusammensetzung der Kunststoffe treten bei der Verdampfung verschiedene Gase auf. Diese können die Leitfähigkeit des Lichtbogenplasmas und damit die Lichtbogenspannung beeinflussen. Ob die Lichtbogenspannung erhöht oder reduziert wird, hängt dabei von der Zusammensetzung des betrachteten Kunststoffs ab. Z.B. entstehen bei der Verdampfung von Kunststoffen, in deren chemischem Aufbau nur eine geringe Anzahl von Kohlenstoff- oder Siliziumatomen enthalten ist, Gase, die die Leitfähigkeit des Plasmas verringern und somit die Lichtbogenspannung erhöhen.

Der infolge des Lichtbogens und der Kunststoffverdampfung entstehende maximale Druckanstieg wurde für die unterschiedlichen Materialien bei verschiedenen Fülldrücken ermittelt. Auffällig ist, dass der maximale Überdruck bei im Wesentlichen vergleichbarer Energieeinspeisung mit zunehmendem Fülldruck ansteigt. Der Einfluss der Kunststoffverdampfung nimmt mit steigendem Fülldruck zu, wobei die Streuung der Ergebnisse ebenso zunimmt.

Eine wichtige Größe hinsichtlich des Druckaufbaus infolge von Störlichtbögen ist der kp-Faktor, der den in Druckaufbau umgesetzten

Anteil der eingespeisten Energie beschreibt. Um den Einfluss der Kunststoffverdampfung auf den  $k_p$ -Faktor zu beschreiben, wird dessen prozentualer Anstieg bei Kunststoffverdampfung betrachtet. Dieser Anstieg wird als  $\Delta k_p$  bezeichnet:

$$\Delta k_p = \frac{\bar{k}_p \text{ mit Kunststoff} - \bar{k}_p \text{ ohne Kunststoff}}{\bar{k}_p \text{ ohne Kunststoff}}$$

Das untersuchte Duroplast weist mit  $\Delta k_p$  zwischen 2 und 8 % den geringsten Einfluss auf. Bei den Thermoplasten treten Erhöhungen von 6 – 33 % auf und bei dem untersuchten Elastomer 14 – 28 %.

**Ihr Ansprechpartner bei der FGH:**

Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

## Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen

AiF/IGF-Forschungsprojekt

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

*Laufzeit: 01.02.2014 – 31.07.2016*

### Einleitung

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

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

Transportkosten sowie ggf. Anforderungen an die Statik von Freileitungen erzielt werden können.

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

### Vorgehensweise

Die Phase 1 dient der Identifikation einer geeigneten Materialzusammensetzung:

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

**AP2:** Aufgrund der veränderten Materialeigenschaften ist die Verarbeitbarkeit hinsichtlich bestehender Produktionsprozesse (Compoundieren, Extrudieren und Spritzgusstechnik) zu validieren und ggf. eine Anpassung der Produktionsverfahren vorzunehmen. Hier stellt ein Unterauftragnehmer geeignete Anlagen sowie das Know-How zur Verarbeitung von Silikonem zur Verfügung. Speziell ist zu untersuchen, ob und wie die Oberfläche der Mikrohohlkugeln (z.B. Silanisierung) behandelt werden müssen/sollen und ob Basisprozesse – Compoundieren, Extrudieren und Spritzgusstechnik – angepasst werden müssen.

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

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

**Erste Untersuchungen**

Überprüfung der Übertragbarkeit vorhandener Prüfverfahren beim Fremdschichtverhalten.

Zurzeit existieren keine standardisierten Fremdschicht-Prüfverfahren für die Bewertung von Polymerisolatoren. Aufgrund fehlender Prüfeempfehlungen erfolgen die Versuche in Abstimmung zwischen dem EVU und dem Hersteller [IEC 60815-3].

Dabei sollten unterschiedliche Punkte beachtet werden:

- Hydrophober/hydrophiler Zustand
- Aufbringen der Schmutzschicht
- Standard-Vorkonditionierungstechniken können die Hydrophobie zerstören
- ...

In der Vergangenheit wurden Untersuchungen in diesem Themenbereich von CIGRE vorangetrieben und werden gegenwärtig fortgesetzt. Die aktuelle Publikation [1] befasst sich genau mit dieser Thematik. Um eine gewisse Vergleichbarkeit zu erreichen (soweit möglich) werden einige Untersuchungen in diesem Projekt in Anlehnung an den nach [1] realisierten

Round Robin Test durchgeführt. Die Vorgehensweise bei den Untersuchungen ist im Nachfolgenden stichpunktartig festgehalten. Dabei wird nach verschiedenen Isolortypen differenziert. Bei der Untersuchung wird neben den bekannten Vorbehandlungstechniken (Bild 1 rechts)

- Waschen und Trocknen
- Behandlung mit Kaolinpulver (Schwamm, Baumwolle oder Bürste)

und dem Auftragen einer einheitlichen Schmutzschicht, die Durchführung der Tests in zwei Varianten unterteilt:

Variante 1: Die Zeit nach der Vorbehandlung des Isolators darf 16-20 Stunden nicht überschreiten, bevor die Prüfung erfolgt (no recovery time).

Variante 2: Die Zeit nach der Vorbehandlung des Isolators beträgt 64-68 Stunden. Danach erfolgt die Prüfung (recovery phase). Zusätzlich werden an Materialproben die Hydrophobiewiederkehr sowie der Widerstand der Verschmutzungsschicht untersucht (Bild 1 links).

Materialqualifikation

Standardmäßig wurden die Prüflinge mit 10 und 30 vol% Mikrohohlkugeln (MHK) gefüllt. Für vielversprechende Materialkompositionen sind Tests mit höheren Füllgraden geplant. In der Tabelle 1 sind einige angewandte Füllstoffe dargestellt, welche in eine Matrix eingebettet sind/werden.

Tabelle 1: Auszug zu untersuchender Materialien

Kategorie	Name
<b>Füllstoffe</b>	Glashohlkugeln
	Glashohlkugeln mit Vinylsilanisierung
	Keramikhohlkugeln
	Quarzwerke Quarzmehl
	Aluminium-tri-hydrat (ATH)
...	
<b>Matrix</b>	HTV-Silikon
	...

Auf HTV-Silikon basierende Prüflinge wurden zusätzlich zu MHK mit ATH gefüllt, welches nach dem derzeitigen Stand der Technik ein

wichtiger Füllstoff zur Optimierung der Beständigkeit gegen Kriechwegbildung und Erosion für HTV-Silikon ist. Erste Untersuchungen bezüglich geeigneter Mischungsverhältnisse zwischen MHK und ATH wurden durchgeführt. In ersten mechanischen Tests wurde die Reißfestigkeit, die Weiterreißfestigkeit, die Reißdehnung sowie die Shore-A Härte ermittelt. Zusätzlich wurden erste Tests zum dynamischen Hydrophobieverhalten des Kompositmaterials durchgeführt. Vergleichende Tests nach dem Prinzip des Rad-Tauchtests sind in Vorbereitung und werden nach dem Aufbau des zugehörigen Prüfstandes durchgeführt. In elektrischen Tests wurden die dielektrischen Parameter Verlustfaktor, relative Permittivität und Leitfähigkeit bestimmt. Es wurden umfangreiche Untersuchungen zur Widerstandsfähigkeit gegen Kriechwegbildung und Erosion durchgeführt. Zusätzlich finden derzeit Untersuchungen zur Durchschlagsfestigkeit und zur Beständigkeit gegen Lichtbögen statt. Um die Säurebeständigkeit bewerten zu können, sind Tests nach beschleunigter Alterung geplant, welche durch Erhitzen, kombinierte Säure und UV-Belastung hervorgerufen wird.

### Ausblick

Auf Basis der Ergebnisanalyse oben aufgeführter Untersuchungen werden im weiteren Verlauf des Projektes folgende Aktivitäten durchgeführt:

- Entwicklung eines industriellen Herstellungsverfahrens für syntaktischen Schaum
- Untersuchungen der Beständigkeit gegen Tracking & Erosion unter Salznebelbedingungen
- Untersuchungen zum Überschlagverhalten mit haftenden Fremdschichten
- Wechselspannungsprüfungen
- ...

### Literatur

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

### Ihr Ansprechpartner bei der FGH:

Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
M.Sc. Mirnes Planic



Bild 1 Überblick über die durchzuführenden Untersuchungen im Projekt nach [1]

## Smart Power Hamburg

BMWi-Forschungsprojekt

*Das Projekt wird im Zuge des Förderprogramms „EnEff:Wärme“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. SMART POWER HAMBURG wird als Verbundprojekt des städtischen Energieversorgers HAMBURG ENERGIE, der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg und der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen umgesetzt.*

*Laufzeit: 01.01.2011 – 31.12.2014*

Die FGH war im Rahmen dieses Projektes als Auftragnehmer des IFHT der RWTH Aachen eingebunden und hat sich in den Teilprojekten „TP1 Modellbildung und Simulation“ sowie „TP6 Entwicklung rechtlicher Rahmen und Betriebskonzepte“ eingebracht.

Ziel dieses Projektes ist die Entwicklung eines intelligenten, ökoeffizienten Betreibermodells für ein städtisches Netz, bestehend aus stromgeführten BHKW, Wärmespeichern und Demand-Side-Management Anlagen, in Hamburg. Das Projekt beinhaltet neben der Auslegung und Einbindung der Komponenten auch die

Entwicklung von Geschäftsmodellen zur Regelleistungsbereitstellung.

Besonderes Augenmerk wird dabei auf einen hohen Automatisierungsgrad gerichtet, der mit Hilfe von standardisierten Schnittstellen nach IEC 61850 realisiert werden soll.

Schwerpunkte der Aufgaben der FGH waren unter anderem die Modellierung von Blockheizkraftwerken und thermischen Speichern sowie die Entwicklung einer HTML-Schnittstelle für den IEC 61850 Server.

Die Laufzeit des Gesamtprojektes wurde bis Ende 2015 verlängert.

Die Teilaufgaben der FGH wurden planmäßig im Jahr 2014 abgeschlossen. Die Ergebnisse werden Eingang in den Abschlussbericht des Projektes (voraussichtlich Q1/2016) finden.

Weitere Informationen  
[www.smartpowerhamburg.de](http://www.smartpowerhamburg.de)

### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

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

## Smart Area: i3S –Intelligente Ortsnetzstation

BMWi-Forschungsprojekt

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

Laufzeit: 01.07.2012 – 31.10.2016

Die zunehmende dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen führt zu geänderten Anforderungen an die Verteilnetze, da diese neben der bisherigen Verteilungsfunktion heute zusätzlich die Funktion der Aufnahme und Weiterleitung eingespeister Energie haben. Da die Netzbetreiber neben der Endkundenversorgung mit einer adäquaten Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit dem Effizienzvergleich unterliegen, stellt sich die Frage, welche Innovationen geeignet sind, um eine effiziente, alle technischen Randbedingungen erfüllende, Netzinfrastruktur zu realisieren. Es ist zu erwarten, dass die Ortsnetzstationen als Schnittstelle von Mittel- und Niederspannungsebene ein Einsatzpunkt für derartige Innovationen sein können, da sie bisher überwiegend ohne aktive Regelung und Fernwirkankopplung ausgestattet sind. In diesem Projekt sollen daher alternative Funktionalitäten und Gesamtkonzepte, beispielsweise im Hinblick auf Netzbeobachtbarkeit, Spannungsre-

gelung und Fehlererkennung für eine „Intelligente Ortsnetzstation“ identifiziert, analysiert und entwickelt sowie auf ihre Einsatzmöglichkeiten und Effizienz quantitativ bewertet werden. Die entwickelten Prototypen werden in eine intelligente Ortsnetzstation integriert (s. Bild 1) und sowohl im Testlabor als auch im realen Netz einem Praxistest unterzogen und validiert. Dabei ist die Herausforderung, neue Funktionalitäten soweit wie möglich ohne weiteren Kommunikationsbedarf und damit auf Basis von Messungen an der i3S selbst umzusetzen.

Für die FGH stellten sich in 2014 die Ziele, durch umfassende Analysen und deren Bewertung mittels Simulation, die technisch-wirtschaftlichen Anwendungsfälle innovativer Stationsautomatisierung für die gesamte Bandbreite potenzieller Versorgungsaufgaben herauszuarbeiten und darzustellen. Hierzu wurden die wesentlichen Funktionalitäten einer i3S in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern definiert und Modelle sowie Verfahren entwickelt, um diese Funktionalitäten innerhalb von Simulationen abzubilden. Die Funktionalitäten einer i3S umfassen u.a. die zielgerichtete Spannungsregelung auf der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung der Eigenschaften des unterlagerten Niederspannungs-Ortsnetzes und eine erweiterte Fehlererkennung auf der Mittelspannungsebene. Bewertet wurden diese Funktionalitäten anhand von Zeitreihenrechnungen und Simulationen des Störungsbeseitigungsprozesses.

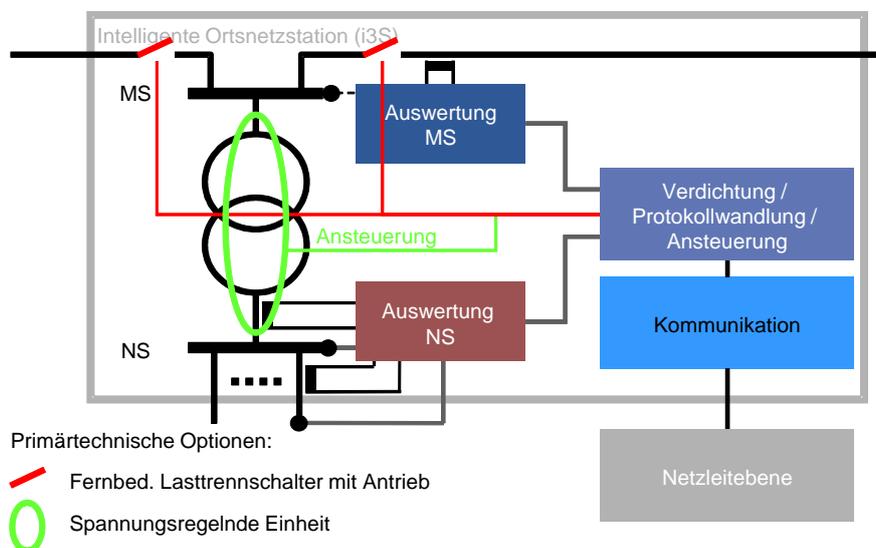


Bild 1 Intelligente Ortsnetzstation (Quelle: ABB AG)

### Spannungsregelung in i3S

Für die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz (NS-Netz) mittels regelbarem Ortsnetztransformator wurde von einem Projektpartner ein neuer Steuerungsalgorithmus entwickelt, der auf einer Spannungsbeobachtung aufbaut [1]. Basierend auf Messwerten, die innerhalb der i3S, d.h. auf der Sammelschiene der NS-Verteilung und dessen Abgängen erhoben werden können, werden minimale und maximale Spannungswerte für das unterlagerte NS-Netz errechnet. Die Ergebnisse werden anschließend mit einem vorgegebenen Spannungsband, wie z.B. 372 V bis 428 V, verglichen und bei Abweichung eine Regelung des Transformatorstufenstellers initiiert.

In den Simulationen zur Bewertung des neuen Steuerungsalgorithmus wurden realitätsnahe synthetische Niederspannungsnetzmodelle verwendet, um den Einfluss in einer Vielzahl von verschiedenen potenziellen Anwendungsfällen zu bestimmen. Für die Erzeugung dieser Netze wurde eine erweiterte Version des Netzgenerators eingesetzt, der in [2] beschrieben wird. Die Eingangsparameter für die verschiedenen Arten von NS-Netzen sind aus einer Veröffentlichung zum Thema PV-Integration [3] und Veröffentlichungen von Netzbetreibern im Rahmen von Konzessionsabgaben, wie z.B. [4], abgeleitet. Entsprechend den Angaben in [3] können NS-Netze in folgende Typen und Gruppen klassifiziert werden: ländlich (2 Typen), halbstädtisch (4 Typen), städtisch (3 Typen). Für die Simulationen wurden NS-Netze aller Typen erstellt und darin dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) integriert. In drei verschiedenen Szenarien wurde der Anteil der Hausanschlüsse, an denen eine DEA angeschlossen ist, von 10 % („10 % DEA“) der Hausanschlüsse auf 35 % („35 % DEA“) und 60% („60 % DEA“) angehoben. Die installierte Leistung der DEA wurde dabei für alle DEA gleichzeitig erhöht, bis entweder die Strombelastbarkeit von Leitungen/Transformator oder die maximal zulässige Spannungsanhebung von 3 %, verglichen mit dem Zustand ohne DEA, erreicht wurde. Für die Simulation von Verbrauch und Erzeugung wurden reale und realitätsnahe synthetische Zeitreihen verwendet. Die Simulationen wurden jeweils für den Betrachtungsbereich von ei-

nem Jahr im 15-Minuten-Raster durchgeführt. Basierend auf diesem Simulationsablauf wurde der Vorteil des neuen Steuerungsalgorithmus mit besonderem Fokus auf eine Anhebung der installierten Leistung von DEA und einer effektiven Nutzung des Laststufenschalters (OLTC, online tap changer) am Ortsnetztransformator bewertet.

Eine Auswertung der anschlussbegrenzenden Faktoren für DEA zeigt signifikante Unterschiede zwischen den drei Gruppen von NS-Netzen. Für ländliche NS-Netze ist der begrenzende Faktor in 90 % der NS-Netze in allen drei Szenarien die Spannungsanhebung. In städtischen Netzen wird nur im Szenario „10% DEA“ in 90 % der Netze die Anschlussleistung von DEA durch die maximal zulässige Spannungsanhebung begrenzt. In den Szenarien „35 % DEA“ und „60 % DEA“ wird die Anschlussleistung von DEA nur in 25 - 90 % der Netze durch die Spannungsanhebung begrenzt, wobei sich hier auch eine Abhängigkeit vom Netztypen ergibt. In halbstädtischen NS-Netzen liegen die entsprechenden Anteile zwischen 5 % und 40 % und sind sowohl vom Szenario als auch von Netztypen abhängig. Insgesamt zeigt diese Analyse, dass die Spannungsanhebung durch die DEA insbesondere in ländlichen und spezifischen städtischen Netzen anschlussbegrenzend wirkt.

Im nächsten Schritt wurden Ortsnetztransformatoren mit OLTC in die NS-Netze integriert, in denen es zu einer Begrenzung der Anschlusskapazität aufgrund der Anhebung der Spannung kam. Anschließend wurde die maximale Anschlusskapazität für DEA in einem iterativen Prozess neu bestimmt.

Bild 2 zeigt den Anstieg an Anschlusskapazität aufgrund einer höheren zulässigen Spannungsanhebung durch DEA in ländlichen NS-Netzen.

Die Ergebnisse zeigen, dass für den Typ 1 vom ländlichen NS-Netz, der in [3] als Streusiedlung bezeichnet wird, in 50 % der analysierten Netze die Anschlusskapazität für DEA um ca. 80 %, basierend auf der Anschlusskapazität ohne OLTC-Einsatz, gesteigert werden kann.

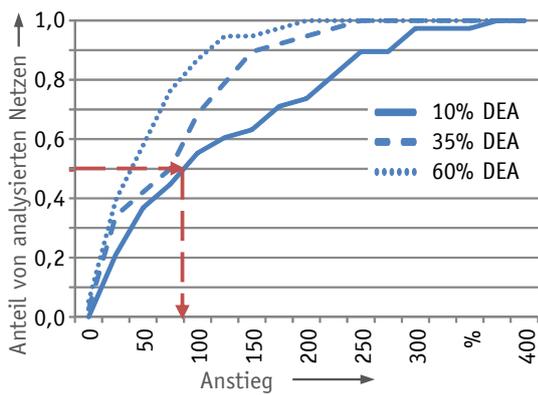


Bild 2 Anstieg der Anschlusskapazität für DEA durch den regelbaren Ortsnetztransformator in ländlichen NS-Netzen

Der relative Anstieg der Anschlusskapazität variiert zwischen den Szenarien „10 % DEA“, „35 % DEA“, „60 % DEA“ aufgrund der unterschiedlichen Anschlusskapazitäten im Fall ohne OLTC-Einsatz. Weil die installierte Leistung der Anlagen im Szenario „60 % DEA“ im Vergleich mit den anderen Szenarien gleichmäßiger über die Abgänge und Länge der Abgänge verteilt ist, kann die Anschlusskapazität des Netzes bereits im Fall ohne OLTC-Einsatz besser als bei ungleichmäßiger Verteilung der Anlagen ausgenutzt werden. Dieser Aspekt führt für die meisten der analysierten Netze zu einer geringeren Anhebung der maximalen Anschlusskapazität im Vergleich zu den Szenarien „10 % DEA“ und „35 % DEA“.

Für den zweiten Typ ländlicher NS-Netze, der in [3] als Dörfer mit überwiegend Gehöften beschrieben wird, sind die Ergebnisse sehr ähnlich zu den in Bild 2 dargestellten Ergebnissen. Für andere Netztypen ist der relative Anstieg der Anschlusskapazität generell deutlich niedriger. Insbesondere in halbstädtischen Netzen führt die Installation eines OLTC am Ortsnetztransformator in Abhängigkeit vom Szenario nur in ca. 15 % der analysierten Netze zu einer Erhöhung der Anschlusskapazität.

Weil der Effekt des OLTC auf die Anschlusskapazität in ländlichen Netzen am größten ist, werden für die folgende Bewertung der Effektivität des neuen Steuerungsalgorithmus nur exemplarische Ergebnisse zu diesen Netzen gezeigt.

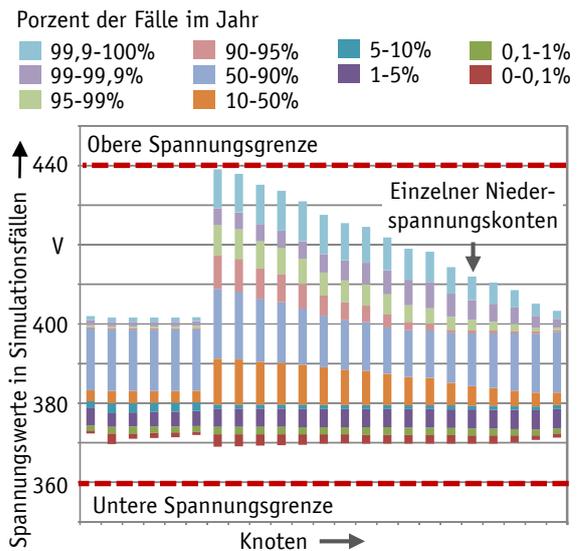


Bild 3 Verteilung der Spannungswerte im exemplarischen Netz

Bild 3 zeigt die Verteilung der Spannungswerte an jedem Knoten in einem exemplarischen NS-Netz über eine simulierte Betriebsdauer von einem Jahr. Demnach können die Spannungen innerhalb des vordefinierten Spannungsbandes, das durch den maximal und minimal zulässigen Spannungswert definiert wird, gehalten werden. Die Nutzung von ca. 90 % des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes zeigt, wie effektiv der Algorithmus arbeitet.

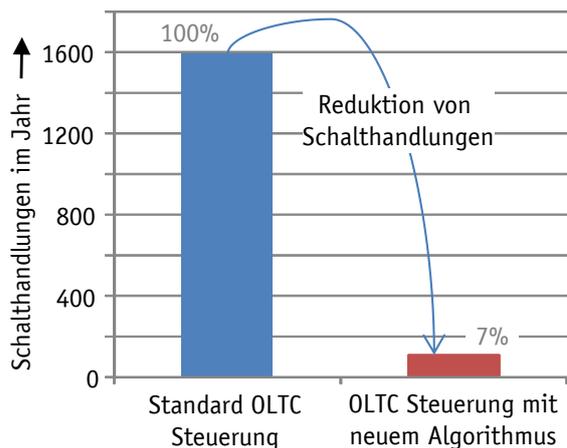


Bild 4 Schaltoperationen am OLTC

Neben der besseren Ausnutzung des zulässigen Spannungsbandes führt der neue Steuerungsalgorithmus zu einem beruhigten Betrieb des OLTC. Wie Bild 4 zeigt, können die Schaltoperationen in diesem exemplarischen Netz im Vergleich zu einem Standardalgorithmus, der

die Spannung an der Sekundärseite des Ortsnetztransformators konstant hält, um ca. 93 % reduziert werden. Eine andere Funktion des neuen Steueralgorithmus ist seine automatische Anpassung der standardmäßigen Position des OLTC. Weil der Algorithmus versucht, die Anzahl an Schalthandlungen zu reduzieren, wird die standardmäßige Position des Stufenschalters auf eine Stellung gelegt, die zur geringsten Anzahl an Schalthandlungen führt. Für das exemplarische Netz ist die Häufigkeit der einzelnen Schalterstellungen in Bild 5 dargestellt.

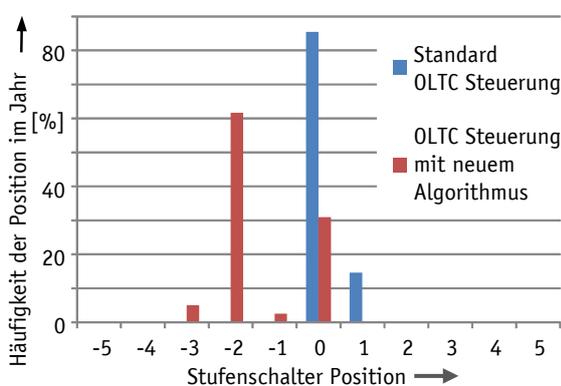


Bild 5 Häufigkeit der Schalterstellungen

Bild 5 zeigt, dass sich beim neuen Algorithmus die Stellung „-2“ anstelle von Stellung „0“, die vom Standardalgorithmus bevorzugt ausgewählt wird, als standardmäßige Position ergibt. Dies folgt aus der sensitiveren Reaktion des neuen Algorithmus auf die Spannungsanhebung durch die Einspeisung von Leistung. Der neue Algorithmus versucht die Spannungsschwankungen im NS-Netz zu kontrollieren und gleichzeitig die Spannungsschwankungen aus der Mittelspannungsebene zu kompensieren. Der Standardalgorithmus wird fast ausschließlich durch Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz und hohe Last im Niederspannungsnetz angeregt.

### Fehlerortung in i3S

Zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit wurden von den Projektpartnern neue Verfahren für die Fehlererkennung und Fehlerortung entwickelt [5, 6]. Die Fehlererkennung liefert dem Netzbetreiber wertvolle Informationen über das potentielle Ausmaß des Fehlers und welche Maßnahmen zur Fehlerklärung einzuleiten sind. Mit der Fehlerortung ist der

Netzbetreiber in der Lage, den möglichen Fehlerort schon vor Beginn des Wiederversorgungsprozesses stark einzugrenzen und damit den Wiederversorgungsprozess zu beschleunigen.

Zur Simulation des Effekts der Fehlerortung auf den Wiederversorgungsprozess wurden mehrere repräsentative Abgänge für ländliche und städtische Mittelspannungsnetze (MS-Netze) modelliert. Die charakteristischen Merkmale der Abgänge wurden, basierend auf Analysen von realen MS-Netzen, ermittelt. Die Abgänge unterscheiden sich in Gesamtlänge, Leitungstypen, Anzahl an Ortsnetzstationen (ONS) und Anzahl an Leitungstichen, um mögliche Einflussfaktoren auf den Wiederversorgungsprozess abzudecken. Des Weiteren wurde angenommen, dass DEA in den Abgängen angeschlossen sind. Gängige Kurzschlussanzeiger ohne Richtungserkennung würden daher abhängig vom Kurzschlussstrombeitrag der DEA und damit von deren Größe und Technik evtl. keine verwertbaren Informationen mehr liefern und sind deshalb in der folgenden Darstellung eines Netzbereichs nicht aufgeführt. Bild 6 zeigt zwei exemplarische Abgänge eines ländlichen MS-Netzes sowie unterschiedliche Betriebsmittel für die Fehlerortung und Fehlerklärung.

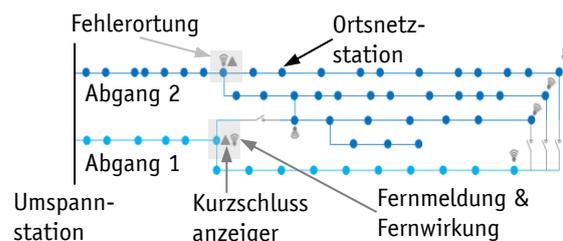


Bild 6 Exemplarisches ländliches MS-Netz

Um den Vorteil der Fehlerortungsfunktion im Wiederversorgungsprozess zu bestimmen, wurden drei Szenarien simuliert. Die Szenarien sollen dabei die Ausstattung der MS-Netze mit unterschiedlichen Betriebsmitteln zur Fehlerortung und Fehlerklärung sowie deren Einfluss auf die Wiederversorgungszeit abdecken. Im Szenario 1 wurde daher die Wiederversorgungszeit für einen Fall berechnet, in dem nur Fernmeldungen von gerichteten Kurzschlussanzeigern berücksichtigt werden. Im Szenario 2 wird neben ferngemeldeten Kurzschlussan-

zeigen auch Fernwirktechnik an ausgewählten ONS im Abgang abgebildet. Im dritten Szenario wurde die neu entwickelte Fehlerortung zusammen mit Fernwirktechnik in einer zentralen intelligenten ONS im Abgang simuliert.

Für die Bewertung des Vorteils der Fehlerortung wurde ein bestehender Simulationsalgorithmus für den Wiederversorgungsprozess in offen betriebenen Netzen [7] erweitert. Der Algorithmus bildet dabei die gängigen Aspekte des Wiederversorgungsprozesses, wie z.B. die Anfahrtszeit des Servicepersonals, als auch den Einfluss der Fehlerortung auf den Prozess, ab. Der erweiterte Algorithmus bildet die neue Fehlerortung mit einer Genauigkeit von ca.  $\pm 10\%$  bezogen auf Fehlerimpedanzen und damit Leitungslänge ab.

Im Algorithmus wird ein Fehler auf jeder Leitung und in jeder ONS simuliert. Als erstes wird dabei der Schutzbereich, in dem der Fehler liegt, bestimmt. Anschließend wird der Schutzbereich durch das Auslösen der Leistungsschalter vom Rest des Netzes getrennt. Als nächstes wird der Wiederversorgungsprozess initiiert. Fernmeldung und Fernwirkung werden genutzt um möglichst viele Kunden schnell wieder zu versorgen. Danach werden die verfügbaren Informationen, wie z.B. die Ergebnisse der Fehlerortung oder Fernmeldung, genutzt, um die Handlungen des Servicepersonals zu simulieren. Am Ende jeder Fehlersimulation kann die Wiederversorgungszeit für jede ONS bestimmt werden. Von diesen Werten ausgehend, kann anschließend eine mittlere Wiederversorgungszeit über alle ONS berechnet werden. Für die Bewertung der Simulationen wurde eine graphische Darstellung gewählt, die die Verteilung dieser mittleren Wiederversorgungszeiten zeigt.

Die Simulationsergebnisse für das exemplarische MS-Netz aus Bild 6 in Bild 7 zeigen, dass die Fehlerklärungszeit durch die Integration zusätzlicher Funktionen wie Fernwirkung und Fehlerortung reduziert werden kann. Die Höhe der Reduktion ist dabei von verschiedenen Faktoren abhängig. Wenn in das MS-Netz Fernwirkung integriert wird, kann die mittlere Fehlerklärungszeit reduziert werden, weil Teile des Abgangs, die als nicht fehlerbehaftet klassifiziert werden können, durch fernbediente Schalthandlungen innerhalb

weniger Minuten wiederversorgt werden können. Anschließend wird der Fehler vom Servicepersonal im noch nicht wiederversorgten Teil des Netzes eingegrenzt.

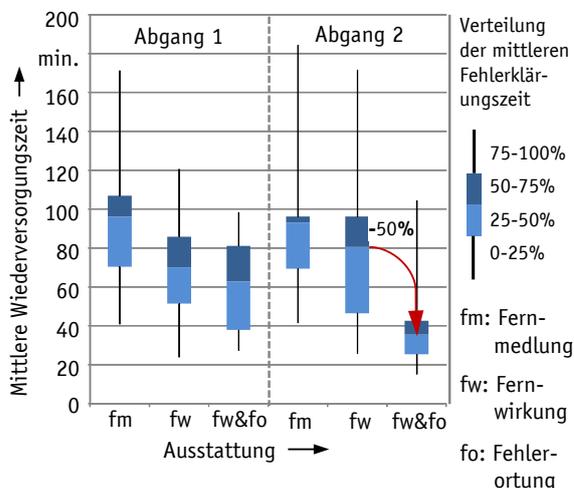


Bild 7 Mittlere Fehlerklärungszeit

Anhand der Ergebnisse ist ersichtlich, dass – wie in zahlreichen vergleichbaren Untersuchungen bereits aufgezeigt – allein durch den gegenüber einer Fernmeldung zusätzlichen punktuellen Einsatz von Fernwirktechnik, die Wiederversorgungszeit deutlich reduziert werden kann, weil ein hoher Prozentsatz der ONS durch fernbediente Schalthandlungen direkt wiederversorgt werden kann. Die Reduktion fällt im 2. Abgang geringer aus, da seine komplexere Struktur deutlich mehr Einsatz bei der Fehlerortbestimmung erfordert, obwohl der Abgang durch Fernmeldung und Fernwirkung bereits in drei Abschnitte untergliedert werden kann. In diesem Abgang führt dementsprechend der Einsatz der Fehlerortungsfunktion der i3S zu einer signifikanten Reduktion der mittleren Wiederversorgungszeit von 50 % im Vergleich zur Ausstattung der ONS nur mit Fernwirktechnik. Insbesondere Fehler im komplexeren hinteren Bereich des Abgangs könnten vom Servicepersonal schneller lokalisiert werden. Weil die Anzahl an ONS in diesem Teil des Abgangs im Vergleich mit anderen Teilen relativ hoch ist, ergibt sich ein deutlicher Einfluss auf die Wiederversorgungszeit. Die zusätzliche Installation der Fehlerortungsfunktion neben Fernwirktechnik führt im Abgang 1 hingegen nur zu einer Reduktion der Wiederversorgungsdauer um wenige Pro-

zent. Der Grund für diese geringe Reduktion liegt in der einfachen Struktur des Abgangs und der geringen Anzahl an ONS im hinteren Teil des Abgangs.

Insgesamt kann daher zusammengefasst werden, dass die Reduktion der Wiederversorgungsdauer von der Struktur des Abgangs, der Abgangslänge und der Anzahl von ONS im Abgang abhängt. Daher liefern diese Ergebnisse Einsatzkriterien für die i3S.

Neben der Entwicklung von Modellen für die rechnergestützte Simulation und der systemtechnischen Bewertung des Einflusses innovativer Stationsautomatisierung liegen die Schwerpunkte der FGH-Tätigkeit im weiteren Verlauf des Projekts vor allem auf der Durchführung der Labortests und Auswertung der Feldtests in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern.

#### Literatur

- [1] Tugend, S.: Spannungsregelung im Niederspannungsnetz auf Basis eines Spannungsbeobachters, Power and Energy Student Summit, Dortmund, 2015
- [2] Dierkes, S.; et al: Active and Reactive Power Behavior of Distribution Systems with a Significant Share of Distributed Generation, International ETG-Kongress (ETG-FB 139), VDE Verlag, 2013
- [3] Scheffler, J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, VDI Verlag, Düsseldorf, 2004
- [4] BerlinOnline Stadtportal: Technische Daten Stromverteilnetz Berlin, Mai 2014 [www.berlin.de/sen/finanzen/dokumenten/download/vermoegen/konzessionen/strom/vattenfall\\_technische\\_daten\\_stromverteilnetz\\_berlin\\_09122011.pdf](http://www.berlin.de/sen/finanzen/dokumenten/download/vermoegen/konzessionen/strom/vattenfall_technische_daten_stromverteilnetz_berlin_09122011.pdf)
- [5] Greulich, M.; et al: New, Advanced Functions in Intelligent Secondary Substations, ABB Network Management Forum „Remote Control“, Heidelberg, 2014
- [6] Kaliwoda, M.; et al: Fault Detection, Identification and Localization in medium-voltage networks using Fuzzy-Logic“, Developments in Power System Protection, Copenhagen / Denmark, 2014
- [7] FGH e. V.: Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen, Technischer Bericht 302, AiF-Forschungsvorhaben Nr. 14446N, Mannheim, 2008

#### Weitere Informationen

Siehe [www.smartarea.de](http://www.smartarea.de)

#### Ihre Ansprechpartner bei der FGH:

Dipl.-Ing. Daniel Schacht  
 Dipl.-Ing. Christoph Kahlen  
 Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts

## **Smart Area: Kommunikationsinfrastruktur für innovative Betriebsmittel für die Migration zu einem Smart Grid**

BMWi-Forschungsprojekt

*Smart Area Aachen besteht aus sieben einzelnen Verbundprojekten, an denen jeweils unterschiedliche Partner beteiligt sind. Hauptpartner in diesem Verbundprojekt sind die Unternehmen Nexans, Kisters und STAWAG.*

*Die FGH trägt durch die aktive Mitwirkung in nationalen und internationalen Gremien zu einem Transfer der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse in die Normungsarbeit bei.*

*Laufzeit: 01.07.2012 – 30.06.2015*

Um ein Smart Grid zu realisieren, bedarf es einer nach den Bedürfnissen eines Netzbetreibers ausgebauten, innovativen Kommunikationsinfrastruktur. Sie soll die Übertragung und Speicherung der aus dem Netz neu gewonnenen Messdaten sowie die Kommunikation der Betriebsmittel untereinander ermöglichen.

Ziel dieses Projektes ist daher die Entwicklung aktiver Komponenten (Switches), welche neuartige Datenmodelle unterstützen und mit heutigen Standardbetriebsmitteln und der STAWAG-Leitwarte kompatibel sind. Aufgrund

der Ausbringung im Bestandsnetz verläuft die Kommunikation über unterschiedliche Übertragungsmedien.

Nach der Komponenten- und Datenmodellentwicklung wird das Kommunikationsnetz durch die STAWAG aufgebaut. Hierzu werden die Betriebsmittel an das Kommunikationsnetz angeschlossen. Anschließend wird ein Testbetrieb des Netzwerks durch Implementierung einer neuen Schnittstelle im Leitsystem begonnen. Im Anschluss wird eine Verifizierung des Netzwerks und des Datenmodells vorgenommen. Hier wird vor allem die Sicherheit des Netzwerks geprüft. Hierzu werden alle möglichen und notwendigen Maßnahmen zur Schwachstellenbehebung getroffen. Die Wirksamkeit der Maßnahmen soll durch die Tests mit externen unabhängigen Tools überprüft werden. Die Tests werden mit der genauen Bewertung des erreichten Sicherheitsniveaus, Auflistung der gefundenen Schwachstellen und einem Empfehlungskatalog zur Erhöhung der Sicherheit abgeschlossen.

### **Quelle und weitere Informationen**

Siehe [www.smartarea.de](http://www.smartarea.de)

### **Ihr Ansprechpartner bei der FGH:**

Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

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

BMWi-Forschungsprojekt

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

Laufzeit: 01.07.2012 – 30.06.2016

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 der FGH e.V. (Konsortialführerin) sind die Stadtwerke Aachen AG (STAWAG) sowie die assoziierten Industriepartner ABB AG und Nexans Deutschland GmbH beteiligt.

Bereits berichtet wurde über die Analyse der konventionellen Planungsgrundsätze, die Auswahl repräsentativer Netze aus dem Netzbereich der INFRAWEST, die Erstellung von synthetischen Netzen und Modellierung der Versorgungsaufgabe über im Projekt entwickelte / weiter entwickelte Verfahren des „Netzgenerators“ und des „NS-Kundenmodells“ [1][2].

Dieser Bericht geht näher auf das entwickelte Planungswerkzeug zur innovativen Netzplanung ein. Exemplarische Ergebnisse belegen die Funktionalität des Verfahrens. Abschließend werden kurz die in der nächsten Projektphase erfolgenden Schritte zur Definition neuer, innovativer Planungsgrundsätze vorgestellt.

### Optimierungsproblem „Netzplanung“

Ziel einer an der Entwicklung der Versorgungsaufgabe in den nächsten 10-20 Jahren orientierten Netzplanung ist es, hierfür möglichst optimale Netzentwicklungsmaßnahmen, ausgehend von dem derzeitigen Netz (Ist-Netz)

abzuleiten. Unter Optimalität wird hier i.d.R. eine Kostenminimierung verstanden, d.h. die Kosten bilden die Zielfunktion des Optimierungsproblems. Die Anpassung der Netzstruktur kann im Rahmen der zur Verfügung stehenden Planungsoptionen geschehen (Freiheitsgrade des Optimierungsproblems) und muss gewährleisten, dass jederzeit alle technischen Randbedingungen (Nebenbedingungen des Optimierungsproblems) eingehalten sind.

### Analyse der planerischen Freiheitsgrade

Im Rahmen dieses Projektes wird das in Bild 1 dargestellte Portfolio von innovativen Maßnahmen und ihr Einsatz bei unterschiedlichsten Versorgungs- und Netzstrukturen untersucht.

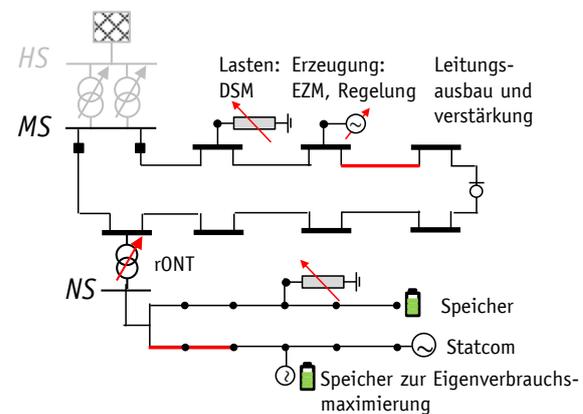


Bild 1 Freiheitsgrade

Der Einsatz von Hochtemperatursupraleitung im Mittelspannungsnetz wurde gesondert im Rahmen eines einzelnen Anwendungsfalls beleuchtet.

### Analyse der technischen Randbedingungen

Die Randbedingungen zum Spannungsband (EN 50160 [3], AR 4105 [4], BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [5]) sowie die maximalen Betriebsmittelbelastungen müssen eingehalten werden.

### Auswahl des Optimierungsverfahrens

Das sich insgesamt ergebende Optimierungsproblem ist aufgrund des großen Lösungsraumes durch die Vielzahl an Planungsoptionen, Ganzzahligkeit der meisten Entscheidungsvariablen (Einsatz oder kein Einsatz eines Betriebsmittels) sowie der Nichtlinearität innerhalb der Berechnungen (Lastfluss-Berech-

nung) sehr komplex. Da hier oftmals eine exakte Lösung aufgrund der hohen Rechenzeit nicht mehr möglich ist, hat sich der Einsatz von heuristischen Verfahren bewährt.

Für das vorliegende Optimierungsproblem wird ein Lösungsansatz mittels eines genetischen Algorithmus gewählt [6] und die allgemeine Modellierung nach üblichem Vorgehen gestaltet. Um speziellen Anforderungen des vorliegenden Planungsproblems zu begegnen sowie die Effizienz des Algorithmus zu erhöhen, wurde der Algorithmus um „Smarte Operatoren“ ergänzt. Diese werden im Folgenden näher vorgestellt.

### **Optimierung mit Genetischer Algorithmus und Entwicklung von „Smarten Operatoren“**

Ein genetischer Algorithmus führt die Suche nach der optimalen Lösung – hier das kosteneffizienteste Netz – auf Basis unterschiedlicher Prozessschritte (beim genetischen Algorithmus Operatoren genannt) wie der Selektion, der Mutation oder dem Crossover durch (Erklärung s. [6]). Dabei wird zufällig eine bestehende Lösung – hier eine mögliche Netzkonfiguration – modifiziert. Anschließend wird bewertet, ob die modifizierte Lösung kostengünstiger als die vorherige Lösung ist. Ist dies der Fall, wird die neue, effizientere Lösung weiter modifiziert. Ist dies nicht der Fall, wird die Änderung rückgängig gemacht. Auf diese Weise verbessert sich die gefundene Lösung iterativ.

Für das hier vorliegende multivariate Optimierungsproblem erweist es sich als problematisch, dass die Modifizierung der Lösungen, wie beim genetischen Algorithmus üblich, auf einer zufälligen Auswahl des zu verändernden Betriebsmittels basiert. Somit werden auch Teilbereiche des Netzes modifiziert, in denen selbst im nicht ausgebauten Netz keine Grenzwertverletzungen auftreten. Somit hat ein Großteil der durchgeführten Modifizierungen keinen Einfluss auf die Lösungsgüte und resultiert in unnötigen Iterationsschritten. Außerdem werden Lösungskombinationen – wie beispielsweise die Kombination von unterschiedlichen Betriebsmittelarten wie rONT und Speicher – nur zufällig im großen Lösungsraum gefunden (allein für Speicherplatzierung existieren in einem Netz mit  $n$  Knoten  $2^n$

verschiedene Möglichkeiten). Dies kann in einer sehr hohen Rechenzeit resultieren.

Abhilfe schaffen sog. „Smarte Operatoren“, die nicht zufällig bei der Modifikation des Netzes vorgehen, sondern zusätzliche Informationen bei der Auswahl des zu ändernden Betriebsmittels nutzen und somit ein höheres Potential besitzen, Grenzwertverletzungen kostengünstig zu beheben. Auch die komplexen Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Betriebsmittelarten können durch ein solches Vorgehen besser berücksichtigt werden. Diese Wirkungsweise der smarten Operatoren soll am folgenden Beispiel des Operators „rONT vs. Leitungen“ erläutert werden.

In einem Niederspannungsnetz mit hohen Spannungsgrenzwertverletzungen, aber keinen thermischen Überlastungen im nicht ausgebauten Zustand, kann der rONT eine kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen. Der gesamte Lösungsraum für dieses Netz ist jedoch sehr groß, da jeder einzelne Leitungsabschnitt ausgebaut werden kann und die Platzierung von Speichern oder STATCOMs an den Netzknoten oder des rONT in der ONS möglich ist. Der genetische Algorithmus in seiner Basis-Version würde iterativ mögliche Kombinationen aus Leitungsausbau, Speichern, STATCOMs sowie rONT prüfen und die hier angenommene kostengünstigste Lösung – Einbau eines rONT bei Belassen der Leitungen im Basiszustand – nur zufällig ermitteln. Der Smarte Operator „rONT vs. Leitungen“ hingegen, der in einem definierten Anteil der Iterationen durchgeführt wird, würde auf Basis der Information, dass spannungshaltungsgetriebener Leitungsausbau durch einen rONT substituiert werden kann, diese Kombination präventiv im Netz testen und somit sehr viel schneller die optimale Netzkonfiguration finden. Auf diese Weise kann die Rechenzeit massiv reduziert werden. Ähnliche Operatoren zur Substitution von Leitungsausbau durch innovative Betriebsmittel existieren für eine Vielzahl der bestehenden Wechselwirkungen.

### **Exemplarische Ergebnisse**

Im Folgenden soll die Funktionalität des entwickelten Planungsverfahrens anhand von exemplarischen Untersuchungen nachgewiesen werden. Dazu wird eine innerstädtische

Versorgungsaufgabe herangezogen, deren wesentliche Kennwerte in Tabelle 1 dargestellt sind.

Tabelle 1 Kenndaten der innerstädtischen Versorgungsaufgabe

Kenndaten	Wert
Konventionelle Last [MW]	2,2
Last E-mobility [MW]	0
Erzeugung PV [MW]	5,5
Erzeugung Mikro-BHKW [MW]	0,2
Lastdichte [MW/km <sup>2</sup> ]	14
Erzeugungsdichte [MW/km <sup>2</sup> ]	38

Bei der innerstädtischen Versorgungsaufgabe liegt der Fokus besonders auf der dezentralen Erzeugung aus Photovoltaik-Anlagen. Hierbei wurde ein voller Ausbau aller baulich möglichen Flächenlagen angenommen. Weiterhin existieren dezentrale Einspeisungen aus Mikro-Blockheizkraftwerken (Mikro-BHKWs). Tabelle 2 zeigt die Netzstrukturdaten des untersuchten innerstädtischen Netzes.

Tabelle 2 Netzstrukturdaten des innerstädtischen Untersuchungsnetzes

Netzstrukturdaten	Wert
Anzahl Hausanschlüsse (0.4 kV)	245
Anzahl Netzknoten	636
Anzahl MS/NS – Transformatoren	14
Transformator Kapazität MS/NS [MVA]	5,9
Leitungslänge NS [km]	10

Die Kostenannahmen für die Zielfunktion des Planungsverfahrens sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Kostenannahmen (eigene Recherche und [7])

Kostenannahmen	Wert
Leitungsverstärkung, einfach [€/m]	100
Leitungsverstärkung, doppelt [€/m]	120
Leitungsverstärkung, vierfach (beidseitige Straßenbelegung) [€/m]	200
Verstärkter Transformator, 1 MVA [€]	8.000
Regelbarer Transformator, 1 MVA [€]	12.000
Speicher, 30 kVA [€]	9.000
STATCOM, 72 kVA [€]	4.000

Dabei ist zu erwähnen, dass diese Kosten keine realitätsnahen Annahmen darstellen und

nur zum Funktionalitätsnachweis verwendet wurden.

Zum Nachweis des korrekten Erfassens von Substitutionszusammenhängen zwischen konventionellen und innovativen Betriebsmitteln durch das Planungsverfahren werden zwei Untersuchungen mit unterschiedlichen Mengen an Freiheitsgraden durchgeführt. In einer ersten Untersuchung werden nur konventionelle Freiheitsgrade zugelassen. In der zweiten Untersuchung stehen dem Planungsverfahren dann sowohl die konventionellen als auch die innovativen Freiheitsgrade zur Verfügung. Das konventionelle Planungsergebnis der zuvor gezeigten Versorgungsaufgaben ist in Bild 2, das innovative Planungsergebnis in Bild 3 dargestellt.

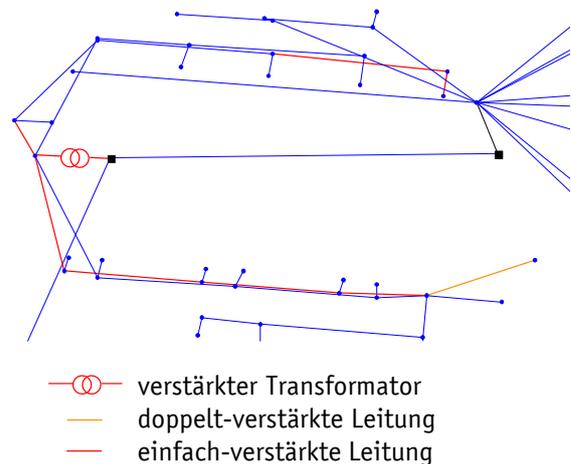


Bild 2 Konventionelles Planungsergebnis-1

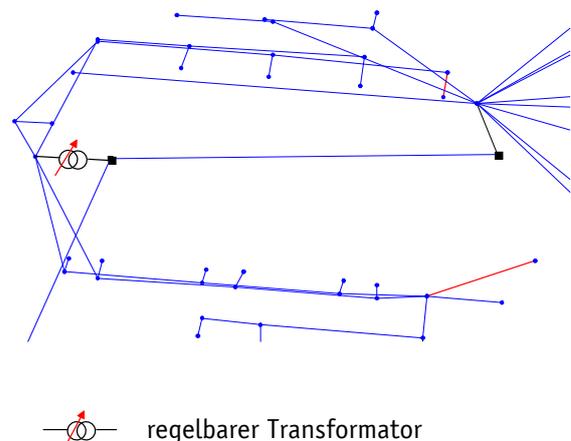


Bild 3 Innovatives Planungsergebnis-1

Die Abbildungen zeigen einen kleinen Netzausschnitt der erwähnten innerstädtischen Versorgungsaufgabe. In der Abbildung des

konventionellen Planungsergebnisses ist zu erkennen, dass die Grenzwertverletzungen (Spannungsbandverletzungen oder thermische Überlastungen) durch den Einsatz eines verstärkten Transformators zusammen mit dem Leitungsausbau behoben werden können. Bei Verwendung von konventionellen und innovativen Betriebsmitteln, erfasst das Planungsverfahren – bei den zuvor angenommenen Kosten – die Substitutionszusammenhänge korrekt, indem der Leitungsausbau sowie der verstärkte Transformator durch einen regelbaren Ortsnetztransformator ersetzt werden.

Ein weiterer Netzausschnitt derselben Untersuchung ist in den Bildern 4 und 5 dargestellt.

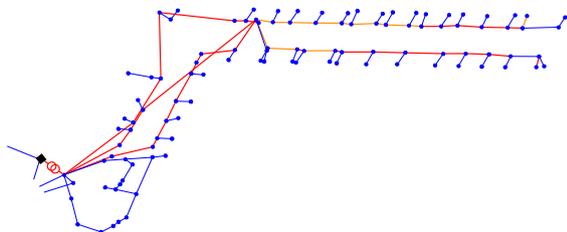


Bild 4 Konventionelles Planungsergebnis-2

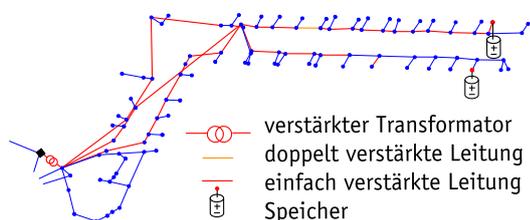


Bild 5 Innovatives Planungsergebnis-2

Bei diesen Untersuchungsergebnissen ist zu erkennen, dass der Leitungsausbau durch den Einsatz von Speichern substituiert werden kann. Weiterhin können doppelverstärkte Leitungen hin zu einfach verstärkten Leitungen reduziert werden. Allerdings ist es nicht möglich, den verstärkten Trafo durch den Einsatz von Speichern zu substituieren, da die gewählte Speichergröße dazu nicht ausreicht. Folglich werden in dieser Situation die Speicher nur zur Spannungshaltung eingesetzt.

Das entwickelte Planungsverfahren konnte für die untersuchte Versorgungsaufgabe sowohl ein konventionelles als auch ein innovatives Planungsergebnis generieren. Dabei wurden konventionelle Betriebsmittel – bei den vorgegebenen Kosten – durch innovative Betriebsmittel substituiert.

#### Ableitung von Netzplanungsgrundsätzen

In der abschließenden Projektphase werden aus der Gesamtheit der geplanten, innovativen Zielnetze durch Gegenüberstellung mit den jeweiligen konventionellen Planungslösungen sowie Planungsprozessen neue Netzplanungsgrundsätze abgeleitet. Diese können durch wiederkehrende Muster in den Zielnetzen, also ähnliche Lösungen für analoge Problemstellungen, erkannt werden. Entsprechende Heuristiken unterstützen den Identifizierungsprozess.

#### Literatur

- [1] FGH e.V.: Jahresbericht 2012
- [2] FGH e.V.: Jahresbericht 2013
- [3] EN 5016: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2011
- [4] FNN/VDE: AR-N 4105 – Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011
- [5] BDEW: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008
- [6] Man, K.F.; Tang, K.S.; Kwong, S.: Genetic Algorithms: Concepts and Applications. IEEE Transactions on industrial Electronics, vol. 43, No.5, 1996
- [7] dena: Verteilnetzstudie, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012

#### Ihre Ansprechpartner bei der FGH

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

## ProFuDiS – Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

BMWi-Forschungsprojekt

*Dieses unter dem Akronym „ProFuDiS“ geführte Projekt ([www.profudis.de](http://www.profudis.de)) wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert und von einem Konsortium aus Hochschulen/Forschungseinrichtungen (RWTH Aachen, HTW Saarland, FGH e.V.) mit Verteilnetzen befassten Unternehmen (RWE Deutschland AG, Omicron electronics GmbH, SMA Solar Technology AG) und mit Unterstützung und intensiver Begleitung durch ABB AG, Siemens AG, Schneider Electric GmbH sowie des NH/HH-Recycling e.V. durchgeführt. Die Konsortialführung nimmt das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen (IFHT) wahr.*

*Laufzeit: 01.12.2012 – 31.03.2016*

Nachdem die erste Phase im April 2014 abgeschlossen wurde, in der schutztechnische Herausforderungen in zukünftigen Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungs- (NS) Netzen qualitativ identifiziert und im Rahmen eines EW-Artikels exemplarisch umrissen wurden [1], stand im restlichen Jahresverlauf der Aufbau der Bewertungsmodelle und Methoden im Fokus.

Wie im Jahresbericht 2013 beschrieben, ist die Entwicklung eines Bewertungsverfahrens für den Netzschutz in der Mittel- und Niederspannungsebene unter Berücksichtigung des Einflusses von Verhaltensvorgaben für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Fehlerfall das grundlegende Ziel. Das Verfahren wird auf Basis des INTEGRAL-Datenmodells entwickelt, da dies einerseits eine mit vielen erforderlichen Grundfunktionalitäten ausgestattete Basis bietet und andererseits eine Übergabe an Anwender erleichtert. Aus diesem Grund ist die Praxistauglichkeit des Verfahrens eine wesentliche Grundvoraussetzung. Um diese zu gewährleisten, soll weiterhin eine quasistationäre Berechnungsmethode verwendet werden, wobei die in der Realität auftretenden dynamischen Effekte, beispielsweise durch die Einregelung der DEA auf einen neuen Betriebspunkt, im Fehlerfall vereinfacht abgebildet werden müssen. Die hierfür erforderlichen und in Bild 1 skizzierten einzelnen Ar-

beitsschritte werden im Folgenden genauer erläutert.

### Quasistationäre Modellierung

Quasistationäre Modelle der Netzkomponenten und Betriebsmittel sind in unterschiedlichen Netzmodellen und Berechnungsverfahren bei der FGH vorhanden und erprobt. Modelle für Schutzeinrichtungen und unterschiedliche Einspeisegruppen im Verteilungsnetz mussten jedoch für die Anwendbarkeit im Rahmen des Projektes erweitert werden. Vor allem die Abbildung des geforderten Blindstromverhaltens von Typ 2-Anlagen gemäß BDEW-Richtlinie ist in den aktuellen Verfahren in dieser Form noch nicht enthalten [2]. Hierbei ist eine Blindstromcharakteristik gemäß Kennlinien des Transmission Code 2007 [3] oder der SDLWindV [4] in der Mittelspannungsebene gefordert. Neben der Kennliniendarstellung auf der linken Seite von Bild 2 wird rechts die exemplarische Stromeinspeisung einer DEA im Normalbetrieb (blaue Pfeile) und im Fehlerfall (rote Pfeile) skizziert. Aus der Kennlinie resultiert das geforderte  $\Delta I_B$  abhängig von der Einbruchtiefe und der Kennliniensteigung (K). Der Anteil des Wirkstromes wird nicht explizit vorgegeben, so dass dem Hersteller die Höhe einer Wirkstromeinspeisung innerhalb der technischen Grenzen freigestellt wird.

Grundsätzlich ist das Verhalten von DEA im Fehlerfall somit von folgenden Faktoren abhängig:

- Spannungsebene und Netzbetreibervorgaben
- Technologie
- Umsetzung durch den Hersteller

Die sich dadurch ergebenden vielfältigen Gestaltungs- und Anwendungsmöglichkeiten haben einen großen Einfluss auf die auftretenden Ströme und damit auf die Reaktion von Schutzgeräten und wurden in der Modellbildung berücksichtigt.

### Entwicklung eines exakten iterativen Kurzschlussberechnungsverfahrens (EIKSB)

Die Wirkungsweise einer DEA als Stromquelle führt dazu, dass konventionelle Kurzschlussstromberechnungsverfahren gemäß der DIN VDE 0102 oder übliche exakte Verfahren (z.B. UNIFEH in INTEGRAL) nicht mehr ausreichen,

um eine für die Bewertung und Auslegung des Netzschutzes plausible Abschätzung des minimalen Kurzschlussstromes durchführen zu können. Zwar sehen aktuelle Entwürfe einer Weiterentwicklung der VDE 0102 eine Berücksichtigung aller DEA vor, doch steht einerseits die Verabschiedung mit ungewissem Datum noch aus, vor allem aber werden damit Einregelungseffekte wie beispielsweise die Reaktion der DEA-Blindstromeinspeisung auf die durch die eigene Einspeisung veränderte Klemmenspannung nur näherungsweise erfasst. Aus diesem Grund wird aktuell an der Entwicklung eines neuen exakten und iterativen Kurzschlussstromberechnungsverfahrens (EIKSB) gearbeitet. Das Verfahren orientiert sich an üblichen, für den Normalbetrieb bestimmten Leistungsflussberechnungsverfahren, bei denen über einen Newton-Raphson-Algorithmus iterativ die richtige und konvergente Lösung gefunden wird. Für die Umsetzung im

Rahmen einer quasistationären Kurzschlussstromrechnung müssen hierbei jedoch folgende Schwierigkeiten berücksichtigt werden:

- Vollständige dreiphasige Rechnung, um auch unsymmetrische Fehler abbilden zu können
- Berücksichtigung von Stromvorgaben an jedem Knoten
- Numerische Schwierigkeiten, welche durch die Kombination von sehr hohen Strömen und niedrigen Spannungen und Fehlerimpedanzen resultieren

Für dreipolige Kurzschlüsse liefert das Verfahren schon plausible Ergebnisse. Diese wurden in Netzen ohne DEA mit den Ergebnissen verglichen, welche UNIFEH für diese Netze berechnet. Zusätzlich wurde das Verfahren gegen einen anderen Ansatz vom IFHT erfolgreich validiert.

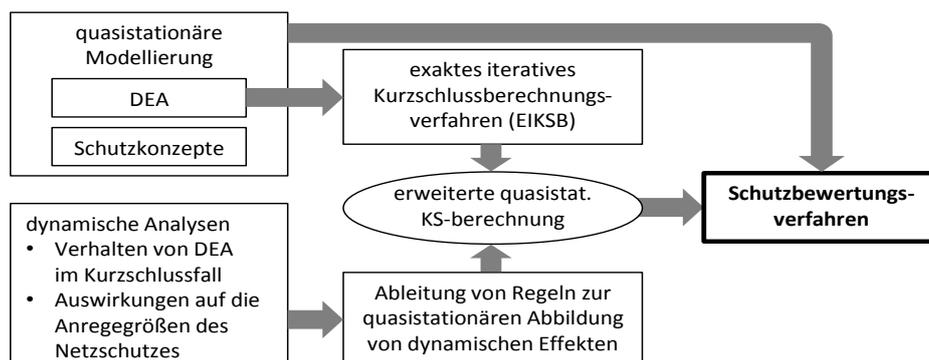


Bild 1 Skizzierung der wesentlichen Arbeitspakete im Jahr 2014

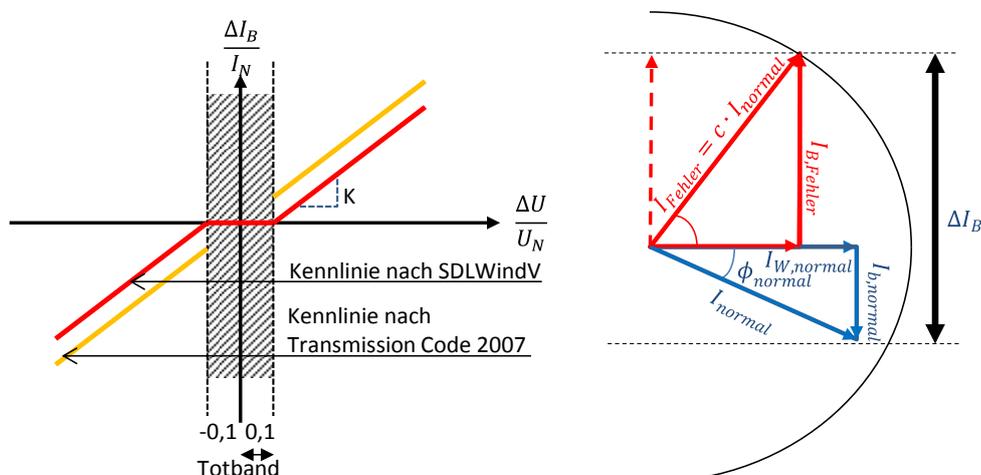


Bild 2 Vorgegebene Kennlinien der Blindstromvorgabe einer DEA bei Spannungseinbruch (links) und resultierender Interpretationsspielraum hinsichtlich des eingespeisten Wirkstromes im Fehlerfall (rechts)

### Dynamische Analysen zur Ableitung einer vereinfachten quasistationären Betrachtung

Durch die Anforderungen an das Verhalten von DEA im MS-Netz beim Fehlerfall entstehen auch neue dynamische Effekte, welche durch die Einregelung dieser Anlagen nach Fehlerertritt hervorgerufen werden. Es wird nach SDLWindV eine Einregelzeit von bis zu 60ms gefordert. Die dynamischen Effekte während dieser Einregelzeit können Auswirkungen auf das Verhalten des Netzschutzes haben. Zum einen ist hierdurch eine Schutzanregung und -auslösung in gesunden Abgängen oder des Reserveschutzes denkbar. Zum anderen könnten korrekt angeregte Schutzrelais zwischenzeitlich wieder zurückfallen, danach wieder angeregt werden und somit verspätet auslösen. Dies ist exemplarisch in Bild 2 dargestellt, in der ein Stromverlauf über einem leitungsabgangsseitigen Netzschutzgerät im MS-Netz abgebildet ist. Ein Fehler tritt nach 0,2 s auf. Die hohe in dem Netz installierte DEA-Leistung speist einen definierten stationären Blindstrom im Fehlerfall ein. Während des Einregelvorgangs verändert sich der vom Netzschutz gemessene Strom stark.

Es wird ersichtlich, dass das Schutzgerät nicht unmittelbar nach dem Fehler angeregt wird. Zusätzlich zeigt sich, dass es zu einem Rückfall der Anregung kommen kann (s. Bild 3 (3)), bevor die korrekte Auslösung erfolgt.

Somit würde sich die tatsächliche Schutz-auslösung deutlich verzögern.

Die Berücksichtigung dieser Effekte ist in der aktuellen Normgebung noch nicht abgedeckt. Aus diesem Grund sollen sie im Rahmen des Projektes identifiziert und bei der Schutzbewertung berücksichtigt werden, ohne von dem Ansatz der quasistationären Berechnung abzuweichen.

Die Idee ist, hierfür verschiedene Zeitpunkte zu berechnen, welche insgesamt eine Aussage über das korrekte Verhalten des Netzschutzes zulassen. Hierfür wurden in Bild 2 betrachtungsrelevante Zeitpunkte eingezeichnet:

1. Anfangskurzschlussstrom unmittelbar nach Fehlereintritt
2. Kurzschlussstrom nach Einschwingzeit der DEA
3. Kurzschlussstrom zum eigentlichen Zeitpunkt der Schutz-auslösung
4. Ggf. KS-Strom zum Zeitpunkt der Schutz-auslösung, wenn dynamische Effekte zu einer Auslöseverzögerung führen würden

Über Korrekturfaktoren und Regeln, welche vorab durch dynamische Simulationen und Analysen identifiziert werden, können diese Stützwerte im quasistationären Verfahren berechnet werden.

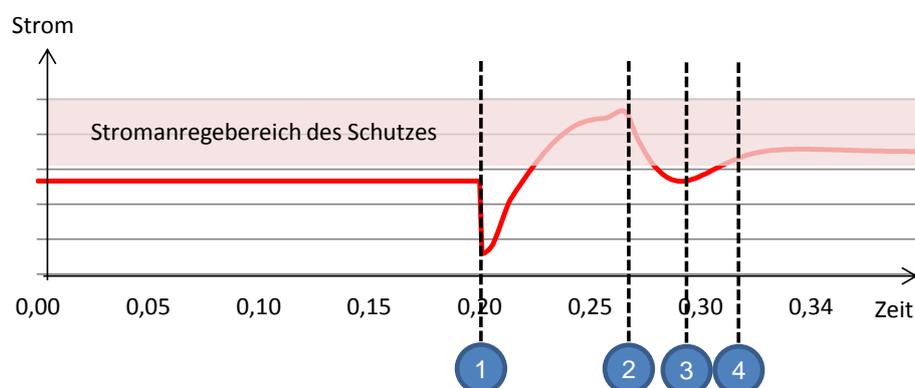


Bild 3 Exemplarischer Stromverlauf an einem abgangsseitigen Netzschutz nach Fehlereintritt in einem Netz mit hierher installierter DEA-Leistung

### **Schutzbewertungsverfahren und erste Ergebnisse**

Das Schutzbewertungsverfahren ist für den Gebrauch in passiven MS- und NS-Netzen und Netzen, in denen die dynamischen Verhaltensweisen von DEA ausgeblendet werden können, grundsätzlich schon nutzbar. Es können in Verteilungsnetzen übliche Schutzgeräte abgebildet und deren Selektivität und Parametrierung bewertet werden. Aktuell wird an einer optimierten Visualisierung der Ergebnisse gearbeitet, um beispielsweise die Selektivitätsgrenzen des Schutzkonzeptes, Staffelpläne oder Anregezuverlässigkeit und Auslösesicherheit abzubilden. Letztendlich sollen mit dem Verfahren Empfehlungen abgeleitet werden, wie mögliche durch DEA bedingte Probleme des Netzschutzes beseitigt werden könnten.

Eine weitere Veröffentlichung in Kooperation mit IFHT, SMA und RWE zum Thema „Quasistationäre Kurzschlussrechnung bei Berücksichtigung des dezentralen Anlagenverhal-

tens“ soll bei der CIRED 2015 im Juni erscheinen.

### **Literatur**

- [1] Jäkel, M.; Glinka, F.; Igel, M.: Herausforderungen an den Netzschutz, ew, vol. 2015, no. 1, pp. 52–54, 2015
- [2] bdew: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Technische Richtlinie, Berlin, Juni 2008
- [3] VDN: TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2007
- [4] Bundesumweltministerium (BMU): Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen: SDLWindV, 2009

### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts  
Dipl.-Wirt.-Ing. Manuel Jäkel

## Raumoptimierte Freileitungen – compactLine

BMWi-Forschungsprojekt

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.

Laufzeit: 01.12.2013 – 31.03.2018

Dem Netzausbau kommt eine Schlüsselrolle bei der Integration erneuerbarer Energien zu. Der in der Bevölkerung vorherrschenden Akzeptanzproblematik gegenüber neu zu errichtenden Freileitungstrecken wird versucht mit innovativen Freileitungskonzepten entgegenzuwirken, welche als weniger raumgreifend empfunden werden und das Landschaftsbild weniger beeinträchtigen.

Das Ziel des F&E-Vorhaben „compactLine“ ist es, mit einer neuartigen 380-kV-Freileitungsbauweise, durch eine Reduzierung des Leiterseildurchhangs, die Höhe der Freileitungsmaste und die Trassenbreite deutlich zu reduzieren. Es ist geplant eine Versuchsanlage zu

realisieren, die anschließend hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit untersucht wird.

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 elektrische Prüfungen der neuen Freileitungskomponenten zu koordinieren.

Für die Simulation der elektromagnetischen Felder und der Koronageräusche wurde zunächst ein Berechnungstool erstellt, mit dessen Hilfe die Geometriedatensätze der Leitung automatisiert erzeugt und von der Simulationssoftware eingelesen werden können. Basierend auf den wesentlichen Freileitungsparametern, wie Mastgeometrie (Position Leiter und Erdseile), Spannfeldlänge, Durchhang des Leiterbündels, Bodenabstand, Bündelleiterabstand, Anzahl der Teilleiter, Leiterseilarten, Phasenlage, Leiterströme und Leiterspannungen können auf diese Weise eine Vielzahl von Parametervariationen durchgeführt werden, ohne dabei für jede Einzeländerung mehrere tausend Koordinatenpunkte manuell anpassen zu müssen (Bild 1).

Mastbild WV - magnetische Flussdichte

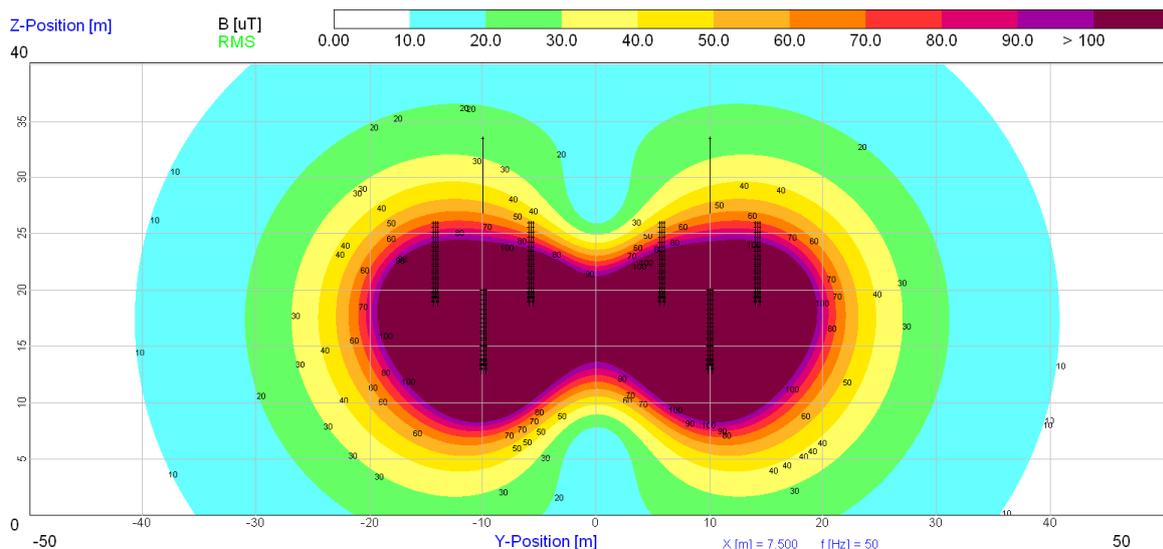


Bild 1 380 kV Freileitung mit zwei Systemen - Verteilung der magnetischen Flussdichte im Einflussbereich der Freileitung

Das innovative Konzept zur Reduzierung des „Landschaftsverbrauch“ im Projekt compact-Line besteht darin, die Leiterbündel in Form von Girlanden an gespannten Stahlseilen mit geringem Durchhang aufzuhängen, welche sich dadurch auf demselben Potential wie die Leiterbündel befinden. Auf diese Weise wird eine Reduzierung des Gesamtdurchhangs um die Hälfte angestrebt. Die konstruktiven Änderungen, welche sich durch die neue Tragseilkonstruktion im Vergleich zu herkömmlichen Freileitungen ergeben, konnten im Berechnungstool ebenfalls berücksichtigt und in Simulationsreihen variiert werden.

Es wurden verschiedene Einflussfaktoren auf die zu erwartenden elektromagnetische Felder und Koronageräusche in den Simulationen untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass der im ersten Ansatz gewählte maximale Durchhang des Leiterbündels unterhalb des Stahltragseils zu keinen Problemen in Bezug auf Koronageräusche führen wird. Der Durchhang könnte ggf. noch erhöht werden, ehe eine deutliche Verschlechterung der Geräuschemission zu erwarten ist. Weiterhin wurden

konventionelle Bündelleiter mit einer Einzel- und Doppeltragseilanordnung verglichen. Die Stahltragseile verhalten sich hierbei wie zusätzliche Bündelleiter, solange diese nicht zu weit aus dem Leiterbündel herausragen. Hierdurch können die grundsätzlich höheren Randfeldstärken, welche sich durch die angestrebte engere Phasenführung ergeben, teilweise kompensiert werden. Bei Einsatz des innovativen Freileitungssystems kann deshalb mit mindestens gleichbleibenden, wenn nicht sogar mit niedrigeren Geräuschemissionen gerechnet werden.

Die generell kompaktere Bauform der innovativen Freileitung mit geringeren Phasenabständen wirkt sich aufgrund einer weniger stark ausgeprägten Unsymmetrie grundsätzlich positiv auf die elektromagnetische Feldbelastung aus. Der Grenzwert für elektrische Felder wird nur im Bereich direkt unterhalb der Freileitung und dabei lediglich für einzelne Phasenbelegungen überschritten. Dieser Bereich dient jedoch in den meisten Fällen nicht dem „zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen“ (Auszug 26. BImSchV).

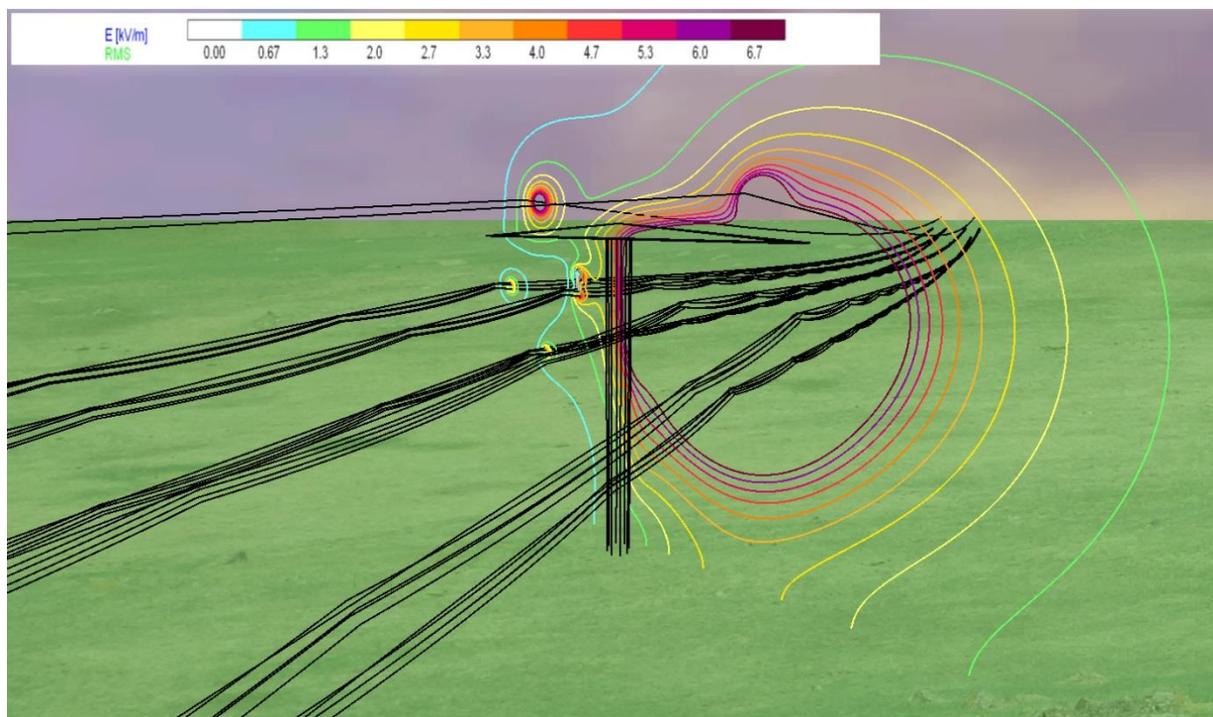


Bild 2 Verteilung der elektrischen Feldstärke bei einem System in Betrieb und einem abgeschaltetem System

Weiterhin wurden Berechnungen für das neuartige Freileitungssystem durchgeführt, um die Belastung von Personen durch elektromagnetische Felder und Gefährdungen durch induzierte Berührungsspannungen bei Wartungsarbeiten einzuschätzen (Bild 2). Dabei wurde vorausgesetzt, dass ein System weiterhin in Betrieb bleibt. Die Grenzwerte für magnetische Felder werden hierbei selbst bei maximaler Auslastung der Freileitung nicht überschritten. Elektrische Felder übersteigen teilweise den Expositionsbereich 2 nach BGV-B11, bleiben jedoch noch deutlich unterhalb der Grenzwerte für den Expositionsbereich 1 und Bereiche erhöhter Exposition.

Da Leiterbündel und Stahltragseil elektrisch verbunden sind, ist untersucht worden, in welchem Verhältnis sich der Betriebsstrom der Leitung zwischen Leiterbündel und Tragseil aufteilt. Dazu wurden die Leiter- und Tragseilimpedanzen in Abhängigkeit von Temperatur und Skin-Effekt ermittelt. Unter Berücksichtigung der magnetischen Kopplung zwischen Leiterbündel und Tragseil konnte daraus die Stromverteilung bestimmt werden. Dabei zeigte sich eine starke Abhängigkeit von der Permeabilitätszahl, welche im Fall der eingesetzten Stahltragseile noch weitgehend unbekannt ist. Es ergaben sich für den möglichen Wertebereich der Permeabilität von Stahl Ströme im Tragseil von 0,1 % bis zu 16 % des Gesamtstromes. Eine genauere Bestimmung der Stromverteilung wird daher nur durch eine Messung der Ströme im Rahmen der elektrischen Prüfungen möglich sein.

Die geringeren Leiterabstände führen außerdem zu einer erhöhten Betriebskapazität im Vergleich zu herkömmlichen Freileitungen. Es ist dabei mit Änderungen im einstelligen Prozentbereich zu rechnen.

Zur Vorbereitung der elektrischen Prüfungen wurden zunächst die notwendigen Einzelprüfungen identifiziert und der Aufwand und die Kosten für die Prüfaufbauten mit dem Prüffeld abgeschätzt. Es sollen unter anderem Erwärmungsprüfungen, Stoßkurzeitstromprüfungen und dielektrische Prüfungen durchgeführt werden. Die genaue Anzahl der Prüfvarianten wird nach Abschluss der Eislastabwurftests, Lastumlagerungsversuchen und

weiterer mechanischer Prüfungen genauer definiert. Derzeit wird mit einem Beginn der elektrischen Prüfungen im 3. Quartal 2015 gerechnet.

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 raumoptimierte 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.

**Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

Dipl.-Ing. Jan Scheffer

## LISA – Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen

BMWi-Forschungsprojekt

*Mit der Arbeit an diesem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der Pfalzwerke AG, der Pfalzwerke Netz AG, Power Plus Communications AG, der A. Eberle GmbH & Co.KG, der IDS GmbH sowie der Technischen Universität Kaiserslautern im September 2014 begonnen.*

*Laufzeit: 1.9.2014 – 28.2.2017*

In Deutschland werden aktuell ca. 24 % des Bruttostromverbrauchs bereits durch regenerativ erzeugte Energie gedeckt. Bis zum Jahr 2020 soll dieser Anteil politisch motiviert auf 35 % steigen. Der größte Anteil dieser Anlagen wird am Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen, wodurch Probleme mit der Spannungshaltung und Betriebsmittelüberlastungen zu erwarten sind. Der trotz stagnierender Vergütungssätze stetige Zubau dezentraler, volatiler Erzeuger aus erneuerbaren Energien stellt damit große Herausforderungen an die Netzbetriebsführung. Der begrenzende Faktor für die Aufnahmefähigkeit von ländlichen Niederspannungsnetzen für dezentrale Elektrizitätserzeugung ist derzeit im Wesentlichen in der Spannungshaltung zu sehen. Bereits heute wird das zulässige Spannungsbereich in ländlichen Niederspannungsnetzen vielerorts überschritten, wodurch eine Destabilisierung der Netze sowie eine Netztrennung von PV-Anlagen und anderen dezentralen Erzeugern folgen können.

Derzeit fehlt den Netzbetreibern ein Leitfaden, der aufzeigt, welche Kombination aus Mechanismen zur Spannungshaltung für die netzspezifischen Situationen am besten geeignet ist. Zudem fehlen Hinweise oder Empfehlungen für die technische Umsetzung eines Regelkonzeptes, welches die Koordination mehrerer Regelmechanismen im Netz übernimmt.

Die Entwicklung und Erstellung eines Leitfadens zum wirtschaftlich und technisch koordinierten sowie kombinierten Einsatz von Mechanismen zur dynamischen Spannungshaltung in Abhängigkeit der Netzsituation, definieren das Hauptziel des Projektes. Zudem soll ein Regelkonzept zur Synchronisation der Regelvorgänge im Niederspannungsnetz inklusive Rückfalloption erstellt werden, so dass die Versorgungssicherheit auch bei Ausfall der Kommunikation gesichert ist. Da die Synchronisation auf der Kommunikation zwischen beispielsweise Regeleinrichtungen untereinander basiert, soll ein Planungskonzept für Kommunikationsinfrastruktur zur Anbindung der unterschiedlichen Mechanismen zur Spannungshaltung erarbeitet werden. Die Erkenntnisse fließen ebenso in den Leitfaden ein.

Zur Verifikation der Ergebnisse sind Tests an ausgewählten Systemkonfigurationen mit realen Systemkomponenten im Labor vorgesehen, um auch stark gestörte und sogar unzulässige Systemzustände zu untersuchen, die im Feldtest im laufenden Netzbetrieb mit Rücksicht auf die Kunden und deren Versorgungssicherheit nicht darstellbar sind. Abschließend sollen die Systemkomponenten in realen Netzen der Pfalzwerke implementiert und das mit Hilfe des Leitfadens theoretisch vorhergesagte Verhalten, in einem Praxistest verifiziert werden.

Die integrative Vorgehensweise lässt erwarten, dass die Optionen zur Verbesserung der Spannungshaltung, insbesondere in ländlich geprägten Ortsnetzen, abschließend geklärt werden können und damit klare Handlungsempfehlungen sowohl an die Hersteller von Komponenten und Systemen als auch an die Verteilungsnetzbetreiber gegeben werden können.

### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dr.-Ing. Gregor Brammer

Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

## U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung Handlungsempfehlungen für den sicheren und stabilen Betrieb von Verfahren zur statischen Spannungshaltung

BMWi-Forschungsprojekt

*Das Projekt „U-Control“ wird vom BMWi mit einer Laufzeit von 3 Jahren gefördert. Die FGH führt zusammen mit der TU Braunschweig, der TU München und der RWTH Aachen, eine Studie durch, mit dem Ziel neue Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung zu bewerten und deren wechselseitige Beeinflussung zu untersuchen. Die Netzbetreiber Bayernwerk, INFRAWEST und NetzeBW sowie die Anlagenhersteller MR und SMA, unterstützen das Projekt mit ihrer Expertise. Laufzeit: 1.11.2014 – 31.10.2017*

### Motivation und Zielstellung

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

In dem hier dargestellten Forschungsprojekt sollen erstmals 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 Zusammen-

spiel mit anderen Verfahren zur Spannungshaltung?

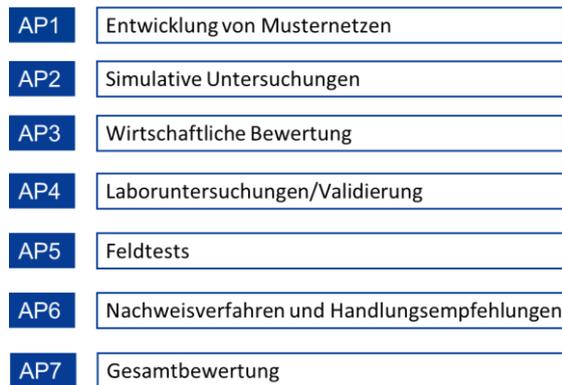
- Welche Anforderungen müssen an die Parametrierung der Verfahren bezüglich Stabilität gestellt werden?
- Wie sehen die wirtschaftlichen Aufwände aus?
- Wie sehen valide Nachweisverfahren aus, um die breite Umsetzung der Anforderungen in den Verteilnetzen zu gewährleisten?

Mit der Betrachtung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen, einer Vielzahl an unterschiedlichen Spannungshaltungsverfahren und deren Wechselwirkungen sowie umfangreichen Tests in unterschiedlichen Laborumgebungen deckt das Projekt U-Control einen größeren Untersuchungsrahmen ab, als die Vorgängerstudie [1], die von den in diesem Projekt beteiligten wissenschaftlichen Partnern für das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) erarbeitet wurde (s. auch S. 48). 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.

### Projekttablauf

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

Zu den simulativen Untersuchungen von AP2 werden ebenfalls Berechnungen im transienten und subtransienten Zeitbereich gehören, um das Zusammenspiel verschiedener Verfahren (z.B. 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.



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

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

Die Entwicklung von Nachweisverfahren und technischen Handlungsempfehlungen in AP6 ist, neben den transienten Simulationen (AP2), thematischer Schwerpunkt der FGH. Zuletzt werden die über den Verlauf der Studie

gesammelten Erkenntnisse im Rahmen der Gesamtbewertung in AP7 zusammengetragen.

#### Literatur

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

#### Ihre Ansprechpartner bei der FGH:

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

## UMBRELLA – Toolbox for Common Forecasting, Risk Assessment, and Operational Optimisation in Grid Security Cooperations of Transmission System Operators

EU-Forschungsprojekt

*Das EU-Forschungsprojekt UMBRELLA wird von der Europäischen Kommission (EC) innerhalb des 7. Rahmenprogramms (FP7) während einer Projektlaufzeit von vier Jahren gefördert. Das Projektkonsortium besteht aus 15 Mitgliedern aus den Bereichen Energieversorgung und Forschung. Hierzu zählen neun europäische Übertragungsnetzbetreiber, fünf Universitäten sowie die FGH e.V. [1].*

*Laufzeit: 01.01.2012 – 31.12.2015*

Ziel des Projektes ist es, ein Software-Werkzeug für europäische Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu entwickeln, das diese bei der Bewältigung der stetig zunehmenden Herausforderungen in der Betriebsplanung und -führung optimal unterstützt.

Die stetig steigende Komplexität dieser beiden Prozesse ist einerseits mit dem rasanten Anstieg der Anschlusszahlen von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) auf Basis regenerativer Energiequellen und andererseits mit der Intensivierung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Europa zu erklären. Während der erstgenannte Aspekt insbesondere in Deutschland eine Folge der politisch motivierten „Energiewende“ ist, lässt sich die letztgenannte Entwicklung auf die Integration der europäischen Energiemärkte zurückführen.

Neben dem Anstieg der Komplexität führen diese Entwicklungen zu steigenden Unsicherheiten bei der Prognose zukünftiger Systemzustände. Grundlage für die Prognose zukünftiger Systemzustände bildet die Vorhersage der Netznutzung für einen definierten Zeitpunkt, die maßgeblich von den genannten Entwicklungen beeinflusst wird. Durch die Verfügbarkeit innovativer Betriebsmittel – hier sind beispielsweise leistungselektronische Bauelemente zur Lastflusssteuerung zu nennen – stehen dem Übertragungsnetzbetrieb allerdings bereits heute zusätzlich Freiheits-

grade zur Einhaltung der Systemsicherheit zur Verfügung.

Das im Rahmen von UMBRELLA zu entwickelnde Software-Werkzeug soll zur möglichst effizienten Ausnutzung dieser Freiheitsgrade beitragen.

Zur Einhaltung dieser Anforderungen sind für das Software-Werkzeug folgende innovative Verfahren zu entwickeln:

- Prognose zukünftiger Systemzustände unter Berücksichtigung von Unsicherheiten
- Risikobasierte Bewertung der prognostizierten Systemzustände
- Optimierte Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade

Die zu entwickelnden Verfahren werden in Form einer Toolbox, die sowohl in der Betriebsplanung als auch -führung zum Einsatz kommen kann, zusammengeführt. Das Konzept und die grundsätzliche Funktionsfähigkeit dieser Toolbox werden anhand eines Prototyps auf Basis realitätsnaher Testfälle geprüft und nachgewiesen.

Das Projekt ist in die folgenden Arbeitspakete (Work Package: „WP“) gegliedert:

- WP1: Projektmanagement
- WP2: Prognose
- WP3: Optimierung
- WP4: Risikobewertung
- WP5: Synthese und Entwicklung eines Prototyps
- WP6: Demonstration und Testen des Prototyps
- WP7: Veröffentlichung der Ergebnisse

Unter Vernachlässigung der Arbeitspakete mit einem administrativen bzw. organisatorischen Hintergrund, ist in dem nachfolgenden Bild 1 eine Übersicht über die Abhängigkeiten zwischen den Arbeitspaketen dargestellt.

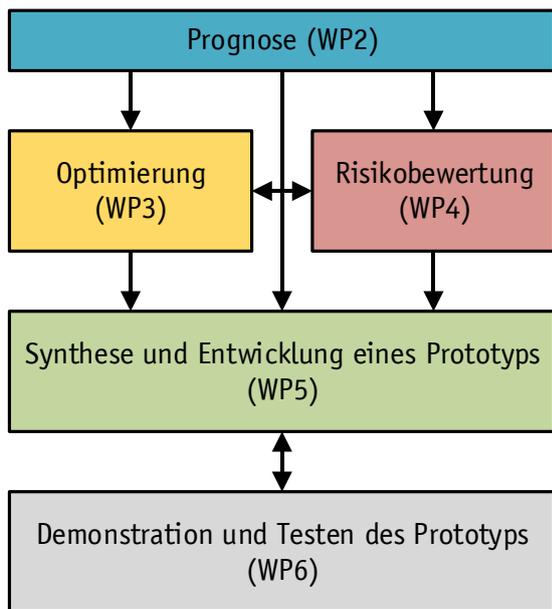


Bild 1 Fachliche Arbeitspakete und ihre Abhängigkeiten untereinander im Rahmen des Projekts UMBRELLA

Es wird deutlich, dass die Ergebnisse der im Rahmen von WP2 entwickelten Methodik zur Prognose zukünftiger Systemzustände ein wichtiges Eingangsdatum für die Bereiche Optimierung und Risikobewertung darstellt. Die Ergebnisse der WP2, 3 und 4 werden im Zuge von WP5 zusammengeführt und bilden die Basis für die Entwicklung des Prototyps der Toolbox.

Aufgabe des WP6 ist die Anwendung und Überprüfung des entwickelten Prototyps. Nach dem Abschluss der Testphase wird der Prototyp und das zugrunde liegende Konzept der Öffentlichkeit im Rahmen von Workshops vorgestellt.

Die FGH hat im Jahr 2014 wesentliche Beiträge zu den WPs 2, 3 und 5 geliefert, die im Folgenden detailliert dargestellt werden.

In Anlehnung an das Entso-e Operation Handbook [2] ist in Bild 2 der aktuelle Prozess des „Day-Ahead Congestion Forecasts (DACF)“ schematisch dargestellt.

ÜNB A ermittelt auf Basis von Prognosen in Bezug auf die Netztopologie des Austauschprogramms und der Netznutzung des Systemzustands für einen definierten Zeitpunkt am Folgetag. Zur Ermittlung der Netznutzung wird für jeden Knoten die aggregierte Wirk- und

Blindlast bzw. Einspeisung prognostiziert, d.h. falls an einem Knoten sowohl Lasten und Einspeisungen vorhanden sind, wird die Summe der zugehörigen Prognosen gebildet. Das Vorgehen wird in Bild 3 verdeutlicht.

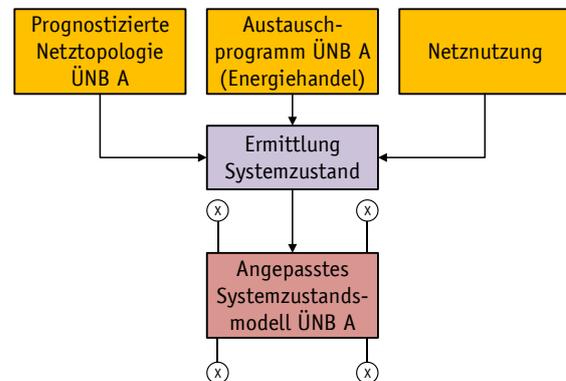


Bild 2 DACF-Prozess am Beispiel des ÜNB A (Schema)

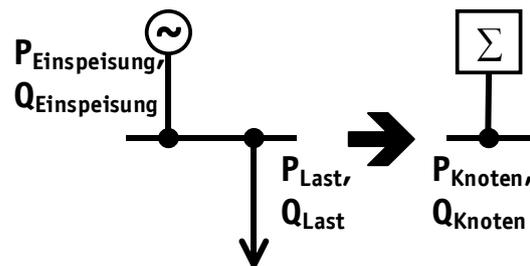


Bild 3 Aggregation von Lasten und Einspeisungen an einem beispielhaften Übertragungsnetzknotten (DACF)

Die Summe der an diesem beispielhaften Übertragungsnetzknotten angeschlossenen Wirk- und Blindeinspeisung bzw. -last wird gebildet und für die Ermittlung der zukünftigen Netznutzung verwendet. Der so ermittelte Systemzustand wird ggf. angepasst und nach dem Hinzufügen der Kuppel- bzw. X-Knoten als Verbindungsstellen zu angrenzenden Netzbereichen/Regelzonen an entso-e übermittelt. Dieser deterministische Prognoseansatz berücksichtigt keine potenziellen Prognosefehler und führt bei steigender Volatilität der Einflussfaktoren, z.B. der Einspeisung aus DEA, zu einer wachsenden Unsicherheit für die Systemsicherheit. Der im Rahmen von WP2 entwickelte Ansatz für die Prognose zukünftiger Systemzustände basiert auf den deterministischen Prognosen aus dem DACF-Prozess, allerdings erfolgt hier eine

detaillierte Betrachtung der an einem Übertragungsnetzknoden vorhandenen Lasten und Einspeisungen. Dieser Ansatz wird in Bild 4 skizziert.

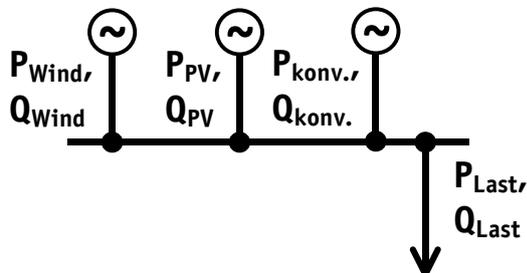


Bild 4 Beispiel für den in WP2 entwickelten Prognoseansatz

Im Gegensatz zum bisherigen Vorgehen (Bild 3) gemäß dem DACF-Prozess werden hier für jeden Knoten im Übertragungsnetz Prognosen für Wind-, PV- und konventionelle Einspeisungen erstellt. Darüber hinaus erfolgt eine Prognose der Wirk- und Blindlast am jeweiligen Knoten. Das Modell zur Vorhersage der Blindlast wurde bei der FGH entwickelt und erfolgreich getestet. Als Grundlage für die Prognose der Wind- und PV-Einspeisungen dienen die Vorhersagen für die gesamte betrachtete Regelzone, die den Übertragungsnetzknoden mit Hilfe eines ebenfalls entwickelten Verteilungsschlüssels zugeordnet werden. Zusätzlich wird im Gegensatz zum bisherigen Vorgehen den Unsicherheiten durch die Abschätzung der Prognosefehler Rechnung getragen. Aus den Wahrscheinlichkeitsverteilungen dieser Prognosefehler werden unter Berücksichtigung der Abhängigkeiten, die zwischen den verschiedenen Faktoren bestehen, Stichproben entnommen. Aus diesen Stichproben lassen sich nun für einen definierten Zeitpunkt Netznutzungsfälle gewinnen, denen wiederum eine Auftretswahrscheinlichkeit zugeordnet werden kann. Die Bestimmung dieser Auftretswahrscheinlichkeit bildet die Grundlage für die Risikobewertung, die Gegenstand des WP4 ist.

Ziel des WP3 ist die Entwicklung eines Optimierungssystems mit dessen Hilfe ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden soll. Es sollen dabei die unterschiedlichen Anforderungen an ein Optimierungsverfahren sowohl

in der Betriebsplanung als auch -führung berücksichtigt werden.

Für einen Einsatz in der Betriebsplanung der ÜNB wurde ein Verfahren entwickelt, das auf Basis der deterministischen Vorhersage zukünftiger Systemzustände eine Optimierung vornimmt. Ziel der Optimierung ist die kostenminimale Herbeiführung sicherer Systemzustände. Dabei werden alle Maßnahmen des Übertragungsnetzbetriebs inkl. lastflusssteuernder Betriebsmittel, Nebenbedingungen inkl. Berücksichtigung von Zeitkopplungen sowie betriebliche Einschränkungen, wie z. B. eine Begrenzung der Anzahl der Eingriffe im Netzbetrieb, angemessen berücksichtigt. Die Nebenbedingungen der Optimierung resultieren aus dem deterministischen (n-1)-Kriterium. Exemplarisch werden die Eingangsgrößen (blau) dieser deterministischen Optimierung in Bild 5 anhand einer Zustandsgröße dargestellt. Auf Basis der deterministischen Vorhersage der Zustandsgrößen (z.B. Leitungsauslastung) werden mit Hilfe des Verfahrens Grenzwertverletzungen (z.B. Überschreitung der thermischen Stromtragfähigkeit) unter Berücksichtigung (zeitkoppelnder) Nebenbedingungen verhindert. In dem dargestellten Beispiel (Bild 5) wird der zulässige Grenzwert in  $t_{x+6}$  überschritten, weshalb ein Eingriff in den Netzbetrieb (z.B. Schaltmaßnahme) nötig ist. Die Optimierung liefert als Ergebnis die notwendigen kostenminimalen Maßnahmen.

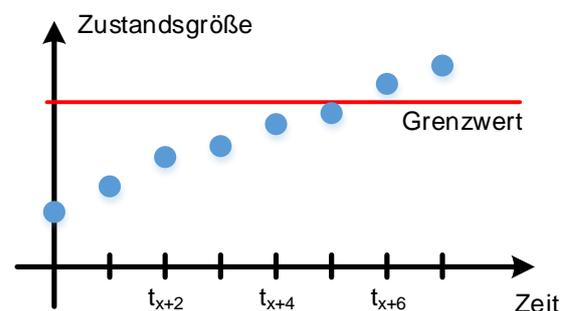


Bild 5 Eingangsparameter der deterministischen Optimierung

Das deterministische Optimierungsverfahren wurde bereits erfolgreich in den Prototypen der Toolbox integriert und von den ÜNB getestet.

Das deterministische Optimierungsverfahren wurde in einem nächsten Schritt erweitert, um die Unsicherheit der Prognose zukünftiger Systemzustände berücksichtigen zu können. Die Modelle zur Nachbildung der Unsicherheiten werden in WP2 entwickelt und der Optimierung übergeben. Das Ziel dieser probabilistischen Optimierung ist es, die Auftretswahrscheinlichkeit von Grenzwertverletzungen zu minimieren. Auf diese Weise kann selbst im ungünstigsten Fall („Worst Case“) mit hoher Wahrscheinlichkeit ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden. Darüber hinaus können neben dem deterministischen (n-1) Kriterium alternative, probabilistische Kriterien bei der Optimierung berücksichtigt werden. Diese Kriterien sind ein Ergebnis des WP4.

Bild 6 zeigt beispielhaft die Eingangsgrößen (blau) dieser probabilistischen Optimierung anhand einer Zustandsgröße. Im Gegensatz zur deterministischen Optimierung wird für die Zustandsgröße ein Bereich möglicher Ausprägungen vorhergesagt. So kann es bereits zum Zeitpunkt  $t_{x+4}$  im ungünstigen Fall zu einer Verletzung des Grenzwertes kommen. Die probabilistische Optimierung berücksichtigt diese Auftretswahrscheinlichkeit. Die FGH hat in diesem Zusammenhang ein Konzept entwickelt, mit dem optimale Schaltzustände unter der Berücksichtigung von Unsicherheiten und betrieblichen Randbedingungen bestimmt werden können.

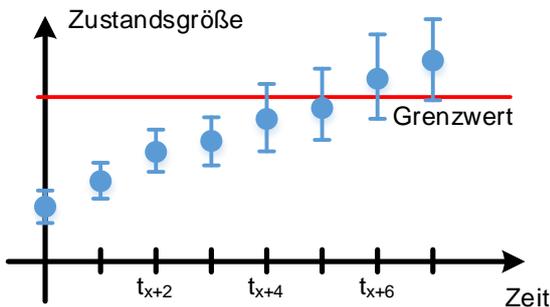


Bild 6 Eingangsparameter der probabilistischen Optimierung

Trotz der Optimierung prognostizierter Systemzustände in der Betriebsplanung, kann die Betriebsführung mit einem kritischen Systemzustand konfrontiert werden, der nicht in der Planung berücksichtigt wurde. Dies kann

z.B. im Falle unerwarteter Änderungen bei der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen auftreten. Damit solche Systemzustände in der Betriebsführung beherrscht werden können, wurde ein Optimierungsverfahren für einen Einsatz in Echtzeit entwickelt. Dieses Verfahren muss auf der einen Seite besonders schnell eine zulässige Lösung liefern. Auf der anderen Seite können Anforderungen aus der Betriebsplanung, wie z.B. zeitkoppelnde Nebenbedingungen oder möglichst kostenminimale Maßnahmen vernachlässigt werden. In Bild 7 ist exemplarisch anhand einer Zustandsgröße der Eingangsparameter (blau) der Optimierung dargestellt. In grauer Farbe dargestellt ist die bis zum aktuellen Zeitpunkt  $t_x$  aufgetretene Ausprägung der Zustandsgröße. Zum aktuellen Zeitpunkt liegt hier eine Grenzwertverletzung vor, die vom Verfahren durch optimierte Maßnahmen schnellstmöglich beseitigt werden muss.

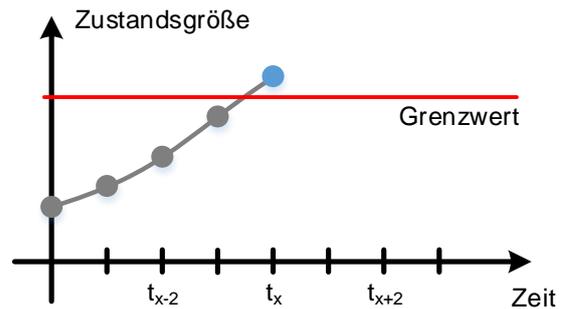


Bild 7 Eingangsparameter der Optimierung in Echtzeit

Die Implementierung des Prototyps im Rahmen von WP5 wird federführend von der FGH durchgeführt. Die WP5-Arbeitsschritte sowie die Schnittstelle zu den Ergebnissen der WPs 2, 3 und 4 sind in Bild 8 schematisch dargestellt.

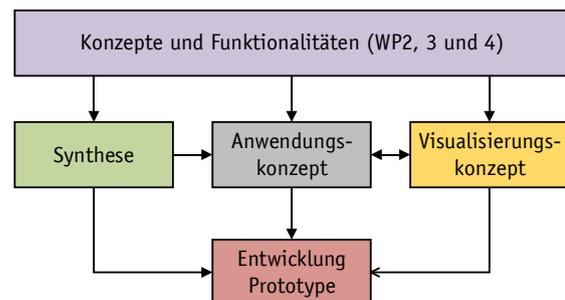


Bild 8 Struktur WP5

Die in den Arbeitspaketen 2, 3 und 4 erarbeiteten Konzepte und Funktionalitäten bilden die Grundlagen für die im Rahmen von WP5 durchzuführenden Synthese und der zu entwickelnden Konzepte für die Anwendung sowie für die Darstellung der Ergebnisse der Toolbox. Diese drei Arbeitsschritte liefern wiederum die Basis zur Entwicklung des Prototyps. Die Synthese der Konzepte und Funktionalitäten mit den von den ÜNB formulierten Anforderungen an die Toolbox wurde im Jahr 2014 abgeschlossen.

Die Abstimmung mit den Projektpartnern, welche der entwickelten Funktionalitäten in den Prototyp zu integrieren sind, fand im Zeitraum vom 29.09. - 1.10.2014 in Ljubljana (Slowenien) statt.

Das in Form eines Workshops durchgeführte Treffen bestand zum einen aus der Vorstellung und anschließender Diskussion der entwickelten Funktionalitäten und Module und zum anderen aus der Definition der für das Zusammenwirken der ausgewählten Funktionalitäten und Module, z.B. für den Datenaustausch, erforderlichen Schnittstellen.

Weiterhin wurde im Rahmen dieses Workshops die Konfiguration des Prototyps diskutiert. Als Optionen standen ein zentraler und ein dezentraler Ansatz zur Wahl. Die Entscheidung fiel auf die in Bild 9 skizzierte zentrale Konfiguration.

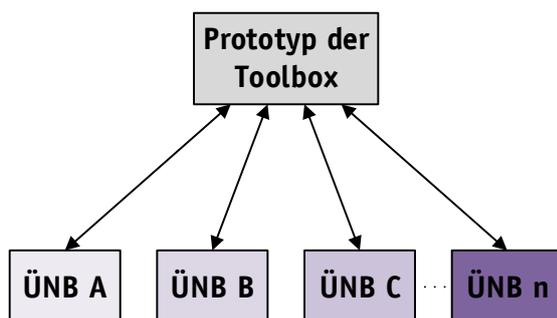


Bild 9 Dezentrale Konfiguration des Prototyps

Der Prototyp der Toolbox wird auf einem zentralen Server, der von der FGH bereitgestellt und betreut wird, installiert, auf den die dem Projekt-Konsortium angehörenden ÜNB zu Testzwecken Zugriff erhalten. Dieser Aufbau bietet gegenüber einer dezentralen Konfiguration u.a. die folgenden Vorteile:

- Die erforderliche Rechenzeit des Prototyps wird maßgeblich durch die Rechenleistung des zentralen Servers bestimmt und nicht durch jene der Anwender (ÜNBs). Dadurch wird gewährleistet, dass jedem Tester in Bezug auf diesen Aspekt gleiche Bedingungen zur Verfügung stehen. Insbesondere für die Evaluierung des Prototyps lassen sich so vergleichbare Ergebnisse erzielen.
- Notwendige Aktualisierungen der Toolbox-Software sind nur auf dem zentralen Server durchzuführen und nicht auf jedem der n-ÜNB-Rechner. Der erforderliche Zeitaufwand für diese im Laufe der Testphase erfahrungsgemäß mehrfach durchzuführenden Aktualisierungen ist folglich deutlich geringer im Vergleich zu einer dezentralen Architektur. Zudem steht allen Testern somit stets die aktuellste Version zur Verfügung.

Eine vorläufige Version des Prototyps der Toolbox, die einen Teil der im Rahmen von WP3 entwickelten Funktionen zur deterministischen Optimierung umfasst, wurde im Dezember 2014 im Rahmen einer Testveranstaltung erfolgreich eingesetzt. Weitere Veranstaltungen sind für das Jahr 2015 geplant, sobald weitere Konzepte und Funktionalitäten in den Prototypen integriert worden sind. Zur Jahresmitte 2015 erfolgt mit der Implementierung der verbleibenden Funktionalitäten die Fertigstellung des Prototyps.

#### Literatur

- [1] Projekt Umbrella, [www.e-umbrella.eu](http://www.e-umbrella.eu)
- [2] Entso-e Continental Europe Operation Handbook, A4 – Appendix 4: Coordinated Operational Planning

#### Ihre Ansprechpartner bei der FGH:

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

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

EU-Forschungsprojekt

Dieses unter dem Akronym „evolVDSO“ geführte Projekt ([www.evolvdso.eu](http://www.evolvdso.eu)) wird von der europäischen Kommission im Rahmen eines Konsortiums aus Universitäten/Forschungsinstituten (darunter die FGH e.V.), Verteilnetzbetreibern (darunter RWE Deutschland/Westnetz), Europäischen Institutionen und neuen Market-Playern durchgeführt und stellt die zukünftigen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in den Fokus. Laufzeit: 01.09.2013 – 31.12.2016

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix und seine Bedeutung für das elektrische Versorgungssystem, zusammen mit dem ebenfalls steigenden Anteil an steuerbaren Lasten, erfordert eine Weiterentwicklung des gesamten Elektrizitätssystems und seines Betriebs. Das Projekt „evolVDSO“ („Entwicklung von Methoden und Tools für neue und zukünftige Rollen von Verteilnetzbetreibern zur effizienten Netzintegration der Erneuerbaren Energien“) soll für diese Herausforderungen Antworten finden, wobei der Fokus auf der Verteilnetzebene und den Aufgaben ihrer Betreiber liegt.

Zielsetzung ist es, ausgehend von zukünftigen Rollen der Verteilnetzbetreiber, Methoden und Tools zu entwickeln, die notwendig sind, um die mit den neuen Rollen verknüpften Aufgaben und Services 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.

Über die erste Projektphase, in der Entwicklungsszenarien (AP1) definiert, zukünftige Rollen des Verteilnetzbetreibers beschrieben und in zugehörige Use Cases überführt wurden

(AP2), wurde bereits berichtet [3].

In AP3 werden die notwendigen Tools und Methoden entwickelt. Dieses Arbeitspaket ist der Fokus der Forschungsaktivitäten der FGH im Rahmen von evolVDSO. Hier wird in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen ein neuartiges Planungstool entwickelt, welches insbesondere Unsicherheiten in Form von Entwicklungsszenarien sowie die Flexibilitätsoptionen bei der Planung berücksichtigt.

### Planungstool für den zukünftigen Netzplanungsprozess des Verteilnetzes

Bild 1 zeigt die Gesamtmethodik des Planungstools, die im Folgenden kurz erläutert wird. Die Forschungsschwerpunkte der FGH werden im Anschluss näher beleuchtet.

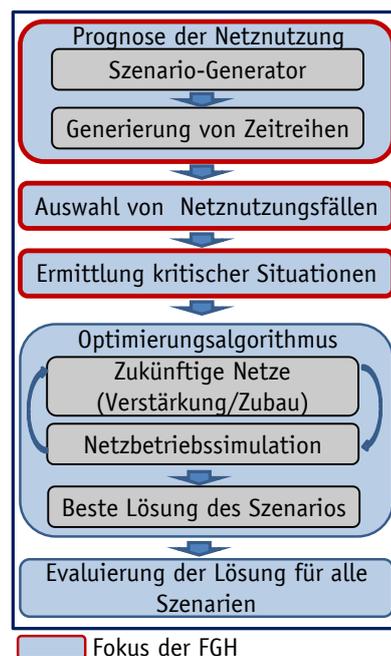


Bild 1 Gesamtmethodik des Planungstools

Zunächst werden zukünftige Entwicklungsszenarien für die Netznutzung definiert und hierzu stündliche Zeitreihen generiert. Aus Rechenzeitgründen ist die wiederholte Bewertung von Zeitreihen (für Netzplanung meist 8760h-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.

### Generierung von Szenarien und Erstellung von Zeitreihen für Erzeugungsanlagen und Lasten

Aufgrund der Unsicherheit in der Entwicklung der zukünftigen Netznutzung – die in Zukunft zu versorgenden Lastkunden sowie anzubindende Erzeugungsanlagen (EZA) – ist es notwendig, unterschiedliche Szenarien aufzustellen. Diese sollen die Bandbreite möglicher Entwicklungen abbilden, und so im späteren Netzplanungsprozess eine Ableitung robuster Planungsentscheidungen ermöglichen.

Die Unsicherheit für den Zeithorizont von 10-20 Jahren lässt sich in drei wesentliche Treiber unterteilen und modellieren, wie Bild 2 zeigt. Erstens muss eine Prognose über die insgesamt im betrachteten Netzbereich zu installierende Erzeugungsleistung sowie die Höhe der Last erstellt werden (→ Szenarien für die „Höhe“). Zweitens muss diese Gesamtprognose regionalisiert werden, d.h. Annahmen über eine mögliche Aufteilung der Leistung auf Netzknoten getroffen werden. Hier sind ebenfalls unterschiedliche Szenarien denkbar (→ Szenarien für den „Ort“). Drittens müssen Annahmen über die von den Lastkunden und Erzeugungsanlagen bereitstellbaren Flexibilitäten getroffen werden, d.h. inwieweit ein Last- und Einspeisemanagement im Planungsprozess berücksichtigt werden kann und welche Kosten hierfür anfallen. Die Kombination aller Möglichkeiten ergibt den Szenarienfächer, für den die nachfolgende Netzoptimierung durchgeführt werden muss.

#### Modellierung der Höhe der installierten Leistung

In Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern unter den Projektpartnern werden die Szenarien definiert. Hier können auch Ergebnisse aus AP1 des Projektes genutzt werden, in dem für den europäischen Kontext, d.h. für jedes im Projekt vertretene Land, zwei Extrem-

Szenarien (über- und unterschätzt) sowie ein Best-Guess-Szenario formuliert wurden. Belegt man diese Vorgabe mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung, können weitere „Zwischen-Szenarien“ und zugehörige Eintrittswahrscheinlichkeiten ermittelt werden.

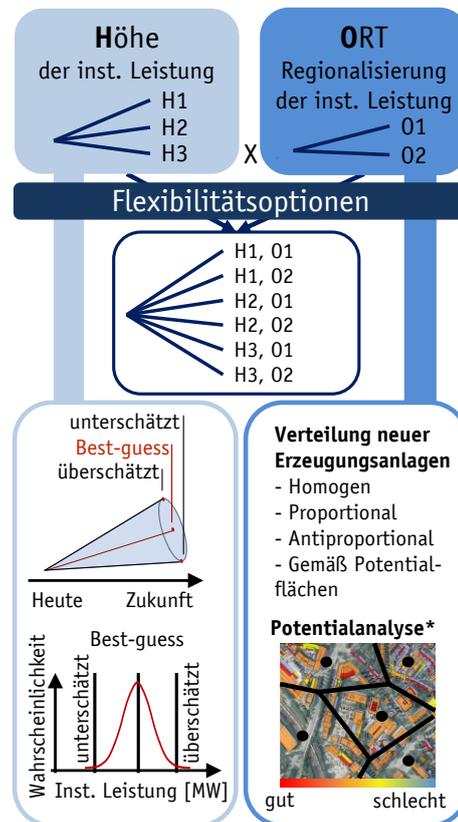


Bild 2 Szenario-Generator (\*[4])

#### Modellierung des Ortes von Lasten und EZA

Zur Regionalisierung der Erzeugungsleistung und Last, d.h. Verteilung auf die einzelnen Netzknoten sind mehrere Varianten denkbar, die dementsprechend vom Verfahren abgedeckt werden müssen. Die Auswahl hängt von den Eigenschaften des betrachteten Netzbereichs sowie der unterschiedlich zu erwartenden Datenlage über regionale Entwicklungspotenziale ab. Als einfachste Methode, die keine weiterführenden Eingangsdaten benötigt, bietet sich eine homogene Aufteilung der Leistung auf Anlagenklassen und Netzknoten an. Ist der aktuelle Bestand bekannt, können neue Anlagen proportional oder antiproportional zur installierten Leistung des Ist-Netzes verteilt werden, je nachdem ob z.B. bereits bestehende Potentiale voll ausgenutzt sind (antiproportional) oder

hier noch Zubau-Möglichkeiten bestehen (proportional). Weitere Verteilungsfunktionen sind ebenfalls denkbar. Die Analyse von Potentialstudien für Windenergie und Photovoltaik, z.B. in Form eines Windatlas oder eines Solar-katasters gibt Aufschluss über die Eignung bestimmter Flächen für einen Primärenergie-typ. Auf dieser Basis kann eine Verteilung ebenfalls unter Ausnutzung des theoretisch möglichen Potentials geschehen, z.B. zunächst auf alle gut geeigneten Flächen.

#### Modellierung der Flexibilitätsoptionen

Die Flexibilitätsoptionen werden im Sinne einer frei parametrierbaren Annahme modelliert, d.h. nicht als zusätzliche Szenarien variiert. Die Auswirkung der Annahmen wird daher in Sensitivitätsrechnungen untersucht.

#### Bestimmung der Einspeise- und Lastzeitreihen

Im Anschluss werden kontenscharfe, stündliche Zeitreihen für alle angeschlossenen Lasten und Einspeiser modelliert. Für die Lastkunden kann ein bei der FGH entwickeltes Verfahren für Haushalts- und Gewerbekunden eingesetzt werden [3]. Die Modellierung der Einspeisezeitreihen folgt einem Fundamentalan-satz. Als Eingangsgrößen dienen Wetterdaten (Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung) von dem jeweiligen Netzknoten benach-barter Wetterstationen, Informationen zu Nabenhöhe und Anlagenkennlinie (bei WEA) bzw. Ausrichtung, Neigung und Wirkungsgrad (bei PV-Anlagen) sowie Annahmen zu weite-ren Einflussfaktoren wie z.B. Abschattungseffekte oder stochastische Nichtverfügbarkeit von Anlagen.

#### **Ermittlung auslegungsrelevanter und repräsentativer Netznutzungsfälle**

Da die Berücksichtigung von Zeitreihen (hier im 8.760 Stunden-Raster) im Rahmen eines geschlossenen Netzplanungswerkzeugs sehr hohe, mit praxisüblichen Rechnern nicht mehr akzeptable Simulationszeiten verursacht, müssen in einem nächsten Schritt die Netznut-zungsfälle identifiziert werden, welche die maximalen Netzbelastungen verursachen, auch auslegungsrelevante Netznutzungsfälle ge-nannt. Für die Auslegung der Netzbetriebs-mittel (Dimensionierung von Leitungen sowie Transformatoren) sind im wesentlichen Zeit-punkte hoher Einspeisung, kombiniert mit

geringem Verbrauch, oder ein hoher Verbrauch mit gleichzeitiger geringer Einspeisung ur-sächlich. Aus diesem Grund kann eine Vielzahl der Netznutzungsfälle bei der Auslegung des Netzes vernachlässigt werden. Je nach Netz-struktur und Versorgungsaufgabe können jedoch trotzdem mehrere Netznutzungsfälle auslegungsrelevant sein, was in Bild 3 an einem exemplarischen Mittelspannungsnetz dargestellt ist. Insbesondere ist zu erkennen, dass potenziell auslegungsrelevante Netznut-zungsfälle unter Einbezug der Spannung nicht zwangsläufig an den Rändern der aus Last und Einspeisung entstehenden Punktwolke liegen müssen, was hauptsächlich mit der regionalen Verteilung der Lasten und Einspeisung zu begründen ist.

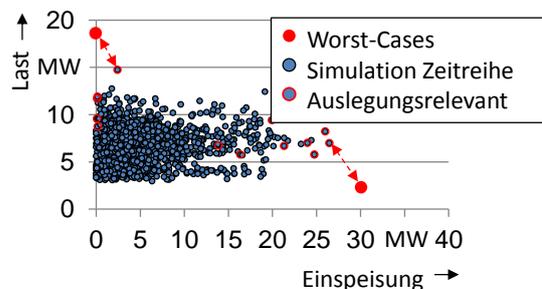


Bild 3 Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle

Da im zu entwickelnden Netzplanungstool eine Lastflussberechnung den Kern des Opti-mierungsverfahrens darstellt, soll zur prakti-kablen Rechenzeit die Zahl der Netznut-zungsfälle weiter reduziert werden. Aus diesem Grund werden im Rahmen einer „Merging“-Methode die identifizierten auslegungsrele-vanten Netznutzungsfälle aggregiert, modifi-ziert und die Anzahl somit verringert. Ziel dieses Prozesses ist es, durch zwei ausle-gungsrelevante Netznutzungsfälle die maxi-malen Betriebsmittelbelastungen abzubilden. Da diese aus Zeitreihen ermittelt werden, und somit tatsächlich auftretende gleichzeitige Einspeise- und Verbrauchswerte beinhalten, bilden sie die Netzbelastung realistischer ab als die herkömmlicherweise in der Netzpla-nung verwendeten Worst-Case-Annahmen (s. Bild 3). Gleichwohl ist umgekehrt die Frage nach hinreichenden Reserven für die in der beschränkten Stichprobe der Zeitreihen nicht erfasste Stochastik zu beantworten.

Um die Netzverluste bei Bestimmung der Netzkosten berücksichtigen zu können, werden aus den Zeitreihen außerdem repräsentative Netznutzungsfälle ermittelt. Hierdurch können durch die Simulation weniger Fälle die Netzverluste der Gesamtmenge (z.B. des Jahres) abgeleitet werden. Zur Bestimmung wird ein K-Means-Algorithmus, ein Verfahren zur Clusteranalyse, erweitert, sodass neben den Zeitreihen auch die Netzstruktur bei der Suche nach repräsentativen Netznutzungsfällen berücksichtigt wird. Ein exemplarisches Clustering ist in Bild 4 zu sehen.

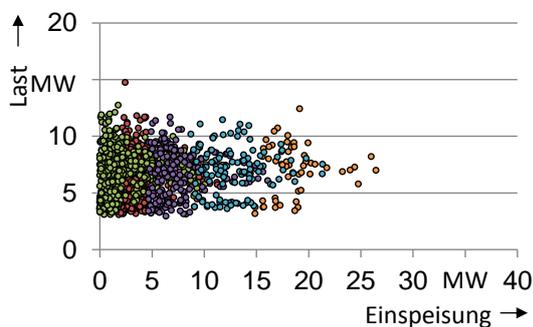


Bild 4 Exemplarisches Clustering

Mit den identifizierten auslegungsrelevanten und repräsentativen Netznutzungsfällen ist es möglich, die Anzahl der im Netzplanungstool zu betrachtenden Netznutzungsfälle effektiv zu reduzieren und somit die Rechenzeit stark zu verringern.

#### Ermittlung kritischer Netzsituationen / Elemente

Zur Ermittlung kritischer Netzsituationen im Normalbetrieb und in Sonderschaltzuständen werden Grundlastflussrechnungen, Ausfallsimulationen, Kurzschlussstromberechnungen sowie Zuverlässigkeitsanalysen durchgeführt. Die Grundlastflussrechnung, Ausfallsimulationen und Kurzschlussstromberechnungen sollen dabei mit bestehenden Verfahren des Programms INTEGRAL vorgenommen werden. Für die Zuverlässigkeitsanalysen soll ein bereits bestehendes Verfahren erweitert werden. Die Erweiterung soll dabei insbesondere die Berücksichtigung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), intelligente Anwendungen, wie z.B. das Lastmanagement, das Erzeugungsmanagement und die Transformatorregelung auf einen entfernten Knoten, den Kommunikationsbedarf von intelli-

genten Anwendungen sowie Auswirkungen von intelligenten Anwendungen auf den Netzzustand im Normalbetrieb als auch im Sonderschaltzustand umfassen.

Die Analysen zum Themenkomplex zeigen, dass sich der Betriebszustand des Gesamtsystems bei einer Abhängigkeit des Primärsystems (Energieversorgungsnetz) von der Funktionsfähigkeit der intelligenten Anwendungen und damit indirekt von der Funktionsfähigkeit des IKT-Systems aus den Betriebszuständen der Subsysteme Primärsystem und IKT-System ableitet. Da sowohl das Primärsystem als auch das IKT-System die Zustände Normalbetrieb und Fehlerfall einnehmen können, ergeben sich aus der Kombination dieser Zustände für das Gesamtsystem insgesamt vier mögliche Betriebszustände. Die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems lässt sich demnach aus einer Analyse der drei möglichen Betriebszustände mit Fehlerfall ableiten. Die Wahrscheinlichkeit für diese Zustände wird bestimmt durch folgende Einflussfaktoren:

- Ausfallhäufigkeit und Aus-Dauer von Komponenten des Primärsystems
- Ausfallhäufigkeit und Aus-Dauer von IKT-Komponenten
- Abhängigkeit des Primärsystems von intelligenten Anwendungen

Die Abhängigkeit des Primärsystems von der Funktionsfähigkeit intelligenter Anwendungen ergibt sich direkt aus der Auslegung des Primärsystems, der Funktion der intelligenten Anwendung und der Netznutzung. Da sich die Netznutzung über den Verlauf eines Tages in der Regel deutlich ändert, ergibt sich für die Wahrscheinlichkeit, dass die Einhaltung von technischen Grenzwerten im Primärsystem nur mit einer hinreichend funktionierenden intelligenten Anwendung gelingt, eine zeitliche Abhängigkeit. Weitere Analysen haben ergeben, dass eine Abhängigkeit vom Betrachtungszeitpunkt auch für Ausfallhäufigkeit von Komponenten im Primärsystem und IKT-System besteht. Da es sich bei einer Vielzahl der für die Bewertung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems relevanten Ereignisse jeweils um Doppelereignisse handelt, wie z.B. den Ausfall einer intelligenten Anwendung bei gleichzeitiger Abhängigkeit des Primärsystems

von dieser intelligenten Anwendung, muss die Abhängigkeit der Einflussfaktoren vom Betrachtungszeitpunkt im zu entwickelndem Verfahren abgebildet werden. Der aktuell verfolgte Verfahrensansatz sieht eine analytische Lösung der Fragestellung vor, um Ansatzpunkte für die Verbesserung der Zuverlässigkeit im Rahmen einer Netzplanung einfacher zu identifizieren.

#### **Zusammenfassung und Ausblick**

Im Rahmen von evolVDSO werden Tools und Methoden für neue und zukünftige Rollen von Verteilnetzbetreibern entwickelt, um die Netzintegration der Erneuerbaren Energien effizient gestalten zu können. Der Beitrag der FGH liegt in der Entwicklung eines neuartigen Planungstools und hier insbesondere in Methoden zur Generierung von Betrachtungs-

szenarien, Identifikation von Netznutzungsfällen und Zuverlässigkeitsbewertungen eines Smart Grids. Die Methoden werden bis zum Juni 2015 fertiggestellt und anhand realer Mittel- und Hochspannungsnetze getestet.

#### **Literatur**

- [3] FGH e.V.: Jahresbericht 2013, Mannheim, 2014
- [4] Solarkastaster der Stadt Aachen, [http://gis2.regioit-aachen.de/ac\\_solar/](http://gis2.regioit-aachen.de/ac_solar/)

#### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH**

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

## OS4ES - Open System for Energy Services

EU-Forschungsprojekt

*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. Laufzeit: 01.07.2014 – 30.06.2017*

### Einleitung

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

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

### Motivation und Ziele

Europaweit sind bereits heute zahlreiche DERs ans Netz angeschlossen und in den kommenden Jahren ist mit einer weiteren Zunahme 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 beispielsweise 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 die Ziele:

1. Bereitstellung einer Referenzarchitektur für ein Offenes System für Energiedienstleistungen, das dynamisch dezentrale Anlagen Netzmanagement-Anwendungen von z.B. Verteilnetzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen reserviert und zuteilt.
2. Operationalisierung der Referenzarchitektur durch die Realisierung einer Referenzimplementierungssoftware, die alle nötigen Bausteine enthält, bestehenden Normen (IEC 61850 und IEC 61970/61968) entspricht und nachweislich Verteilnetzbetreiber und andere Netzakteure befähigt mit dezentralen Erzeugungsanlagen dynamisch zusammenzuarbeiten (s. Bild 1).
3. Labor- und Feldtests des OS4ES Systems für eine ausgesuchte Anzahl von netzkritischen und netzrelevanten Szenarien.
4. Bereitstellung der im Projekt entwickelten OS4ES Plattform als Open-Source Software und Verbreitung der Projektergebnisse über die OS4ES Anwendergruppe.
5. Einbringung der Projektergebnisse, wie z.B. API für Energiemanagementanwendungen, Verteilte DER-Registry-Schnittstelle und DER-Kommunikationsschnittstelle in nationale und internationale Normungsgremien, z.B. DKE 952.0.17 und IEC 61850 TC57 WG17.

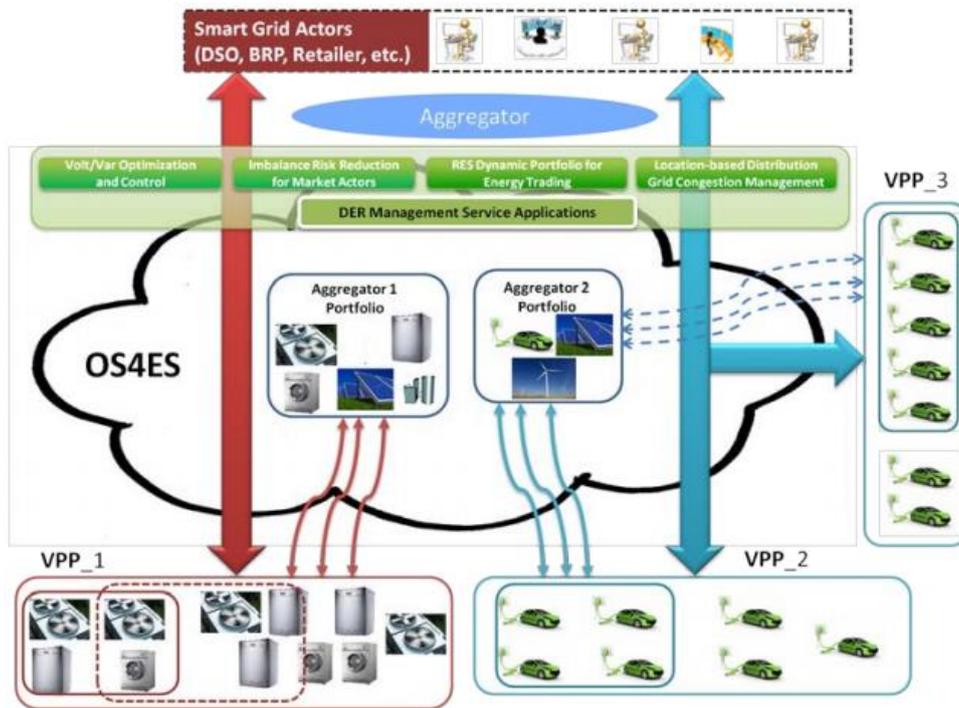


Bild 1 Anwendungsbeispiele für OS4ES Energiedienstleistungen

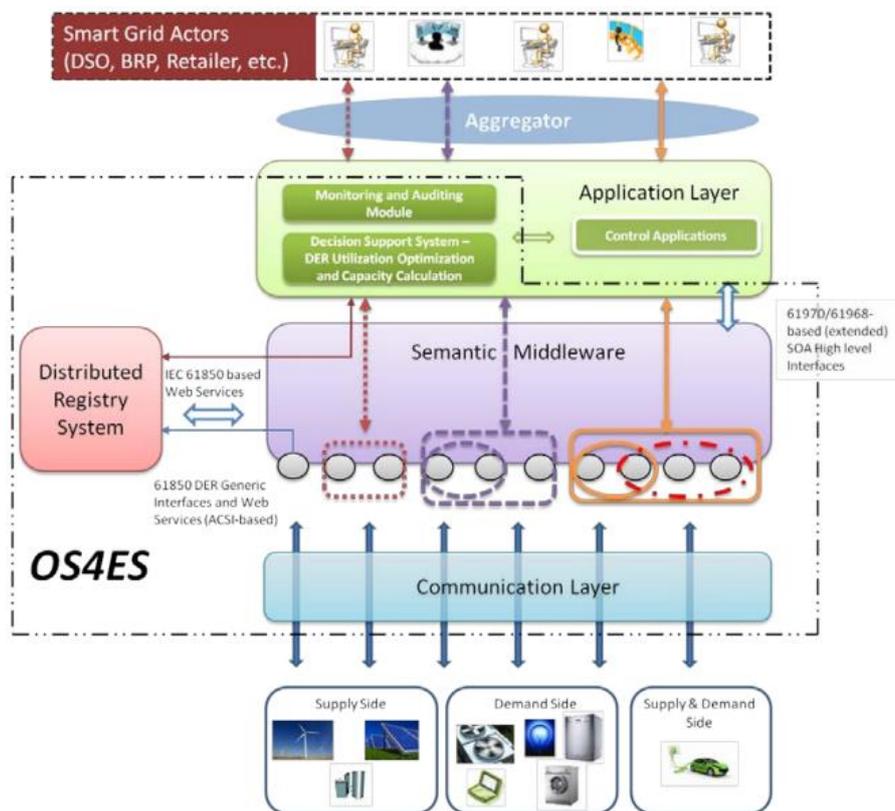


Bild 2 High-level Architektur des OS4ES Systems

Bild 2 zeigt die High-level-Architektur des OS4ES-Systems. Verschiedene DERs in einem Smart Grid, die durch Verträge an bestimmte Smart Grid-Akteure gebunden sind, können ihre Daten und Dienstleistungen mittels OS4ES publik machen. Insbesondere haben Smart Grid-Akteure die Möglichkeit, mittels OS4ES diejenigen DERs, die zu ihrem Portfolio gehören, in der OS4ES-Registry zu veröffentlichen und sie semantisch zu annotieren, um deren spezifische Dienstleistungen und Fähigkeiten herauszustellen (Verfügbarkeit, geographischer Standort, Teilnahme an bestimmten Netzdienstleistungen, etc.). Dies unterstützt eine optimale Auffindung von DERs für nachgefragte Energiedienstleistungen und die Bildung dynamischer Virtueller Kraftwerke.

Innerhalb dieses Frameworks können Smart Grid-Akteure auf das OS4ES zugreifen und die Rolle eines Aggregators annehmen, um z.B. in Echtzeit Daten aus ihren DER-Portfolios zu analysieren, zielgerichtete Steuerungsstrategien für geeignete DER-Cluster, die durch die Interaktion zwischen den Anwendungen der Smart Grid-Akteure und des OS4ES-Systems gefunden wurden, zu implementieren und die Fähigkeiten, die von DER-Clustern benötigt werden, sowohl für den Netzbetrieb als auch für die Teilnahme am Energiemarkt, optimal zu nutzen.

Ein wichtiger Baustein des OS4ES-Systems ist die verteilte Registry, in der DERs ihre Eigenschaften veröffentlichen und von Netzakteuren gefunden werden können. Die Registry enthält alle nötigen Sicherheitsfunktionen wie Authentifizierung von Smart Grid-Akteuren und DERs, Autorisierung von Registry-Nutzern, Integritätskontrolle, Unleugbarkeit von durchgeführten Aktionen, Verfügbarkeit und Vertraulichkeit. Zudem setzt sie sichere und zuverlässige Protokolle für die Kommunikation und das Datenmanagement ein, um ihre Vertrauenswürdigkeit und die korrekte Behandlung privater und sensibler Daten sicherzustellen.

OS4ES agiert demzufolge als Schnittstelle zu unterschiedlichen DER-Systemen (Erzeuger und Verbraucher) innerhalb eines Smart Grids, das Netzakteuren erlaubt, ihre Applikationen, z.B. jene für das Netzmanagement, zusammen mit der Funktionalität des OS4ES-Systems zu

nutzen und dadurch auf geeignete und benötigte Energiedienstleistungen zugreifen zu können. Der Zugriff erfolgt über die Middleware, die für die Nachrichtensteuerung, Nachrichtentransformation, Mapping und Routing zwischen den Diensten verantwortlich ist. Weiterhin übernimmt die Middleware auch das Ontologie-Management und speichert persistente und allgemeine, wie z.B. historische und meteorologische Daten während sie mit der OS4ES-Registry und den Applikationen kommuniziert.

### Ausblick

Im Folgenden werden basierend auf Use Cases die notwendigen DER-Daten am Netzanschlusspunkt sowie die Registry-Daten definiert und in nationale und internationale Normungsgremien eingebracht. Weiterhin werden Registry-Algorithmen zum Auffinden von dezentralen Energieanlagen und deren Dienste entwickelt, ein Konzept für Sicherheit und Privacy erstellt und ein Registry-Prototyp entwickelt und getestet. Über den Registry-Prototyp hinaus werden Prototypen für alle weiteren Architekturkomponenten entwickelt und basierend auf noch auszuwählenden Use Cases-Applikationen für Smart Grid-Anwendungen aufgesetzt und getestet. In Labor- und Feldtests wird in einem letzten Projektschritt das OS4ES-System mit den Applikationen finalen Tests unterzogen und die einzelnen Komponenten gegebenenfalls nachgebessert.

### Weitere Informationen

Unter der Projekt-Homepage sind weitere Informationen erhältlich. Auch ist jederzeit eine Registrierung zur Teilnahme an der User Group möglich: [www.os4es.eu](http://www.os4es.eu)

### Ihre Ansprechpartner bei der FGH

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

## Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

FNN

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

*Laufzeit: 01.10.2013 – 31.01.2015*

### Motivation und Zielstellung

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

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

### Musternetze für die Niederspannung

Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Versorgungsaufgaben und Netzstrukturen wurden zunächst sechs exemplarische Niederspannungsnetze definiert. Hierbei wurde zwischen den Kategorien Land, Dorf sowie Vorstadt unterschieden und jeweils eine

typische und eine extreme Variante abgeleitet. Der Musternetztyp wirkt sich auf wesentliche Netzstrukturparameter wie die Anzahl Netzstrahlen, versorgte Hausanschlüsse oder Bemessungsleistung des Transformators aus.

### Wirksamkeit der Spannungshaltungskonzepte

Für die definierten Musternetze wurde zunächst untersucht, welche maximale Netzanschlusskapazität in diesen Netzen ohne die Nutzung eines Spannungshaltungskonzeptes zu erreichen ist. Hierunter ist die maximal integrierbare Erzeugungsleistung ohne Verletzung technischer Randbedingungen zu verstehen. Es wurden zwei Zubauvarianten untersucht – ein homogener, über das gesamte Netz verteilter Zubau von Erzeugungsleistung sowie ein extremer, sich auf das Strangende konzentrierender Zubau. Die einzuhaltenden Randbedingungen sind:

1. Spannungshub  $\leq 3\% U_n$  (VDE-AR-N 4105), bei rONT-Einsatz  $\leq 9\% U_n$  ( $\pm 10\% U_n$  aus DIN-EN 50160 abzüglich Sicherheitspuffer) an allen Knoten
2. Strom  $\leq 100\% I_{\text{Bemessung}}$  (Leitung) bzw.  $\leq 120\% I_{\text{Bemessung}}$  (Transformator)

Anschließend wurde quantifiziert, wie viel mehr Erzeugungsleistung im Netz unter Berücksichtigung der Spannungshaltungskonzepte integriert werden kann. Die Ergebnisse sind in Bild 1 zu sehen.

Es wird deutlich, dass sich durch die Spannungshaltungskonzepte die maximale Netzananschlusskapazität in den Netzen stark anheben lässt. Das relative Potential ist in Land- und Dorfnetzen größer als in Vorstadtnetzen. Sehr hohe Erzeugungsleistungen lassen sich ohne Netzausbau nur mit dem rONT integrieren. Zeitreihensimulationen haben außerdem gezeigt, dass eine  $Q(U)$ -Regelung im Vergleich mit einer  $\cos(\varphi)(P)$ -Steuerung etwa 50 % bis 75 % der Blindarbeit einspart, wohingegen die zusätzlich durch die Blindleistungskonzepte verursachten Netzverluste vernachlässigbar gering sind.

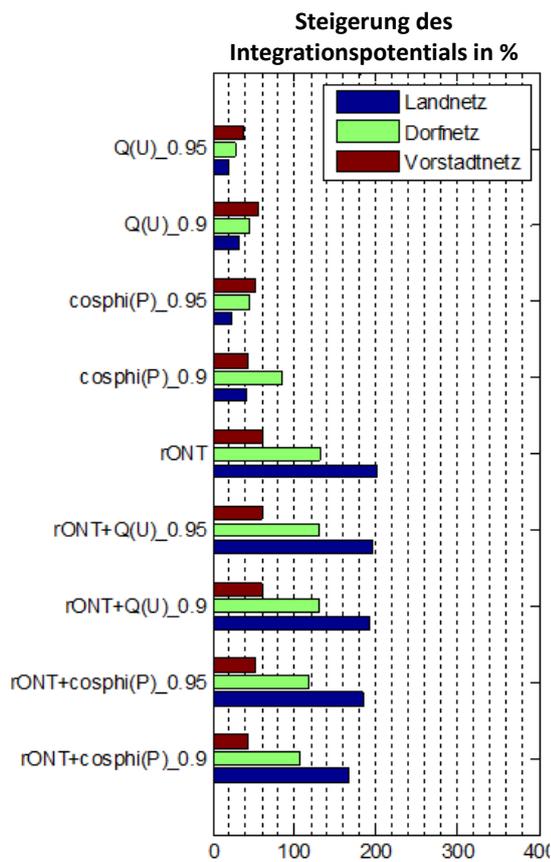


Bild 1 Steigerung des maximalen Integrationspotentials [3]

### Wirtschaftlichkeit der Spannungshaltungskonzepte

Um eine wirtschaftliche Bewertung der Spannungshaltungskonzepte durchzuführen, wurde der durch sie substituierte Netzausbau ermittelt. Hierzu wurde quantifiziert, wie viel konventioneller Netzausbau in den Typnetzen notwendig ist, um die gleiche Steigerung des maximalen Integrationspotentials zu erhalten, wie bei Nutzung des Spannungshaltungskonzepts. An dieser Stelle sei erwähnt, dass die wirtschaftliche Bewertung die vollständige Nutzung der maximalen Netzanschlusskapazität unterstellt und somit nur für diesen Punkt interpretiert werden kann. Es wurde ein volkswirtschaftlicher Bewertungsansatz gewählt, so dass als Kosten für die Spannungshaltungskonzepte Investitionskosten (bspw. für rONT oder PV-Wechselrichter) sowie Betriebskosten (bspw. für Blindarbeit oder zusätzliche Verluste) bewertet wurden.

Die Ergebnisse zeigen, dass besonders in ländlichen und dörflichen Netzen die untersuchten

Spannungshaltungskonzepte einen Kostenvorteil gegenüber konventionellem Netzausbau besitzen. Bei niedrigem erwarteten Zubau sind die Blindleistungskonzepte zu bevorzugen, bei hohem erwarteten Zubau bietet der rONT eine wirtschaftliche Alternative.

### Einfluss von unsymmetrischer Einspeisung

Da in der Niederspannungsebene DEA auch einphasig oder zweiphasig mit dem Netz verbunden sind, wurde untersucht, welchen Einfluss diese unsymmetrische Einspeisung auf das maximale Integrationspotential besitzt. Zu diesem Zweck wurde bei Bestimmung des maximalen Integrationspotentials eine weitere technische Randbedingung eingeführt:

- Spannungsunsymmetrie  $\leq 2\%$

Es hat sich gezeigt, dass bei Berücksichtigung dieses dritten Kriteriums ab einer einphasigen Einspeisung von 50 % der Anlagenleistung die Unsymmetrie begrenzend auf die maximal erreichbare Netzanschlusskapazität wirkt.

### Stabilität der Regelungskonzepte

Um Stabilität und Robustheit der Regelkonzepte zu untersuchen, wurden reale Wechselrichter von vier Herstellern an einem Labornetz untersucht. Neben der Reaktion der Wechselrichter auf Spannungssprünge wurden Wechselwirkungen zwischen Blindleistungskonzepten sowie rONT, z.B. bei einer rONT-Stufung, untersucht. Die verwendeten Q(U)-Kennlinien wurden variiert. Dieses Regelverhalten wurde anhand zuvor definierten Kriterien wie Schwingungsgehalt, Überschwinger oder Ausregelzeit bewertet. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse aller untersuchten Wechselrichter ist in Bild 2 zu sehen.

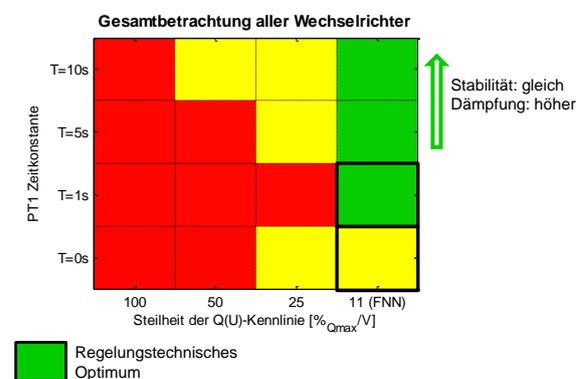


Bild 2 Stabilitätsuntersuchungen [3]

Es hat sich gezeigt, dass bei ungünstiger Parametrierung der Wechselrichter ein potentiell instabiles Verhalten (Schwingen) entstehen kann. Bei empfohlener Parametrierung (11 %Q<sub>max</sub>/V Kennliniensteigung, PT1-Zeitkonstante  $\geq 5$ s) arbeiten jedoch alle betrachteten Wechselrichter auch in extremen Netzen stabil. Es konnten dann keine unerwünschten Wechselwirkungen zwischen DEA und rONT festgestellt werden.

#### **Zusammenfassung und Ausblick**

Mit den untersuchten Spannungshaltungen lässt sich die maximale Netzanschlusskapazität in den untersuchten Typnetzen stark steigern. Die wirtschaftliche Bewertung hat gezeigt, dass diese Konzepte nicht nur ein wirksames, sondern auch ein wirtschaftliches Instrument zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau darstellen können. Es hat sich außerdem gezeigt, dass die untersuchten Konzepte mit korrekter Parametrierung stabil und robust arbeiten (für eine detaillierte Beschrei-

bung der Ergebnisse siehe auch [3]). Die Studie steht kurz vor dem Abschluss.

Im Nachfolgeprojekt U-Control, s. S. 33, werden die Untersuchungen auf das Mittelspannungsnetz ausgedehnt. Es werden außerdem weitere Spannungshaltungskonzepte wie bspw. eine P(U)-Regelung oder der STATCOM untersucht.

#### **Literatur**

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

#### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts  
Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack

## Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung des Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz

Helmholtz-Energie-Allianz

*Gemeinsam mit den Universitäten Karlsruhe, Aachen, Dortmund und Darmstadt sowie den Energieversorgern EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Mainova AG und Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH werden in der Helmholtz-Energie-Allianz „Technologien für das zukünftige Energienetz“ Lösungen für ein flexibles und stabiles Stromnetz gesucht, das der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien standhält (Laufzeit um ein Jahr verlängert). Laufzeit: 01.01.2013 – 31.12.2015*

Die Allianz behandelt vier zentrale Themenfelder:

- *Systemführung im Verteilnetz*  
mit Fokus auf eine intelligente Steuerung des Verteilnetzes angesichts der zunehmenden Einspeisung aus dezentralen und fluktuierenden Quellen
- *Systemführung und Stabilität eines Hybrid-Transportnetzes*
- *Integration von Speichern in das zukünftige Energienetz*  
mit besonderem Schwerpunkt auf der Kopplung von Stromnetz und Gasnetz, wobei das Gasnetz als Speicher für überschüssig bereitgestellte elektrische Energie dient
- *Vergleichende Technologiebewertung*  
unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien, etwa Wirtschaftlichkeit und Beitrag zur Energiewende

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

von der FGH untersucht.

Die signifikanten Veränderungen im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem im Rahmen der „Energiewende“, geprägt durch steigende installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in den Hochspannungs-(HS)Netzen sowie Mittel- und Niederspannungsnetzen (letztenannte werden in diesem Beitrag mit „Verteilnetze“ bezeichnet) und zunehmende Verdrängung konventioneller Erzeugungsleistung im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz), führen zu neuen Herausforderungen in der Sicherstellung der Systemstabilität. Insbesondere durch die Abnahme am HöS-Netz direkt angeschlossener Kraftwerke fallen bisher zur Spannungshaltung eingesetzte Blindleistungsquellen zunehmend weg. Dies führt bereits heute, speziell in Situationen mit hoher EE-Einspeisung, zum Auftreten von Spannungshaltungsproblemen im HöS-Netz. Mittelfristig ist eine Verschärfung der Spannungshaltungsproblematik zu erwarten, so dass in Zukunft verstärkt lokale, situationsabhängige Anforderungen an den Blindleistungs-(Q)bedarf im HöS-Netz entstehen. Zur Deckung des situationsabhängigen Q-Bedarfs werden bereits heute alternative Q-Quellen im HöS-Netz errichtet, was naturgemäß und gerade bei weiter steigendem Bedarf entsprechende Kosten verursacht. Daher liegt es nahe, bereits vorhandene Blindleistungsquellen auch im HS- und Verteilnetz zu nutzen. Dabei bieten sich insbesondere die dort angeschlossenen DEA an, die gemäß der geltenden Anschlussregeln in einem definierten Umfang Blindleistung bereitstellen können müssen. So ist grundsätzlich ein teilweiser Übergang der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ von HöS-Kraftwerken zu DEA im HS- und Verteilnetz vorstellbar. Vorteilhaft wirken sich dabei auch die zunehmenden Möglichkeiten durch Beobachtung und Ansteuerung von Komponenten und elektrischen Anlagen in diesen Netzen aus („Smart Grids“).

Für ein solches spannungsebenenübergreifendes Konzept sind Richtlinien für den zukünftigen Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs-, HS- und Verteilnetz erforderlich. Der unter dem Dach der ENTSO-E entwickelte „Demand Connection Code“ [1] definiert einen Rahmen, in dem sich europaweite Vorgaben an den Schnittstellen zwischen Übertragungs-

netz und unterlagerten Netzen bewegen sollen. Aufgrund von Länder- und lokaler Spezifika können europaweit jedoch nur sehr weitgefasste Vorgaben erfolgen, die zur Schaffung von Planungssicherheit und für die Praxis detaillierter ausgearbeitet werden müssen. Dabei sind die sich rasant ändernden Gegebenheiten zu berücksichtigen. Aufgrund der komplexen Wechselwirkungen beim Austausch von Blindleistung über Spannungsebenen hinweg besteht ohne grundlegende Analyse die Gefahr technisch ineffizienter Lösungen oder einseitiger Kostenverteilung. Daher sind umfangreiche Untersuchungen zu spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsregelungskonzepten erforderlich, aus denen grundsätzliche Empfehlungen zur Gestaltung des Blindleistungsaustausches an den Schnittstellen zwischen den Spannungsebenen abgeleitet werden können. Neben der Bestimmung des Q-Potentials aus unterlagerten Spannungsebenen und dem situationsabhängigen Q-Bedarf des HöS-Netzes ist die Frage nach einer technisch und gesamtwirtschaftlich sinnvollen Strategie, z.B. für die Gestaltung der Vorgaben des Q-Austausches, essentiell. Mögliche Strategien können dabei von einer Beschränkung für die vorgelagerte Spannungsebene ungünstig wirkender Blindleistungsflüsse bis hin zu netznutzungsfallabhängigen Q-Sollwerten an den Schnittstellen zwischen den Spannungsebenen reichen. Ebenfalls zu untersuchen ist, welche gesamtwirtschaftlichen Kosten ein Verzicht auf Beschränkung oder Regelbarkeit des Q-Austausches ergeben würde.

### Analyse

#### Beeinflussungsmöglichkeiten des Q-Verhaltens

Bevor spannungsebenenübergreifende Strategien für den Q-Austausch untersucht werden können, ist zunächst zu analysieren, welche Freiheitsgrade dem HS- und Verteilnetzbetreiber zur Verfügung stehen, um das Q-Verhalten seines Netzes zu beeinflussen. Zu den unmittelbar im Netzbetrieb umsetzbaren Möglichkeiten gehören:

- Beeinflussung der Q-Bereitstellung von DEA und konventionellen Kraftwerken
- Stufung von Transformatoren
- Einsatz von Kompensationselementen
- Netztopologische Maßnahmen

Im Folgenden werden diese Freiheitsgrade als „Q-Variablen“ bezeichnet. Die minimale und maximale vorzuhaltende Q-Bereitstellung durch DEA ist in den Netzanschlussrichtlinien der einzelnen Spannungsebenen festgelegt [2, 3, 4]. So sind z.B. DEA, die an das MS-Netz angeschlossen werden, dazu verpflichtet, einen Q-Regelbereich von mindestens  $\cos(\varphi) = 0,95$  induktiv bis kapazitiv bereitstellen zu können. Diese wirkleistungsabhängigen Grenzwerte erscheinen nicht nur aus Sicht des Anschlussnetzes, sondern auch eines spannungsebenenübergreifenden Q-Regelungskonzepts hilfreich, da gerade bei hoher EE-Einspeisung ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung besteht. Auf der anderen Seite ist die Q-Bereitstellung von DEA im Wesentlichen nur über den Strom limitiert. Prinzipiell könnten viele DEA deutlich mehr Blindleistung auch bei geringerer Wirkleistungseinspeisung bereitstellen. Dies würde zusätzliches Potential zu vergleichsweise geringen Zusatzkosten freigeben.

Die Stufung von HöS/HS- und HS/MS-Umspannwerkstransformatoren ist eine weitere Q-Variable, bei der durch eine Änderung der Spannung im unterlagerten Netz und somit einem veränderten Blindleistungsbedarf von Betriebsmitteln und angeschlossenen Kunden das Q-Verhaltens des Netzes beeinflusst wird.

Der Einsatz von Kompensationselementen, die in vielen Verteil- und HS-Netzen angeschlossen und durch den Netzbetreiber kontrolliert werden können, beeinflusst ebenfalls wesentlich das Q-Verhalten von Netzen. Außerdem besteht die Möglichkeit von netztopologischen Maßnahmen, z.B. in Form von Verlegung der Trennstellen von Ringen in der Mittelspannungsebene oder Zuschalten von Reserveleitungen. Da diese Maßnahmen, auch aufgrund von geringen topologischen Redundanzen im Verteilnetz, nur selten zur Beeinflussung des Q-Verhaltens angewendet werden, sollen sie in diesem Beitrag nicht weiter berücksichtigt werden.

Die Entwicklungen, insbesondere mit Blick auf ein zukünftiges „Smart Grid“, rücken die Frage der Ansteuerungs- und Regelungsverfahren für die einzelnen Q-Variablen in den Vordergrund. In den nächsten 10 bis 15 Jahren werden signifikante Veränderungen in der Betriebsführung, insbesondere von Verteilnetzen,

erwartet. Die Anzahl der Netzkomponenten (z.B. Transformatoren) und DEA, die zentral angesteuert werden können, wird erheblich ansteigen. Eine zentrale Steuerinstanz (z.B. über ein Optimal Power Flow-Verfahren) wäre in der Lage, diese abhängig vom Netznutzungsfall und von der aktuellen Netztopologie in ihrem Q-Verhalten zu steuern. Auf der einen Seite birgt diese zentrale Ansteuerung bezogen auf die Fähigkeit, das Blindleistungspotential im HS- und Verteilnetz unmittelbar anzusprechen, hohe Flexibilität, auf der anderen Seite führt die Implementierung entsprechender informations- und kommunikationstechnischer Anbindung der Komponenten zu höheren Kosten und einer steigenden Komplexität der Netzführung. Alternative Konzepte basieren auf dezentralen, autonomen Regelungen der entsprechenden Netzkomponenten und DEA, wie beispielsweise über ein Kennlinienverfahren oder die Einstellung eines fixen  $\cos(\varphi)$ . Im Hinblick auf ein zukünftiges „Smart Grid“ sowie des Aufzeigens der maximalen Q-Bereitstellungsmöglichkeiten aus HS- und Verteilnetzen soll in diesem Beitrag der Fokus auf der zentralen Ansteuerung der Komponenten liegen.

#### Wechselwirkungen zwischen Verteil-, HS- und Übertragungsnetz

Die vorgestellten Q-Variablen werden heutzutage vorwiegend für die Interessen der HS- bzw. Verteilnetze eingesetzt. Blindleistungsmanagement wird hauptsächlich aus Spannungshaltungsgründen im eigenen Netz durchgeführt, z.B. in Situationen mit hoher EE-Einspeisung, bei denen die Wirkleistungseinspeisung von DEA zu einem starken Spannungsanstieg führt. In diesen Situationen werden DEA oftmals, insbesondere wenn sie elektrisch weit vom spannungsregelnden Umspannwerktransformator entfernt angeschlossen sind, angewiesen, im untererregten Betriebsmodus zu operieren, um die Spannung im Netz zu senken. Dies hat allerdings einen großen Einfluss auf das Blindleistungsverhalten des Netzes, da der untererregte Betriebsmodus zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistung führt, der aus dem vorgelagerten Netz gedeckt werden muss. Zudem ergibt sich durch den oftmals erforderlichen Abtransport der EE-Leistung durch die vorgelagerten Netze ein

hoher induktiver Q-Bedarf der Leitungen und Transformatoren. Die Überlagerung der Effekte des hohen induktiven Q-Bedarfs des unterlagerten Netzes sowie des hohen induktiven Q-Bezugs der Betriebsmittel im vorgelagerten Netz können zu Spannungsbandproblemen im Übertragungsnetz führen. Es zeigt sich somit ein Zielkonflikt zwischen den Interessen der Netzbetreiber der einzelnen Spannungsebenen in Bezug auf die Nutzung der Q-Variablen. Ein weiterer Zielkonflikt ergibt sich durch Veränderungen der Verlustleistung bei Beeinflussung des Q-Verhaltens eines HS- oder Verteilnetzes. Deren Betreiber sind zur Kostenreduktion an einer Fahrweise mit möglichst geringer Verlustleistung interessiert, hohe Blindleistungsflüsse verursachen jedoch zusätzlichen Scheinleistungstransport. Somit können z.B. gezielte Q-Sollwertvorgaben auch innerhalb eines grundsätzlich verfügbaren Q-Potenzials an die unterlagerte Netzebene zu erhöhten Verlusten führen.

#### **Methodik**

##### Netzmodell

Für die Ableitung von spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsregelungskonzepten ist ein Netzmodell unter Berücksichtigung aller Spannungsebenen erforderlich, wie die schematische Übersicht in Bild 1 zeigt.

Die MS- und NS-Ebene ist zusammengefasst, da es sich meist um einen Betreiber handelt und in der Regel kein Q-Austausch zwischen den Ebenen vordefiniert wird. Das Übertragungs- und HS-Netz wird aufgrund des hohen Vermaschungsgrads sowie der Regionenspezifika detailgetreu nachgebildet. Dabei wird für das Übertragungsnetz das Modell des deutschen Netzentwicklungsplans für 2023 hinterlegt, so dass für einen längeren Zeitraum belastbare Erkenntnisse gewonnen werden, in dem aber auch Installationen von Q-Quellen realisierbar sind. Für einen Ausschnitt des HöS-Netzes (HöS-Netzabschnitt) werden die unterlagerten Netze modelliert, im restlichen Netz sind diese über Ersatzlasten abgebildet. Übertragungs- und HS-Netz geben jeweils an den Schnittstellen zu ihren unterlagerten Netzen entsprechende Vorgaben, die durch die dargestellten Q-Variablen erfüllt werden. Resultat ist eine sich einstellende Q-Bilanz an den Schnittstellen zwischen den Spannungs-

ebenen, die jedoch stets mit Rückwirkungen in Form von Spannungs- oder Belastbarkeitsänderungen der Betriebsmittel als auch Verlustleistungsänderungen verbunden ist.

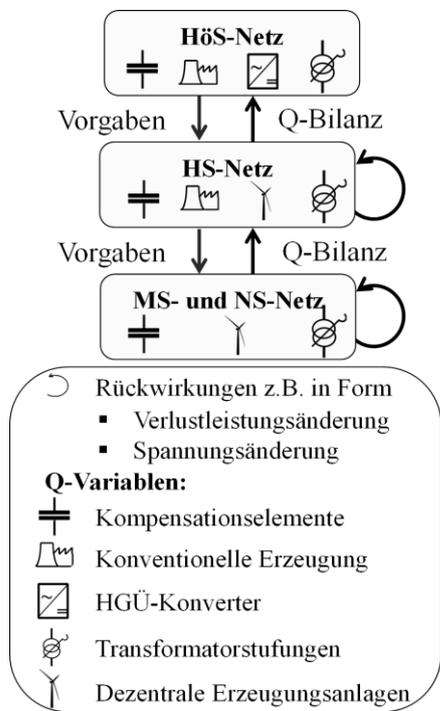


Bild 1 Schematische Übersicht des spannungsebenenübergreifenden Netzmodells

Virtuelle Flächenkraftwerke

Das Verteilnetz ist oftmals nur über eine Schnittstelle mit dem vorgelagerten Netz verbunden und kann daher auf Wirk- und Blindleistungsflüsse an der Schnittstelle zum HS-Netz reduziert werden. Zur Berücksichtigung des Q-Potentials in diesen Spannungsebenen wird das Verteilnetz als sogenanntes virtuelles Flächenkraftwerk abgebildet. Analog eines konventionellen Generators werden dazu wirkleistungsabhängige Q-Grenzen und Informationen zur Verlustleistung des Verteilnetzes in Abhängigkeit des Q-Verhaltens hinterlegt. Die Blindleistungsgrenzen werden dabei über ein optimiertes Abtasten unter Einhaltung der Randbedingungen zu Spannungsgrenzen gemäß der Richtlinie EN50160 [5] für Verteilnetze und den thermischen Belastbarkeitsgrenzen der Betriebsmittel anhand von Modellen verschiedener Verteilnetze ermittelt. Das Optimierungsverfahren berücksichtigt dabei kontinuierliche und diskrete Stellvariablen, um sowohl die Q-Bereitstellung von DEA als auch

beispielsweise die Stufenstellung von Transformatoren oder die Ein-/Ausschaltentscheidung von Kompensationselementen zu simulieren. Als geeignet zur Problemlösung erweist sich ein metaheuristisches Optimierungsverfahren mithilfe eines Particle-Swarm-Ansatzes. Die Bestimmung des Q-Potentials erfolgt für eine Vielzahl von Netznutzungsfällen. Bild 2 zeigt die ermittelten Q-Potentiale für ein ländliches Verteilnetz unter Annahme einer zentralen Ansteuerung aller Q-fähigen DEA und der HS-/MS-Transformatorstufung.

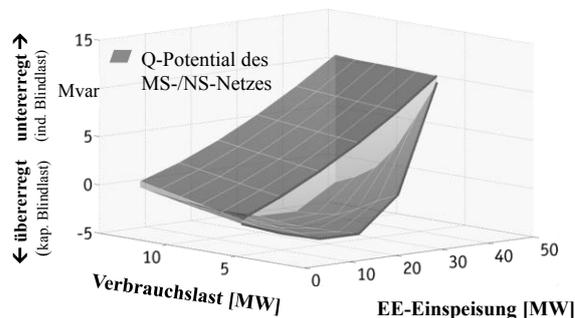


Bild 2 Blindleistungspotential eines beispielhaften ländlichen Verteilnetzes

Die obere schraffierte Fläche beschreibt aus Sicht des HS-Netzes das maximal mögliche untererregte, die untere Fläche das maximal mögliche übererregte Verhalten des Verteilnetzes. Bei geringer EE-Einspeisung ergibt sich ein für alle Lastzustände sehr kleiner Blindleistungsregelbereich. Die Netzanschlussregeln für DEA schreiben aufgrund der wirkleistungsabhängigen Blindleistungsgrenzen keine Bereitstellung von Blindleistung im Zustand ohne Einspeisung vor. Das verbleibende Potenzial stammt aus Anlagen, deren Primärenergietyp eine durchgängige Fahrweise erlaubt bzw. ergibt sich durch die mögliche Stufung des HS-/MS-Transformators. Mit zunehmender EE-Einspeisung erweitert sich das Potenzial zunächst proportional zur Einspeisung, begründet durch die wirkleistungsabhängigen Q-Grenzen der DEA. Bei einer mittleren EE-Einspeisung und geringer Last wird dieser Zusammenhang für die untere Grenze (übererregte Fahrweise) aufgehoben. Grund dafür ist die Notwendigkeit der Spannungshaltung im Verteilnetz: Bei hoher Erzeugungsleistung steigt die Spannung insbesondere bei Anlagen, die elektrisch weit vom Umspann-

werk entfernt sind, an. Um eine Verletzung der vorgeschriebenen Grenzen zur Spannungshaltung gemäß EN50160 zu verhindern, müssen diese Anlagen untererregt fahren. Daraus resultiert für die Blindleistungsbilanz des Verteilnetzes ein aus Sicht des HS-Netzes zunehmend weniger übererregtes, bei hoher Einspeisung ausschließlich untererregtes, Verhalten. Im Beispielnetz ist die gesamte Anschlusskapazität begrenzt durch die Spannungshaltung ausgenutzt. Dies ist erkennbar am Zusammenlaufen der unteren und oberen Grenze bei maximaler EE-Einspeisung und minimaler Last. Für diesen Zustand existiert kein Q-Regelbereich mehr.

Die Charakteristik des Q-Potentialverlaufs ist neben dem Ausnutzungsgrad der Anschlusskapazität und der Topologie auch von den Ansteuerungs- und Regelungsverfahren der Q Variablen im Verteilnetz abhängig [6].

Die Ermittlung des Q-Potentials von virtuellen Flächenkraftwerken erfordert eine detailgetreue Modellierung von Verteilnetzen. Die verwendeten Netze werden für die Untersuchungen synthetisch generiert [7]. Dem Modellnetzansatz liegen Auswertungen einer Vielzahl von realen Netzen im Hinblick auf Parameter, wie z.B. Leitungstypen oder -längen, Abgangslängen, Netzstrukturen, Raumkategorien (städtisch, halbstädtisch, ländlich), Regionen usw. zugrunde. Mithilfe probabilistischer Kundenmodelle werden die Verbraucher und Einspeisungen im Netz simuliert. Die Verwendung typisierter virtueller Flächenkraftwerke als Verteilnetzmodelle reduziert nicht nur Rechenzeiten für Simulation und Optimierung vorgegebener Blindleistungsfahrweisen des Gesamtsystems, sondern erleichtert auch die Ableitung situationsbezogener Empfehlungen für den Q-Austausch.

#### Verlustleistungskurve

Für jeden Netznutzungsfall kann eine Verlustleistungskurve über die Q-Bilanz des Verteilnetzes ermittelt werden (Bild 3), bei der sich stets ein parabelförmiger Anstieg der Verluste zeigt. Durch die Stufung des HS-/MS-Transformators kann diese Parabel zusätzlich in diskreten Schritten parallel verschoben werden. Die Verluste sind dabei umso geringer, je höher die Spannung im Netz ausfällt. Im Hinblick auf eine verlustoptimale Fahrweise

ergibt sich in der Regel ein Minimum in der Umgebung eines ausgeglichenen Blindleistungshaushaltes, da die Blindleistungsflüsse im Netz in diesem Zustand gering sind.

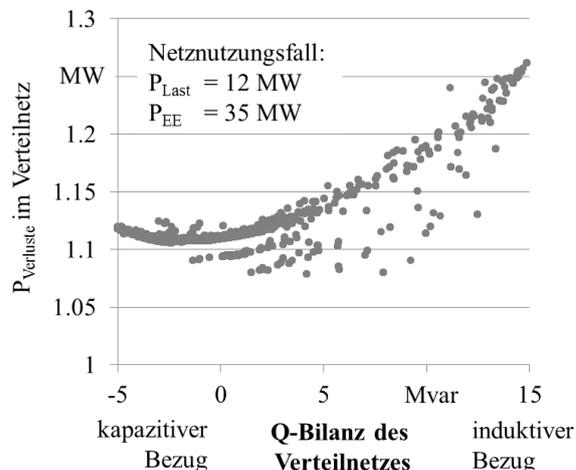


Bild 3 Verlustleistungskurve für einen definierten Netznutzungsfall

Für das virtuelle Flächenkraftwerk wird für jeden Netznutzungsfall eine Verlustleistungskurve hinterlegt, damit der Zielkonflikt zwischen verlustminimaler Fahrweise und Q-Unterstützung des vorgelagerten Netzes abgebildet werden kann.

#### Strategien für den Q-Austausch zwischen Spannungsebenen

Prinzipiell ist eine Vielzahl von Strategien für den spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsaustausch vorstellbar. Diese können von keinerlei Beschränkung an die Q-Bilanz des unterlagerten Netzes über Grenzwerte bis hin zu netznutzungsfallabhängigen Sollwertvorgaben reichen. Hier sollen erstere und letztere Strategie näher untersucht werden, da es sich zum einen um die Extremvariante handelt, in dem jede Spannungsebene ausschließlich eigene Ziele verfolgt (ohne Beschränkung) und zum anderen um das andere Extrem, die nahezu uneingeschränkte Unterstützung der HöS-Ebene durch die unterlagerten Netze (Q-Sollwertvorgabe) im Rahmen des existierenden Q-Potenzials. Für die Realisierung wird ein Optimierungsansatz gewählt, der für die Strategie „ohne Beschränkung“ eine verlustoptimale Fahrweise ohne Berücksichtigung der Auswirkungen auf die eigene Q-Bilanz ermittelt und für die Strategie mit Unterstützung des HöS-Netzes aus den unter-

lagerten Netzebenen Q-Sollwertvorgaben aus dem vorgelagerten HöS- bzw. HS-Netz abgeleitet. Als Bewertungsgröße wird der horizontale Q-Austausch des betrachteten HöS-Netzabschnitts betrachtet. Für Regelzonen soll dieser gemäß ENTSO-E-Betriebsvorgaben betragsmäßig möglichst gering ausfallen. Diese Vorgabe wird hier für den betrachteten HöS-Netzabschnitt antizipiert. Dem gegenüber gestellt werden die sich je Strategie ergebenden Verluste im HS- und Verteilnetz.

**Strategie 1: Keine Beschränkung des Q-Verhaltens von HS- und Verteilnetzen**

Das Optimierungsverfahren setzt sich aus einem mehrstufigen Ansatz zusammen. In einer ersten Stufe wird ausschließlich die Q-Fahrweise im HS- und Verteilnetz mit Zielfunktion minimaler Netzverluste optimiert. Als Nebenbedingungen sind Strombelastbarkeits- und Spannungsgrenzen im HS- und Verteilnetz einzuhalten. Anschließend wird die ermittelte Q-Fahrweise des unterlagerten Netzes festgesetzt und die Q-Variablen des Übertragungsnetzes mit Zielfunktion einer Betragsminimierung des horizontalen Q-Austausches des betrachteten HöS-Netzabschnittes optimiert. Als Nebenbedingung gelten die thermischen Belastbarkeits- und Spannungsgrenzen des Übertragungsnetzes sowie die der unterlagerten Netze. Können die Spannungsgrenzen im HöS-Netz nicht eingehalten werden, erfolgt eine 3. Optimierungsstufe, bei der ein neues Kompensationselement im Übertragungsnetz optimiert platziert wird. Anschließend erfolgt die Optimierung der vorhandenen Q-Variablen im Übertragungsnetz erneut. Schritt 2 und 3 werden solange wiederholt, bis keine Verletzungen mehr auftreten. Thermische Belastungsgrenzen bleiben hierbei außer Betracht, da ein kapazitätsbedingter Netzausbau im Modell für alle Spannungsebenen unterstellt ist.

Als Ergebnis der Optimierung ergibt sich eine verlustminimale Fahrweise des HS- und Verteilnetzes ohne Berücksichtigung von Vorgaben aus dem jeweils vorgelagerten Netz.

**Strategie 2: Blindleistungsunterstützung des HöS-Netzes aus HS- und Verteilnetz**

Zur Nachbildung dieser Strategie wird ebenfalls ein mehrstufiger Optimierungsansatz angewendet. In diesem werden zunächst die

Q-Variablen aller Spannungsebenen für den Ausgleich des horizontalen Q-Austausches im HöS-Netzabschnitt eingesetzt. Dabei müssen als Nebenbedingungen die thermischen Belastbarkeits- und Spannungsgrenzen aller Spannungsebenen eingehalten werden. Werden letztere im HöS-Netz nicht eingehalten, erfolgt analog zur Strategie 1 eine iterative, optimierte Platzierung von neuen Kompensationselementen. Anschließend erfolgt eine dritte Stufe, in der die sich aus den ersten beiden Stufen ergebenden Blindleistungsflüsse an den HöS-/HS-Schnittstellen als zusätzliche Nebenbedingungen vorgegeben werden und in der über Kombinationen der Q-Variablen im HS- und Verteilnetz die Verlustleistung im unterlagerten Netz optimiert wird. Dies ist möglich, da für ein definiertes Q-Verhalten über Variation der Q-Variablen eine unterschiedliche Verlustleistung erzielt werden kann (s. Bild 3).

**Untersuchungsprogramm und Ergebnisse**

Anhand von exemplarischen Untersuchungen für einen HöS-Netzabschnitt im Norden von Deutschland (Bild 4) sollen die beiden beschriebenen Strategien verglichen werden.



Bild 4 Betrachteter HöS-Netzabschnitt

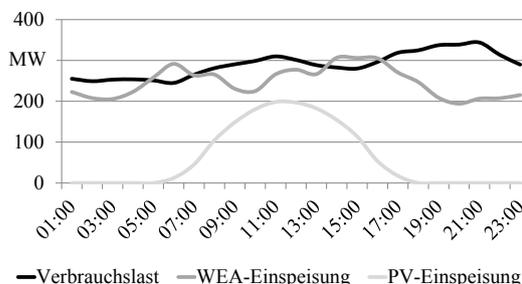
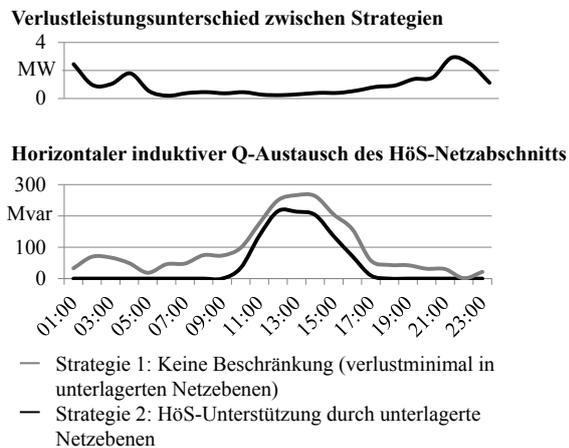


Bild 5 Charakteristischer Tag im Winter 2023

Das vorwiegend ländliche Gebiet ist geprägt durch eine hohe installierte Erzeugungsleistung aus Windenergie- und PV-Anlagen. Es wird ein charakteristischer Wintertag aus dem

Netzentwicklungsplan 2023 (Fall B) betrachtet, der eine hohe EE-Einspeisung aufweist (Bild 5). Es wird die Variante betrachtet, dass alle Q-fähigen DEA und die Transformatoren zentral angesteuert werden können.

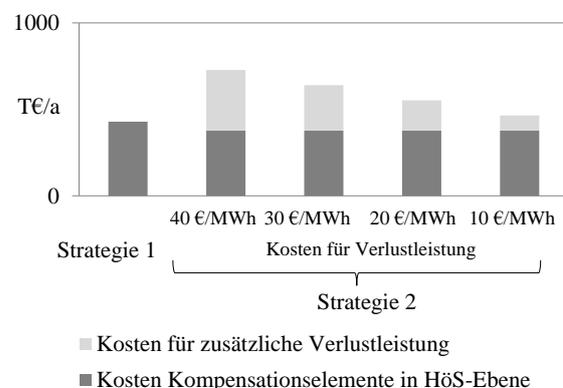


**Bild 6** Vergleich Verlustleistung und horizontaler Blindleistungsaustausch zwischen betrachteten Strategien

Der optimierte induktive Blindleistungsaustausch des HöS-Netzabschnitts und die Verlustleistungsdifferenz in der HS- und Verteilnetzebene zwischen den beiden Strategien ist in Bild 6 dargestellt. In Situationen ohne oder mit nur geringer PV-Einspeisung (01:00 Uhr bis 09:00 Uhr) kann der Betrag des horizontalen Q-Austausches der HöS-Ebene in Strategie 1 nahezu und in Strategie 2 mit Unterstützung des unterlagerten Netzes vollständig minimiert werden (Bild 6, unten). Die Q-Variablen im HS- und Verteilnetz sind vergleichsweise flexibel, da die Spannung im unterlagerten Netz in diesen Situationen einen ausreichenden Abstand zum Grenzwert aufweist. Gleichzeitig hohe Wind- und PV-Einspeisung in den Mittagsstunden führen zu einem starken Anstieg des horizontalen Q-Austausches, begründet durch den hohen induktiven Q-Bezug der Betriebsmittel im HöS-Netz. Eine Unterstützung aus dem unterlagerten Netz in Strategie 2 wird zunehmend schwieriger, da die Q-Variablen teilweise für die Spannungshaltung in den eigenen Netzen erforderlich wird. Dennoch ist der Q-Austausch des HöS-Netzes in Strategie 2 leicht geringer als ohne Unterstützung der unterlagerten Netzebenen. In den Abendstunden sinkt der induktive Bedarf der Leitungen. Durch die höhere Last und

die geringere PV-Einspeisung steht nun wieder mehr Q-Flexibilität aus den unterlagerten Netzebenen zur Verfügung.

Der geringere horizontale Q Austausch des HöS-Netzabschnitts in Strategie 2 mit Unterstützung des unterlagerten Netzes führt jedoch gleichzeitig zu einer höheren Verlustleistung in der HS- und Verteilnetzebene. Die Verlustleistungsdifferenz zwischen den Strategien beträgt zwischen 1 und 3 MW (Bild 6, oben). Für eine Bewertung der Strategien ist ein gesamtwirtschaftlicher Vergleich erforderlich (Bild 7).



**Bild 7** Zusätzliche Kosten in Abhängigkeit der Strategie

Dazu werden die annuitätischen Kosten für neue Kompensationselemente im HöS-Netz (Errichtungskosten: 10 T€/Mvar und ca. 1,9 Mio € für ein Schaltfeld) zum Einhalten der Spannungsgrenzen und dem Ausgleich des horizontalen Q-Austausches den jährlichen Kosten der erhöhten Verlustkosten in Strategie 2 über eine Variation des zukünftigen Preises für Verlustleistung gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass für das berechnete Beispiel die Verlustleistungserhöhung im HS- und Verteilnetz die Deckung des Q-Bedarfs im HöS-Netz durch Maßnahmen im Übertragungsnetz wirtschaftlicher erscheinen lässt.

**Literatur**

[1] ENTSO-E, Network Code on Demand Connection, Brussels, 2012  
 [2] VDN: TransmissionCode – Netz- und Systemregeln der deutschen HöS-Netzbetreiber, August 2007  
 [3] BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008

- [4] VDE: Erzeugungsanlagen am NS-Netz (VDE-AR-N 4105:2011-08), August 2011
- [5] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN50160:2011-02; Deutsche Fassung EN50160:2010 + Cor.:2010
- [6] Schäfer, P.; Krah, S.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Spannungsebenenübergreifendes Regelungskonzept für Blindleistung, ETG Kongress in Berlin, 5.-6.11.2013
- [7] Schäfer, P.; et.al.: Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zur Systemstabilisierung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 64, Nr. 5, pp. 78-81, 2014

**Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Dipl.-Ing. Philipp Schäfer

## Industrie-/eigenfinanzierte Forschungsprojekte

### Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Industrie-/eigenfinanziert

*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 Rheinhausen, Netrion, RWE Deutschland, SWM Infrastruktur*

*Laufzeit: 01.09.2013 – 31.08.2016*

#### Motivation und Ziel des Projekts

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 über die Betriebsmittellebensdauern ein Umdenken im bisherigen Netzplanungsprozess. Um zukünftig zu effizienten Versorgungskonzepten unter Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zu kommen, müssen Netzbetreiber möglichst optimale und robuste Entscheidungen zum zukünftigen Ausbaupfad ihrer Netze treffen und dabei klassischen Netzausbau sowie die Potentiale der „Smart Grid Welt“ zu einem neuen Netzkonzept „für die Energiewende“ kombinieren.

#### Herausforderungen

Insgesamt ist es Ziel der Netzplanung, für den zukünftigen Bedarf der Kunden (Versorgung sowie Aufnahme elektrischer Energie) die technisch und wirtschaftlich beste Lösung zu finden und zugehörige Netzanpassungen zeitgerecht umzusetzen. Im Rahmen der Entwick-

lung des „Smart Grid“ stehen Netzbetreiber zunehmend auch neue, flexible Freiheitsgrade in der Planung zu Verfügung. Diese sind häufig auch kurzfristiger realisierbar und können in bestimmten Situationen technisch und wirtschaftlich sinnvoller sein, als die Investition in konventionelle Maßnahmen. Diese häufig mit „Kupfer oder Intelligenz“ umschriebene Frage ist stets bei der Ermittlung eines kostenminimalen Ausbaupfades für das bestehende Netz zu stellen. Dabei ist zu gewährleisten, dass kurzfristig erforderliche Planungsprojekte in Anbetracht von langen Nutzungsdauern auch langfristig noch kosteneffizient und nachhaltig sind.

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.

#### Ziel des Forschungsprojekts

Das Ziel ist die Entwicklung einer Planungsmethodik, die, ausgehend von dem bestehenden Netz, optimale (Fokus insbesondere auf Kosten) Netzausbaustufen ermittelt, wobei insbesondere neuartige Betriebskonzepte und die Unsicherheiten in der zukünftigen Entwicklung berücksichtigt werden. Das Verfahren dient der Unterstützung der Netzplanung und gibt Empfehlungen für optimale nächste Ausbauentscheidungen.

#### **Analyse des Planungsproblems und Auswahl des Optimierungsverfahrens**

Das Planungsproblem der Ausbauplanung wurde bereits im Detail analysiert [1] und insbesondere die Modellierung der Unsicherheiten in Form einer Szenarienbaumstruktur motiviert. Zusammenfassend erfordert die Modellierung des Planungsproblems und der Optimierungsaufgabe (Opt.-Aufg.) die Betrachtung folgender Bereiche:

- Versorgungsaufgabe, insbesondere die Unsicherheit ihrer Entwicklung (Szenarien der Opt.-Aufg.)
- Planerische Freiheitsgrade (Entscheidungsvariablen der Opt.-Aufg.)
- Technische Randbedingungen, d.h. Spannungshaltung, Betriebsmittelbelastung, Kurzschlussströme (Nebenbedingungen der Opt.-Aufg.)
- Wirtschaftliche Randbedingungen, d.h. z.B. jährliche Budgetbeschränkungen, zeitliche Präferenzen (Nebenbedingungen der Opt.-Aufg.)
- Wirtschaftliche Bewertung und unternehmerische Zielsetzung, d.h. z.B. Kostenminimierung bei Berücksichtigung von Risikoaspekten (Zielfunktion der Opt.-Aufg.)

Im Folgenden soll näher auf die planerischen Freiheitsgrade sowie den Verfahrensansatz zur Optimierung der vorliegenden Planungsaufgabe eingegangen werden.

Analyse und Modellierung der planerischen Freiheitsgrade

Bild 1 gibt einen Überblick sowohl über die konventionellen als auch die neuen, d.h. bislang üblicherweise nicht innerhalb der Planungsphase berücksichtigten Freiheitsgrade und verdeutlicht das gewählte Systemmodell.

Eine Trasse verläuft jeweils zwischen Stationen oder einem Verzweigungspunkt mit weiteren Trassen und kann als Kabel- oder Freileitungstrasse ausgeführt werden. Für die HS-Ebene sind vollständig neue Trassenverläufe durch den Planer vorzugeben, während auf der MS-Ebene mögliche neue Trassenverläufe automatisch durch das Verfahren bestimmt werden können. Ob die Freileitungsvariante möglich ist, ist in Hinblick auf den §43h EnWG ebenfalls durch den Planer zu kennzeichnen. Wenn in einer bestehenden Trasse die maximale Anzahl möglicher Stromkreise noch nicht erreicht ist, können diese zugebaut werden. Ein Abbau oder Verstärkung, als auch die Einbringung von Freileitungsmonitoring (FLM), sind weitere Freiheitsgrade. Die Vorgabe verschiedener Leitungstypen, die sich auch hinsichtlich der Kosten unterscheiden können, ist möglich. Hierüber können auch Sonderfälle modelliert werden (z.B. Bevorzugung einer Trasse durch Verringerung der Kosten).

Die Auswahl des Anbindungskonzepts von Stationen (z.B. Einfachstich, Doppelstich, Einschleifung) ist abhängig von der Art der Schaltanlagenkonfiguration. Hier ist vorzugeben, ob zuerst die Stationskonzepte oder zuerst die Schaltanlagenkonzepte optimiert werden sollen. Das jeweils andere Konzept wird dann nachgeschaltet unter Berücksichtigung von Zuverlässigkeitsaspekten eingestellt.

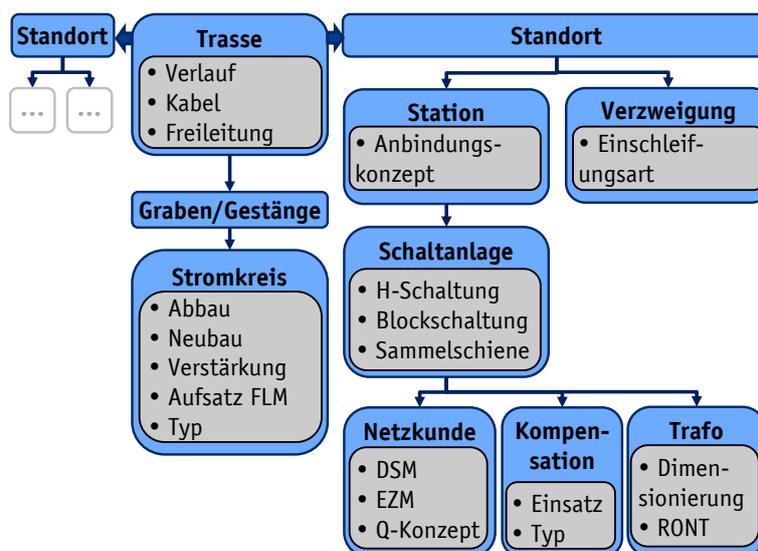


Bild 1 Freiheitsgrade

Flexibilitätsoptionen bei den Netzkunden können ebenfalls als planerische Freiheitsgrade eingesetzt werden, d.h. in Bezug auf die Wirkleistung eines Last- oder Erzeugungsmanagements und die Auswahl des Blindleistungsregelungskonzepts bei Erzeugungsanlagen.

Der Einsatz von Kompensationsanlagen wird auf Basis der Vorgabe einiger möglicher Platzierungen und Größenordnungen optimiert.

Für alle Betriebsmittel werden stets die Planungsoptionen „Abbau“, „Neubau“, „Verstärkung“ geprüft. Ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) wird primär dann eingesetzt, wenn dieser einen Mehrwert für das MS-Netz schafft, da die NS-Ebene außerhalb des konkreten Betrachtungsbereichs liegt. Die Effekte aus einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung der MS- und NS-Ebene werden dabei abschätzend in der kostentechnischen Bewertung berücksichtigt.

#### Auswahl des Optimierungsverfahrens

Das beschriebene Optimierungsproblem der Netzplanung stellt ein komplexes, kombinatorisches Problem dar. In vorherigen Forschungsvorhaben [2, 3] haben sich für diese Problemstellungen heuristische Ansätze als gut geeignet erwiesen, so dass auch hier ein solcher Ansatz verfolgt werden soll.

Als Basis für die Optimierung wird in diesem Projekt ein genetischer Algorithmus gewählt, da hier bestehende Arbeiten [2] eine gute Anwendbarkeit auf das Problem der Netzplanung zeigen sowie Funktionalität und gutes Konvergenzverhalten demonstrieren. Die folgenden Abschnitte verdeutlichen die notwendigen Weiterentwicklungen hin zu einer multitemporalen Optimierung unter Unsicherheit.

#### **Aufbau des Optimierungsverfahrens**

Das Verfahren besteht aus den folgenden Komponenten:

- „Szenarienbaum-Generator“ zur Abbildung unsicherer Entwicklungsszenarien der Last und Erzeugung
- Genetischer Algorithmus (GA) als Basisoptimierung zur Ermittlung möglicher Lösungen im Rahmen der gegebenen Freiheitsgrade

- Aufweitung der Grundfunktionalitäten des GA (Bewertung, Mutationsoperator, Cross-Over-Operator) zur Berücksichtigung multitemporaler Betrachtungsbereiche bei Unsicherheit
- Lokale Suche ausgehend von einer gültigen Lösung (z.B. des Ist-Netzes) zur Identifikation nächster Lösungen mit geringfügigen Änderungen, basierend auf einer Lastflussapproximation
- Ausfallapproximation, zur effizienten Berechnung und Bewertung relevanter (n-1)-Ausfälle
- Vereinfachte Betriebssimulation bzw. Betriebsoptimierung zur Abbildung eines netzorientierten Last- und Erzeugungsmanagement (Redispatch, Abregelung)

Das Konzept des genetischen Algorithmus sowie die Erweiterungen werden im Folgenden näher dargestellt.

#### Genetischer Algorithmus als Basisoptimierung

Grundidee des genetischen Algorithmus (GA) ist es, den mikroevolutionären Prozess einer sich langsam immer verbessernden Population von Individuen aufgrund des „Survival-of-the-Fittest“-Prinzip für die Optimierung zu nutzen. Bild 2 zeigt den Grundablauf des GA.

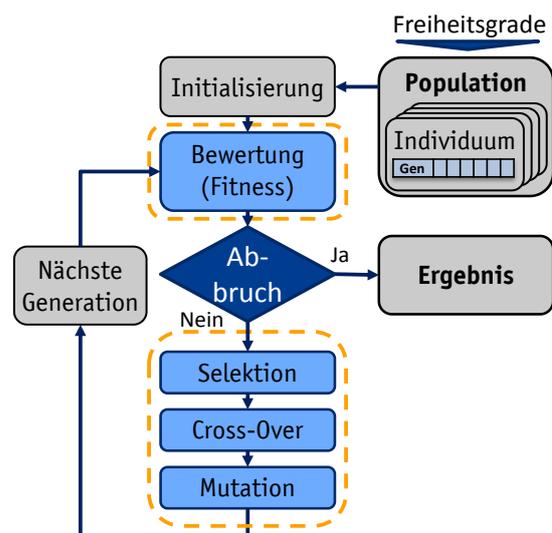


Bild 2 Allgemeiner Ablauf eines genetischen Algorithmus

Zunächst wird das reale Optimierungsproblem in die GA-Struktur überführt („Codierung“), d.h. eine Population aus Individuen gebildet,

welche jeweils eine mögliche Lösung des Problems (eine bestimmte Kombination der Freiheitsgrade) darstellen. Der Gen-String, der für jedes Individuum charakteristisch ist, setzt sich aus einzelnen Genen zusammen, die jeweils einem Freiheitsgrad entsprechen, d.h. der Genwert spiegelt die Art der Realisation (ja/nein, welche Höhe,...) wider. Die Bewertung erfolgt anhand der Fitnessfunktion, die die Zielfunktion abbildet. Der evolutionäre Prozess wird durch die Cross-Over und Mutations-Operatoren nachgebildet, wobei jeweils die in der Selektion ausgewählten Individuen (abhängig von z.B. ihres Fitnesswertes) herangezogen werden. Iterativ wird somit die gesamte Population verbessert, bis ein Abbruchkriterium erreicht ist. Das am besten bewertete Individuum zum Ende der Iterationen stellt dann die im Sinne des GA optimale Lösung dar; hier besteht allerdings kein Anspruch auf absolute Optimalität, da es sich um eine Heuristik handelt.

Typischerweise wird dieser Ansatz zur Bestimmung von einstufigen Problemen, wie z.B. der Grundsatzplanung von Netzen, eingesetzt.

Multitemporale Erweiterung des GA

Bild 3 zeigt die Erweiterung des Optimierungskerns zur Anwendung auf multitemporale Optimierungsprobleme.

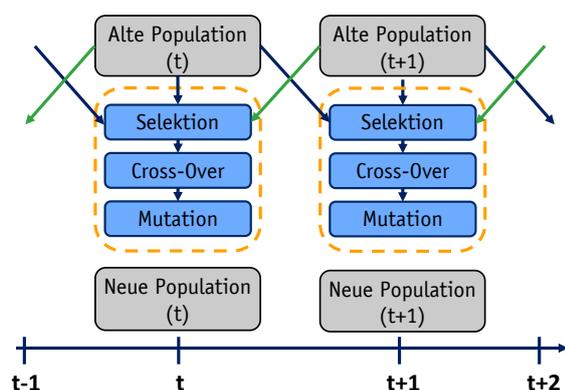


Bild 3 Multitemporaler Ansatz des GA

Je Zeitpunkt kann zunächst einzeln ein GA initialisiert und nach Bild 2 begonnen werden. Eingangsgröße ist dabei das aktuelle Ist-Netz, da dies bereits eine erste gute Lösung darstellt, sowie die Menge der verfügbaren Freiheitsgrade. Da aber bei Optimierung des Netzausbaus die Zeitkopplungen berücksichtigt werden müssen, z.B. dass eine heutige

Lösung auch einen Mehrwert für einen späteren Zeitpunkt schafft, müssen die einzelnen Optimierungsprobleme (GA's) gekoppelt werden. Dazu werden innerhalb der Selektionsroutine, dem Beginn der Erstellung einer neuen Population, ebenfalls Individuen aus nachfolgenden und vorausgehenden Zeitpunkten einbezogen. Die zugrunde liegende Idee ist, dass z.B. eine Ausbaumaßnahme (Auswahl eines Freiheitsgrades), separat im Zeitpunkt t betrachtet, eventuell nicht optimal ist (im Sinne der Fitnessfunktion z.B. kostenminimal), aber dafür für die nachfolgenden Zeitpunkte t+1,t+2, ... noch einen Mehrwert schafft und somit insgesamt über den Optimierungszeitraum betrachtet sinnvoll ist. Durch den zeitpunktübergreifenden Austausch der Individuen werden also auch Lösungen vorgezogen/nachgestellt, falls dies insgesamt betrachtet besser ist.

Um diesen Mehrwert in der Bewertung der Individuen zu berücksichtigen, muss die Fitnessfunktion in zwei Bereiche aufgeteilt werden. Ein Teil muss quantifizieren wie gut eine Lösung in Bezug auf den einzelnen Zeitpunkt ist, ein zweiter Teil muss den sich insgesamt über alle Zeitpunkte – und im Falle der Unsicherheit – über alle Szenarien ergebenden Fitnesswert (z.B. Barwert des Erwartungswertes der Kosten) bestimmen. Anhand dieser zwei Größen können dann Individuen ausgewählt werden, die innerhalb des GA's am Austausch mit den vor- und nachfolgenden Zeitpunkten teilnehmen.

Multitemporale Erweiterung des GA unter Unsicherheit

Im vorliegenden Fall der Optimierung unter Unsicherheit, in dem die Unsicherheit in der Entwicklung der Versorgungsaufgaben in Form eines Szenarienbaums modelliert wird und somit die Lösung des Optimierungsproblems ebenfalls in Szenarienbaumstruktur vorliegt (von Zeitpunkt und Szenario abhängige Entscheidungen zum Netzausbau), erfolgt das Zusammenspiel der einzelnen genetischen Algorithmen wie in Bild 4 dargestellt.

Bewertungsfunktion ist dann die Ermittlung des Erwartungswertes der Kosten des Netzausbaus bzw. ggf. noch zusätzlicher Parameter zu Risikoquantifizierung (Varianz, Value at Risk, ...).

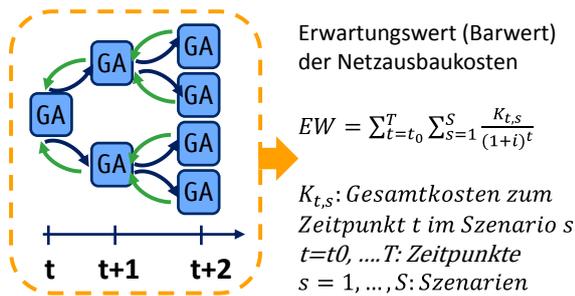


Bild 4 Multitemporaler Ansatz des GA bei Unsicherheit in Form eines Szenarienbaums

### Zusammenfassung und Ausblick

Im Projekt „Optimale Verteilnetze für die Energiewende“ wird ein rechnergestütztes Optimierungsverfahren für die Mittel- und Hochspannungsebene entwickelt, welches praxistaugliche Empfehlungen zum Netzausbau ermitteln soll. Unsicherheiten in der Versorgungsaufgabe (zeitliche Entwicklung, Höhe der installierten Leistung sowie geographische Verteilung) werden über einen Szenarienbaum abgebildet. Im vergangenen Jahr wurde das zugehörige Optimierungsproblem intensiv ana-

lysiert und insbesondere die vorliegenden Freiheitsgrade und zugehörige Modellierung abgeleitet. Das Konzept des genetischen Algorithmus wurde als Basis für den Optimierungskern ausgewählt und notwendige Erweiterungsschritte festgelegt. Der Fokus des nächsten Jahres liegt auf der Umsetzung der dargestellten Konzepte.

### Literatur

- [1] Jahresbericht FGH 2013, FGH, 2014
- [2] Maurer, C.: Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 101, Aachen 2004
- [3] Paulun, T.: Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 115, Aachen 2007

### Ihre Ansprechpartner bei der FGH:

Dr.-Ing. Simon Krahl  
 Dipl.-Wirt.-Ing. Julia Ziegeldorf

# Systemstudien

## Übersicht

Neben der Durchführung von Forschungsprojekten werden im Bereich Systemtechnik auch Auftragsforschungs- und wissenschaftliche Untersuchungsprojekte zu unterschiedlichsten Fragestellungen bearbeitet. Unser Dienstleistungsangebot wird dabei durch die Gruppe Systeme & Netze in der FGH GmbH abgerundet, in der Projekte bearbeitet bzw. Teilaufgaben übernommen werden, die nicht der Auftragsforschung zuzuordnen sind (vgl. S. 79). Als Auftraggeber treten häufig, aber nicht ausschließlich FGH-Mitgliedsunternehmen auf. Diese nutzen die Kapazitäten und Fertigkeiten bei der FGH auch für das Abfangen von Arbeitsspitzen, wie sie bei Netzbetreibern beispielsweise im Umfeld der zahlreichen Anschlussanfragen für EEG-Erzeugungsanlagen oder im Rahmen von kurzfristigen Datenmeldungen an Aufsichtsbehörden auftreten.

Im Berichtsjahr entfällt ein großer Anteil der Auftragsforschung auf die Entwicklung und Anwendung von Bewertungsmethoden zur Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz (im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, s. nachfolgender Bericht S. 66).

Eine besondere Stärke der FGH besteht, ihrem Auftrag folgend, in der Konzeption und Bearbeitung von Kooperationsprojekten, die von mehreren interessierten Unternehmen anteilig finanziert werden. Dies ist aktuell beispielsweise im Projekt „Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende“ (s. S. 59) realisiert.

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, Grundsatzfra-

gen und zugehörige Auswertungen und Analysen innerhalb des FGH e.V. durchgeführt werden. Da mit dem Berichtsjahr 2013 Erweiterungen am Erfassungsschema in Kraft traten, wurden im Berichtsjahr für die verantwortliche FNN-Projektgruppe erstmals die zugehörigen weitergehenden Auswertungen aufbereitet und analysiert. Dies betrifft etwa den Einfluss der Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene auf die DISQUAL-Kennzahlen, den Anlass für angekündigte Versorgungsunterbrechungen sowie Strukturangaben zu den Netzen.

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

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

- Stabilität von Wirk- und Blindleistungsregelungen von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen
- Senkung der Netzausbaukosten für den Anschluss von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen durch Einspeisemanagement
- Betriebliche Einsatzkriterien zur Aktivierung von zur Netzstabilität erforderlicher konventioneller Erzeugung auf Basis von Lastflussprognosen
- Methodik zur Bewertung der Systemrelevanz eines Kraftwerks
- Optimale Auswahl, Platzierung und Dimensionierung von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz
- Technische Möglichkeiten zum Ersatz der Mindestenerzeugung in konventionellen Kraftwerken am Übertragungsnetz

- Kosten einer Umstellung der Sternpunktbehandlung von erdschlusskompensierter auf niederohmige Betriebsweise im Hochspannungsnetz und deren Berücksichtigung beim projektbezogenen Kostenvergleich zwischen Freileitung und Kabel
- Grenzen der Erdschlusslöschfähigkeit unter genauer Berücksichtigung des Einflusses von Spulen- und Leitungsverlusten sowie dem Einfluss der Längsimpedanzen
- Möglichkeiten und Grenzen der beidseitigen Sternpunktterdung bei Hoch-/Mittelspannungstransformatoren
- Bewertung der Zuverlässigkeit von Netzen und Netzanschlüssen hinsichtlich der Anforderungen als Sicherheitsstromversorgung
- Kurzschlussstromberechnungen im Eigenbedarfsnetz eines Kraftwerks
- Einsatzmöglichkeiten von Spartransformatoren in Mittelspannungsnetzen

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:

- Lastflussberechnungen
- Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Instandhaltungsmanagement und -strategien
- Zuverlässigkeitsanalysen
- Sonderauswertungen der FNN-Störungstatistik
- 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.

### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Dr.-Ing. Simon Krahl

## Systemanalysen nach ResKV zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs im Übertragungsnetz

Auftragsforschung

*Auftragsforschung für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).*

*Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) [1] verpflichtet, jährlich für den jeweils folgenden Winter und die jeweils folgenden fünf Jahre eine Analyse zum Bedarf an Netzreserve im Übertragungsnetz durchzuführen. Die FGH war dabei für die ÜNB methodisch beratend und bei den Berechnungen unterstützend tätig.*

Die Energiewende führt zu erheblichen Änderungen in der deutschen Erzeugungsstruktur. Zum einen gibt es einen fortschreitenden Zubau von regenerativer Erzeugungsleistung, zum anderen kommt es zu vermehrter Stilllegung von konventionellen Erzeugungsanlagen aufgrund von verminderter Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen. Darüber hinaus wird der beschleunigte Kernenergieausstieg umgesetzt, woraus eine weitere Abnahme der Erzeugungsleistung in Süddeutschland folgt. In Summe führen diese Änderungen zu einer zunehmend lastfernen Erzeugungsstruktur und daraus folgend zu erhöhten Transportanforderungen an das Übertragungsnetz.

Aufgrund eines nur langfristig möglichen Netzausbaus führen diese erhöhten Anforderungen an das Übertragungsnetz kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.

Im Folgenden werden die relevanten Einflussfaktoren, die Parametrierung der untersuchten Szenarien und die Untersuchungsmethodik vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse in Form des notwendigen Reservekraftwerksbedarfs im In- und Ausland sowie alternative Maßnahmen zur Sicherstellung des Netzbetriebs gezeigt.

### Einflussfaktoren

Für die Analysen werden verschiedene Szenarien untersucht, deren Parametrierung so erfolgt, dass sie zu erwartende, kritische Situationen abbilden. Für diese wird dann die

ausreichende Verfügbarkeit von betrieblichen Gegenmaßnahmen, einschließlich eines Redispatches von Erzeugungsleistung und – sofern erforderlich – einer Aktivierung von dabei zu dimensionierender Netzreserve, bewertet.

Dafür werden die Einflussparameter Last, EE-Einspeisung und Kraftwerksnichtverfügbarkeit hin zu kritischen, aber auf Basis historischer Daten, zu erwartenden Werten abgeschätzt. Szenarien mit hoher Last sind aufgrund des dann auftretenden hohen Leistungsdefizits in Süddeutschland charakterisiert durch einen großen Leistungsfluss von Nord- nach Süddeutschland und in die östlichen Nachbarländer und somit auslegungsrelevant für die Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs. PV-Einspeisung mindert in der Regel diese Effekte, weshalb für die Szenarien die Betrachtung einer Winterwerktag-Abendspitze<sup>1</sup> sinnvoll erscheint.

Hinsichtlich der Windeinspeisung haben Voranalysen gezeigt, dass hohe Windeinspeisung die zuvor erwähnten kritischen Lastflüsse verstärkt und somit für die Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs auslegungsrelevant ist. Daneben weisen Betriebserfahrungen aus dem Februar 2012 aber auch auf eine Kälteperiode ohne Wind als kritisches Szenario hin, da es durch den dann auftretenden hohen Kraftwerkseinsatz im Rhein-Ruhr-Gebiet zu verstärkten West-Süd-Lastflüssen kommt.

Hohe Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken im Süden und geringe Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken im Norden sind aufgrund der verstärkenden Wirkung auf die kritischen Lastflüsse ebenfalls auslegungsrelevant für die Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs.

### Szenarienparametrierung

Die Bewertung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes für den Winter 2014/15 erfordert eine möglichst belastbare und realistische Datenbasis. Daher erfolgt die Bewertung auf Basis von Messwerten und historischen Daten, soweit diese vorliegen.

Für die Untersuchungen werden die zwei Szenarien A und B definiert. Die Situationen werden bzgl. Windeinspeisung nach einer Situation

<sup>1</sup> „Abendspitze“ bezieht sich auf den typischen Tagesverlauf der Last; im Winter tritt parallel zur Abendspitze keine PV-Einspeisung auf.

mit maximaler Windeinspeisung (Szenario A) und einer Situation ohne Windeinspeisung (Szenario B) unterschieden. Für Szenario A wird die Windeinspeisung bestimmt, indem das im Referenzzeitraum 2011-2013 maximal aufgetretene Verhältnis aus Einspeiseleistung zu installierten Leistung mit der aus der EEG-Mittelfristprognose [2] ermittelten installierten Leistung des Betrachtungsjahres 2015 multipliziert wird.

Für die Bestimmung der Lasthöhe wird für beide Szenarien aus historischen Daten<sup>2</sup> der Zeitpunkt mit der höchsten Verbrauchslast ermittelt. Die vertikale Netzlast zu diesem Zeitpunkt bildet die Basis der Lasthöhe in den Szenarien. Dieser Wert beinhaltet, da am Verknüpfungspunkt Höchstspannungs- zu Hochspannungsnetz gemessen, u.a. die unterlagerte Erzeugung und die Erzeugung aus Windenergieanlagen. Da analog zu EnWG §13a und §13c möglichst alle potentiell systemrelevanten Kraftwerke mit einer Leistung größer 50 MW in der Analyse explizit berücksichtigt werden sollen, ist eine geeignete Modellierung von Last und unterlagerter Erzeugung erforderlich. Hierfür ist ein Modell zur gemeinsamen Berücksichtigung von Last und unterlagerter Erzeugung entwickelt und zur Anwendung gebracht worden. Die vertikale Blindlast wird mithilfe eines bei der FGH entwickelten Prognosemodells unter Berücksichtigung historischer Zeitreihen von Wirklast und EE-Erzeugung bestimmt.

Für den Einflussfaktor Kraftwerksnichtverfügbarkeit sind spezifische Nichtverfügbarkeiten je Primärenergietyp anhand der EEX-Nichtverfügbarkeitsstatistik [3] bestimmt und zwar kritisch, aber mit hinreichender Wahrscheinlichkeit möglich, im Hinblick auf die Parametrierung der Szenarien auf Nord- und Süddeutschland aufgeteilt worden (für beide Szenarien gleich).

Zusammengefasst werden folgende Szenarien betrachtet:

Szenario A: Abendspitze eines Winterwerktages mit hoher Last und maximaler WEA-Einspeisung

Szenario B: Abendspitze eines Winterwerktages mit hoher Last ohne WEA-Einspeisung.

### Untersuchungsmethodik

Für die Untersuchungen wurde auf Basis von Messwerten und unter Abstimmung mit ausländischen ÜNB ein möglicher Wertebereich für relevante Einflussfaktoren bestimmt. Diese Einflussfaktoren sind wie oben bereits dargestellt: die EE-Erzeugung (insbesondere Wind), die Last, die konventionelle Erzeugung (z.B. aus Braunkohlekraftwerken) und die Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung. Mit diesen Einflussfaktoren werden Szenarien parametrisiert, die zu erwartende, kritische Situationen abbilden; dabei stellt ein Szenario jeweils eine kritische Kombination von relevanten Einflussfaktoren dar.

Für jedes dieser abgeleiteten Szenarien ergibt eine Marktsimulation den Kraftwerkseinsatzplan für Gesamteuropa sowie die resultierenden Handelsbilanzen unter Berücksichtigung mit den Nachbar-ÜNB abgestimmter Übertragungskapazitäten (NTC) für das jeweils betrachtete Szenario.

Für die sich daraus ergebenden Lastflusssituationen im Übertragungsnetz hat die FGH in enger Abstimmung mit den ÜNB Netzanalysen durchgeführt. Dabei wurden die Situationen im Grundfall (hier ist insbesondere der Summenleistungsfluss über die Leitungen von Deutschland nach Polen maßgeblich, wobei der Fluss hier 1.600 MW nicht übersteigen darf), im Fehlerfall (Ausfall einer Leitung, eines Kraftwerks oder eines Transformators im Höchstspannungsnetz) und im Common-Mode- oder Sammelschienen-Fehlerfall (gemäß Exceptional Contingencies-List) bewertet und die ggf. notwendigen Gegenmaßnahmen schrittweise durchgeführt.

Die zur Verfügung stehenden Gegenmaßnahmen sind dabei topologische Maßnahmen (z.B. Schalthandlungen), Redispatch mit markt-basierten Kraftwerken und Redispatch mit gesichertem Redispatchpotential im In- und Ausland (Reservekraftwerke).

Als Ergebnis dieser Netzanalysen ergibt sich der notwendige Bedarf an gesichertem Redispatchpotential (Reservekraftwerken) und eine Aussage über verbleibende Sicherheitsreserven zur Beherrschung weiterer Situationen. Mithilfe der Analysen kann somit eine Bewertung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes erfolgen.

<sup>2</sup> Zeitreihen Last, Leistungsbilanzbericht 2012

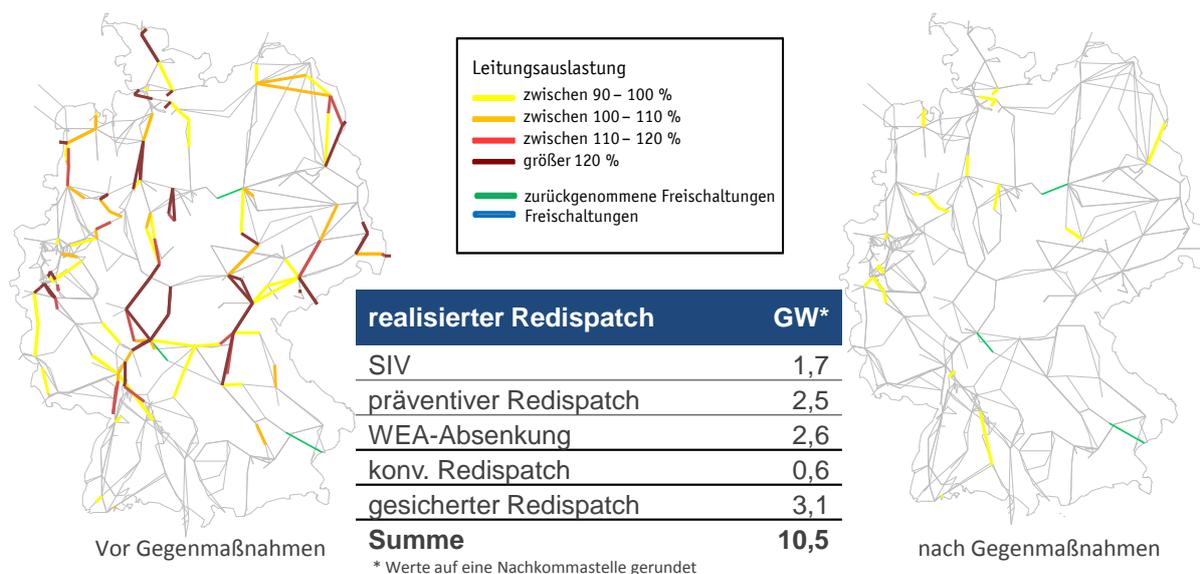


Bild 1: Leitungsauslastungen vor und nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall und notwendiger Redispatch zur Behebung der Engpässe - Szenario A [4]

**Ergebnisse**

Die auf Basis historischer Daten parametrisierten Szenarien A und B bilden zu erwartende, kritische Situationen realistisch ab, stellen aber nicht notwendigerweise den Worst-Case dar. Beide Szenarien zeigen eine massive Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, die ohne erhebliche Eingriffe der ÜNB und den Einsatz von gesichertem Redispatchpotential nicht beherrschbar ist (s. Bild 1). Dieser notwendige Einsatz gesicherten Redispatches beläuft sich im Betrachtungszeitraum Winter 2014/15 für die Berechnung einfacher Fehler auf 3,1 GW im Szenario A und 2,1 GW im Szenario B und bei zusätzlicher Berücksichtigung von Exceptional Contingencies auf 4,9 GW im Szenario A und 2,8 GW im Szenario B, bei 3,2 GW als verfügbar angenommenem gesichertem Redispatchpotential.

Die Ergebnisse der Betrachtung von Exceptional Contingencies zeigen, dass keine ausreichenden Sicherheitsreserven zur Beherrschung weiterer kritischer oder unerwarteter Situationen, die über den einfachen Fehlerfall hinausgehen, vorhanden sind.

**Fazit**

Alle betrachteten Szenarien erfordern erhebliche Gegenmaßnahmen durch die ÜNB bei geringen verbleibenden betrieblichen Sicher-

heitsreserven. Unter Annahme heutiger Marktbedingungen zeigen die Berechnungen für den Winter 2014/15 einen erheblichen Bedarf an gesichertem Redispatchpotential in Höhe von 3,1 GW bei Berücksichtigung von Einfachfehlern und bis zu 4,9 GW bei Berücksichtigung von Exceptional Contingencies. Dabei übersteigt der Bedarf an gesichertem Redispatchpotential das in den Analysen unterstellte gesicherte Redispatchpotential<sup>3</sup> um bis zu 1,7 GW. Daher ist in kritischen Situationen mit Exceptional Contingencies eine wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit zu befürchten.

Darüber hinaus ist das gesicherte Redispatchpotential in der Regel nur mit langen Vorlaufzeiten einsetzbar, was zu einer weiteren Verschärfung der Netzsituation führen kann. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit für Notmaßnahmen wie z.B. Lastabschaltungen und damit das Risiko für Großstörungen. Außerdem bedingt dies im Betrieb eine frühzeitige Entscheidung über die Aktivierung von Netzreserve, auf Basis dann vorliegender, zwangsläufig noch mit Unsicherheiten verbundenen Prognosen, zur Bewertung der Netzbelastung.

<sup>3</sup> In den Berechnungen wurden die Reservekraftwerke aus der Bedarfsanalyse des Winters 2013/14 zuzüglich zwischenzeitlich zur Stilllegung angezeigter Kraftwerke in Süddeutschland als gesichertes Redispatchpotential angenommen.

Abschließend kann festgehalten werden, dass auch zukünftig über den Winter 2014/15 hinaus die sichere Beherrschung zu erwartender, kritischer Situationen umfangreiche Maßnahmen erfordern. Unter anderem sind dies die Vorhaltung von gesichertem Redispatchpotential im In- und Ausland und/oder die Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der Grenze Deutschland/Österreich mit Fokus auf die Vermeidung von volkswirtschaftlich nicht mehr vertretbarem, übermäßigem Redispatch zum „Countertrading“ des Exports und flankierend dazu präventive vorbörsliche Reduzierung der Erzeugungsleistung nördlich der „engpassbehafteten“ Regionen als Notfallinstrument in seltenen Fällen.

#### **Literatur**

- [1] BMWi: Reservekraftwerksverordnung vom 27.06.2013 (BGBl. I S. 1947), 2013
- [2] ÜNB: EEG-Mittelfristprognose 2013, 2013
- [3] EEX-Transparency: Nicht beanspruchbare Kraftwerksleistung, 2013
- [4] BnetzA: Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2014/ 2015, 2014

#### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH**

Dr.-Ing Simon Krahl  
Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann  
Dipl.-Ing. Philipp Schäfer

## Analyse der $\cos\varphi(U)$ - und $Q(U)$ -Regelungskonzepte von E.ON Bayern für Erzeugungsanlagen auf Instabilitäten und Schwingungen

Industrie - Forschungsprojekt

### Einleitung

Aufbauend auf den im Planungshandbuch [1] erzielten Erkenntnissen wurde in 2013/2014 eine Studie für die Bayernwerk AG zum Thema  $Q(U)$ -Regelung durchgeführt. Ziel der Studie war es, die zu Beginn der Studie geltenden Vorgaben der Bayernwerk AG [2] für den Einsatz einer  $Q(U)$ -Regelung auf Stabilität zu prüfen und bei Bedarf Handlungsempfehlungen für die Verbesserung der Vorgaben hinsichtlich Regelungsstabilität zu definieren. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie sind im folgenden Beitrag zusammengefasst.

### Motivation

In Mittelspannungsnetzen ist eine stellenweise hohe Durchdringung mit Erzeugungsanlagen (EZA) zu verzeichnen, deren Einspeiseverhalten bei EZA auf Basis erneuerbarer Energien zudem stark korreliert ist. Neben der daraus resultierenden Rückspeisung überschüssiger Leistung in die überlagerte Netzebene kann zu diesen Zeitpunkten ein deutlich erhöhtes Spannungsniveau in den Mittelspannungsnetzen beobachtet werden.

Ein vielversprechendes und in der Praxis bereits genutztes Konzept für den Umgang mit dieser Herausforderung bei der Integration von dezentralen EZA stellt die Blindleistungsbereitstellung der EZA dar. Durch eine entsprechende Vorgabe an die Blindleistungsbereitstellung kann der Spannungsanstieg in den Netzen verringert werden. Während in den bisher durchgeführten Untersuchungen zu diesem Konzept fast ausschließlich Fragen der statischen Spannungsstabilität im Vordergrund standen, geraten mit vermehrter Nutzung der Blindleistungsbereitstellung von EZA auch Aspekte der Regelungsstabilität in den Fokus, da bei einer flächendeckenden Nutzung eine Vielzahl an EZA und ihrer Regelungen über das Netz elektrisch miteinander gekoppelt werden. Im vorliegenden Beitrag sollen aus diesem Grund wesentliche Erkenntnisse zu

Stabilitätsaspekten einer Spannungsregelung vorgestellt werden.

### Hintergrund

Die Bayernwerk AG hat bereits 2011 in ihrer technischen Richtlinie [2] für den Anschluss von EZA an das Mittelspannungsnetz Regelungskonzepte für die Bereitstellung von Blindleistung in Abhängigkeit von der aktuell anliegenden Spannung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) definiert. Die Umsetzung dieser Richtlinie hat dazu geführt, dass aktuell viele autarke, aber über die Netzimpedanzen elektrisch gekoppelte Spannungsregelungen im Netz arbeiten. Bei derartigen Mehrgrößenregelungssystemen mit unterschiedlich starker Kopplung besteht die Gefahr, dass je nach Auslegung der Regelungen, Höhe der Anlagenleistung und Verteilung der NVP im Mittelspannungsnetz Schwingungen von Spannung und Blindleistungsbereitstellung auftreten können. Vor diesem Hintergrund wurde eine wissenschaftliche Untersuchung zur Stabilität der Regelungskonzepte von EZA durchgeführt.

### Methodisches Vorgehen

Als Grundlage für die Untersuchungen wurden die Erkenntnisse aus dem „Planungshandbuch zur Integration von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetze“ der FGH e.V. verwendet [1]. Als wesentliche Einflussfaktoren auf die Stabilität der Regelung konnten in [1] der Aufbau und die Parametrierung des Reglers, die Eigenschaften der Netzverknüpfungspunkte, die Anlagenleistungen und die Gestaltung der  $Q(U)$ -Kennlinie ausgemacht werden. Aufgrund des hohen Einflusses, den der Regler und dessen Parametrierung auf die Stabilität haben, sowie der gleichzeitig in den Richtlinien nur geringfügigen Vorgaben an die Reglereigenschaften wurden im Rahmen der Untersuchung unterschiedliche Ausführungen nachgebildet.

Allgemein wurde für den Regler das Verhältnis zwischen seiner Reaktionszeit und dem Zeitintervall zwischen den Sollwertübernahmen als wesentliche Größen zur Beeinflussung der Stabilität des Reglers identifiziert. Die Reaktionszeit entspricht dabei der Zeit bis zum Einschwingen des Reglers auf einen neuen Sollwert. Das Zeitintervall zwischen den Sollwertübernahmen ergibt sich aus der Frequenz, mit der die Abtast- und Halteschaltung aufgeführt

wird. Ist der Regler durch eine sehr kurze Reaktionszeit in der Lage, innerhalb des Zeitintervalls für die Sollwertübernahme auf die Sollgröße zu regeln, kann es zu einer Schwingung der Regelung kommen. Ein solcher Regler wird im Folgenden als schwingungsfähig bezeichnet. Bei Reglern ohne Abtast- und Halteschaltung, aber mit einer nicht zu vernachlässigenden internen Verzögerungszeit, z.B. durch Kommunikationsstrecken, kann es ebenfalls zu Instabilitäten kommen. Damit eine Schwingung der Regelung auftreten kann, müssen die folgenden drei Randbedingungen erfüllt sein:

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

Wenn eine dieser Grundvoraussetzungen nicht erfüllt ist, tritt keine bzw. nur eine stark gedämpfte Schwingung auf. Zur Prüfung des aktuellen Regelungskonzepts der Bayernwerk AG werden als Abbildung eines Worst-Cases schwingungsfähige Regler angenommen, weil eine generelle Aussage bzgl. der Stabilität der

aktuellen verbauten Regler auf Basis der Vorgaben aus der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie nicht möglich ist [3].

Für vier exemplarisch von der Bayernwerk AG zur Verfügung gestellte reale Mittelspannungsnetze werden EZA-Blindleistungsregler modelliert, mit denen im Rahmen von Simulationen die Blindleistungsbereitstellung gemäß einer in der technischen Richtlinie [2] vorgegebenen  $Q(U)$ - oder  $\cos(\varphi)(U)$ -Kennlinie erfolgt. Außerdem werden Einspeisezeitreihen für die EZA erstellt, die Spannungssprünge enthalten, welche sich kritisch auf die Regelungsstabilität auswirken können. In Basisuntersuchungen mit dem Netzberechnungstool INTEGRAL sowie dem dynamischen Simulationstool PSD [4] werden zunächst kritische Situationen, wie beispielsweise der Betrieb des Netzes im Fehlerfall, identifiziert, in denen Instabilitäten auftreten können. Weitere Sensitivitätsanalysen zeigen, wie sich Mess- und Wandlerfehler, die Kurzschlussleistung am NVP, ein einpoliger Fehler, Schalthandlungen im Normalbetrieb, die Beteiligung von Niederspannungs-EZA sowie eine asynchrone Regelung der EZA auf die Stabilität der Regelungen auswirken. Darüber hinaus erfolgt die Prüfung expliziter Vorgaben an das Verhalten des Reglers in Kombination mit einer Vorgabe an die Einschwingzeit. Durch die anschließende Anpassung der Regelungskonzepte für die Bereitstellung von Blindleistung ist es möglich Instabilitäten der Regelung zu verhindern.

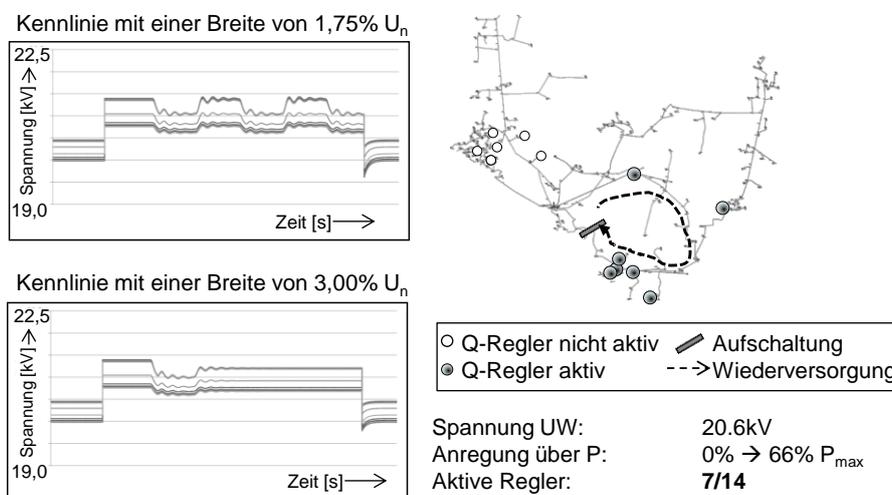


Bild 1 Auswirkungen unterschiedlicher  $Q(U)$ -Kennlinien auf die Regelungsstabilität in exemplarischem Netzgebiet

### Ergebnisse

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Instabilität der Regelungskonzepte nicht auszuschließen ist, sofern keine über die heute üblichen Netzanschlussregeln hinausgehenden Anforderungen an Aufbau und Parametrierung der EZA-Blindleistungsregler gestellt werden (siehe Bild 1).

Dies gilt vor allem für Konzepte mit einer sehr steilen Q(U)-Kennlinie. In der Simulation, die in Bild 1 links oben dargestellt ist, wurde eine steile Kennlinie von 1,75 %  $U_n$  Breite angenommen. Dies hat zur Folge, dass bei Spannungssprüngen, die insbesondere durch Einspeiseschwankungen, Schaltmaßnahmen und die (zu) schnelle Blindleistungsbereitstellung aus den EZA oder anderen Quellen hervorgerufen werden, der Spannungsbereich der Q(U)-Kennlinie übersprungen wird, was zu einer Schwingung der Blindleistung führen kann. In Kombination eines ungünstigen Aufbaus des EZA-Blindleistungsreglers mit einer zu steil gewählten Q(U)-Kennlinie können sich somit Instabilitäten ergeben.

Die umfangreichen Sensitivitätsanalysen, dargestellt in Bild 2, haben gezeigt, dass sich Mess- und Wandlerfehler oder eine geringe Kurzschlussleistung des überlagerten Netzes zusätzlich negativ auf die Stabilität der Rege-

lung auswirken können. Die Vorgabe einer gegenüber der Parametrierung für die Mittelspannungsebene flacheren Q(U) Kennlinie für EZA am Niederspannungsnetz sorgt im betrachteten Netz aufgrund der vorliegenden Kombination aus Anlagenverteilung, Anlagenleistung und dem Verhältnis der MS- und NS-Kennlinien zueinander für ein Abklingen der Schwingung. Das Risiko eines asynchronen Gegeneinanderregelns von mehreren EZA kann im Rahmen der Untersuchungen nicht festgestellt werden. Spezifische Vorgaben an Einschwingzeit und Einschwingverhalten, wie z.B. eine Begrenzung der Blindleistungsänderung pro Zeit ( $dQ/dt$ ) oder die Vorgabe eines PT1-Verhaltens mit einer Zeitkonstante von  $\tau = 5s$ , können ebenfalls einen positiven Effekt auf die Stabilität der Regelung haben.

Aus den Analysen hat sich ergeben, dass die Q(U)-Kennlinie in den untersuchten Netzen eine Kennlinienbreite von wenigstens 3 %  $U_n$  aufweisen sollte. Weitere Kennzahlen, wie bspw. die Parametrierung des Überspannungsschutzes und die Auslegung der Transformatorregelung, sind bei der Auslegung der Kennlinie zu berücksichtigen. Die ursprüngliche sowie die auf Basis der Untersuchung aktualisierte Kennlinie sind in Bild 3 dargestellt.

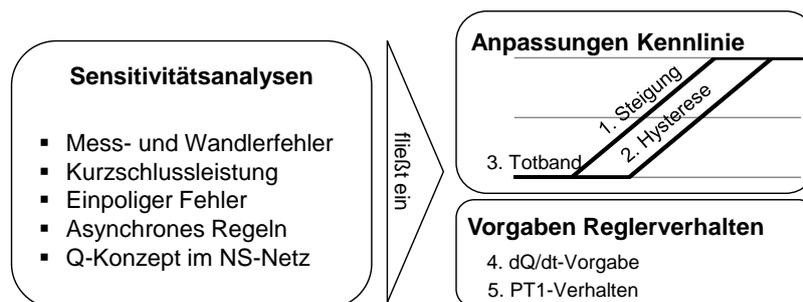


Bild 2 Sensitivitätsuntersuchungen sowie Anpassungen am Konzept

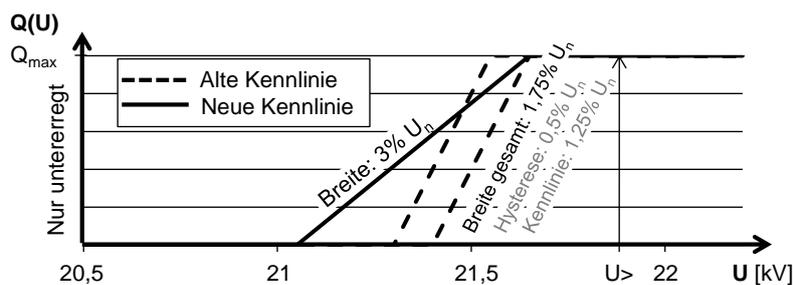


Bild 3 Ursprüngliche und angepasste Q(U)-Kennlinie

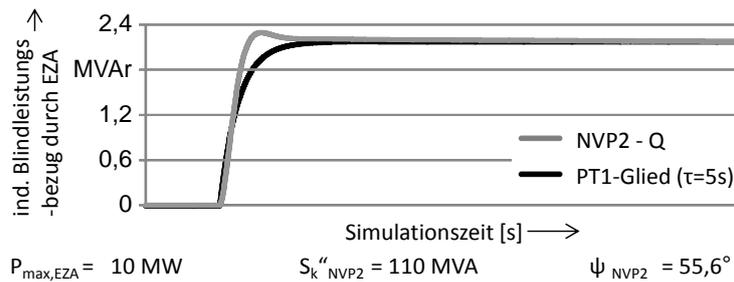


Bild 4 Einschwingvorgang Blindleistungsbereitstellung an NVP2

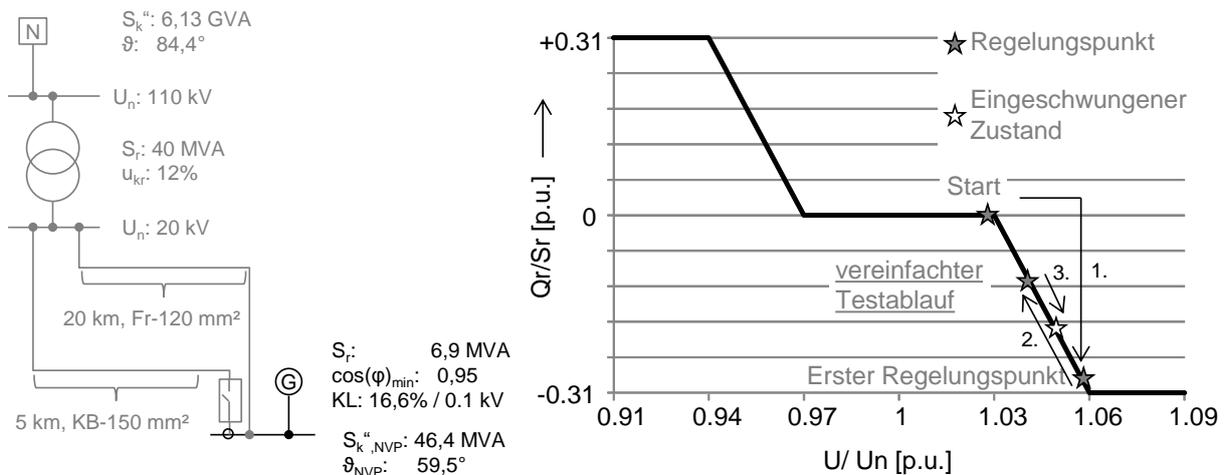


Bild 5 Mögliches Testverfahren zum Nachweis eines stabilen Reglerverhaltens

Darüber hinaus kann die Vorgabe eines PT1-Verhaltens der Regelung im Einschwingvorgang bei gleichzeitiger Vorgabe der ermittelten Kennlinie die Stabilität der Regelung weiter verbessern.

Durch die Vorgabe des PT1-Verhaltens werden Sprünge in der Blindleistungsbereitstellung unterbunden und ein Überschwingen der Blindleistung an NVPs mit im Vergleich zur Anlagenleistung hoher Kurzschlussleistung ist vollständig vermeidbar. Des Weiteren wird das im Netz auftretende last- und erzeugungsbedingte Spannungsrauschen im Regler gedämpft, was sich positiv auf die Regelung auswirkt. Diese Erkenntnis wurde auch bereits in den Labortests in [5] als positive Eigenschaft des PT1-Verhalten festgehalten.

Die Parametrierung eines Reglers auf ein PT1-Verhalten mit  $\tau = 5s$  bei einer hohen Kurzschlussleistung am NVP hat zur Folge, dass nach einer schaltungsbedingten Änderung der Netztopologie und einer dadurch verursachten Reduktion der Kurzschlussleistung am NVP ein

Überschwingen im Einschwingvorgang entstehen kann. Dieses Verhalten ist zusammen mit einer Referenzdarstellung zum PT1-Glied in Bild 4 exemplarisch dargestellt.

Um ein mögliches Überschwingen gering zu halten, ist es erforderlich, die Parametrierung eines Reglers (mit PT1-Verhalten und  $\tau = 5s$ ) auf Basis einer im Netz auftretenden mittleren Kurzschlussleistung und einer definierten Leistung der Erzeugungsanlage zu erstellen. Ein solcher standardisierter Parametersatz hat zur Folge, dass sich bei Anschlüssen mit sehr hoher Kurzschlussleistung die Bereitstellung der Blindleistung geringfügig verzögert ( $\tau \geq 5s$ ), während bei einer sehr geringen Kurzschlussleistung ein schnelles Einregeln mit einer akzeptablen, geringen Überschwingung auftritt ( $\tau \leq 5s$ ). Diese Standard-Parameter dürften i. d. R. an den meisten NVP einsetzbar sein, eine individuelle Parametrierung wäre nur bzgl. der Knickpunkte der Kennlinie erforderlich, die sich regional unterscheiden (Bild 3).

Insgesamt kann man von einem sehr robusten Einschwingverhalten der Regelung mit PT1-Verhalten und der vorgegebenen Kennlinie sprechen. Negative Effekte auf dieses Verhalten können einzig eine hohe Variabilität in den internen Verzögerungszeiten, z.B. hervorgerufen durch interne Kommunikationsstrecken, und die Nutzung einer Abtast- und Halteschaltung im Regler darstellen. Diese beiden Einflussfaktoren sollten daher auch bei der Installation von Reglern mit PT1-Verhalten durch den Anlagenplaner /-errichter explizit betrachtet werden.

Zur Gewährleistung der generellen Stabilität der Regelungen im Netz ist die Überprüfung des EZA-Reglers im Rahmen eines Zertifizierungsprozesses sinnvoll, der ausweist, dass der Regler unabhängig von der ihn umgebenden Netztopologie und zulässigen Änderungen im Parametersatz sowie der Streuung bei internen Kommunikationszeiten nicht zu Schwingungen neigt. Ein solcher Prozess kann zu einer deutlichen Erhöhung der Akzeptanz des Q(U) Regelungsverfahrens beitragen, wenn dieser in die technischen Richtlinien für den Anschluss von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz aufgenommen würde. Ein mögliches Testverfahren zum Nachweis eines stabilen Verhaltens zeigt Bild 5.

Eine Erzeugungsanlage mit 6,9 MVA ist (aufgrund von Umschaltungen im Netz) über eine 20 km lange Freileitung (120 mm<sup>2</sup>) mit dem Umspannwerk verbunden. Die Spannung am Netzanschlusspunkt liegt zunächst knapp unterhalb des Wertes  $U_1$ , ab dem ein untererregtes Verhalten gefordert ist („Start“ in Bild 5). Mit einem Spannungssprung auf einen Wert knapp oberhalb des Wertes  $U_2$  (Forderung  $\cos\varphi=0,95$  ind. bzw.  $Q_{\max}$ .) startet der Einschwingvorgang (1. in Bild 5). Bei Erreichen eines stationären Zustandes mit konstantem Blindleistungsbezug innerhalb des geforderten Zeitbereiches ist die Regelung stabil (3. in Bild 5).

### Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass aufgrund der geringen Vorgaben an die Regler Instabilitäten der Q(U)-Regelung generell auftreten können. Als die wesentlichen Einflussgrößen auf die Q(U)-Regelung sind dabei das Verhalten des Reglers, die Auslegung der

Q(U)-Kennlinie, der NVP sowie das Blindleistungsbereitstellungsvermögen der Anlage zu nennen. Mit einer entsprechend der Untersuchungen parametrisierten Kennlinie (Breite von 3 %  $U_n$ ) kann die Stabilität der Regelung auch unter Worst-Case-Annahmen in dem weitestgrößten Teil der Netze garantiert werden. Gibt der Netzbetreiber darüber hinaus ein explizites Verhalten des Reglers während des Einschwingvorgangs vor (z. B. ein PT1-Verhalten), kann die Robustheit der Regelung weiter verbessert werden. Um eine generelle Stabilität der Regelung zu erreichen ist ein Nachweis erforderlich, in dem neben der Prüfung an einem besonders sensiblen MS-Testnetz auch die Bandbreite der möglichen Parametrierung und die Streuung interner Kommunikationszeiten bewertet wird.

### Literatur

- [1] FGH e.V.: Planungshandbuch zur Integration von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetze, Technischer Bericht 303, 2014
- [2] Bayernwerk AG: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz der Bayernwerk AG, Regensburg, 2011
- [3] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [4] Erlich, I.: PSD - Power System Dynamics: Analyse und Simulation des dynamischen Verhaltens von Energiesystemen, Dresden, 1995
- [5] Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze: Studie Q(U), München, 2012

### Ihre Ansprechpartner bei der FGH:

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

## Aktuelle Entwicklungen – FGH GmbH

### INTEGRAL 7

Auch in 2014 wurde das Netzplanungswerkzeug INTEGRAL 7 um neue Funktionalitäten erweitert. Der größte Entwicklungsaufwand wurde dabei in die Weiterentwicklung der bereits im Vorjahr vorgestellten Netznutzungsfallverwaltung gesteckt. Darüber hinaus wurden weitere Erweiterungen an Berechnungskernen und Oberfläche vorgenommen. Einige interessante Neuerungen werden im Folgenden vorgestellt.

#### Netznutzungsfallverwaltung

Neben Vereinfachungen in der Handhabung bei der Verwaltung großer Anzahlen von Netznutzungsfällen, etwa zur Berechnung von Jahresläufen, wurde die Möglichkeit geschaffen, mit Hilfe eines Ergebnismonitors die sehr große Menge an Berechnungsergebnissen bei der Durchführung von Zeitreihenrechnungen auf ein handhabbares Maß zu reduzieren (Bild 1). Dabei erfolgt die Datenreduktion sowohl räumlich durch Vorgabe von zu betrachtenden Netzregionen als auch durch Auswahl der zu protokollierenden Ergebnisgrößen. Deren Anzahl kann durch verschiedene Filterkriterien noch weiter eingeschränkt werden. Darüber hinaus können die Berechnungsergebnisse der Zeitreihenrechnung automatisch statistisch ausgewertet werden. Die Ergebnisse dieser Auswertungen können sowohl in der Netzschemagrafik als auch in der geografischen Darstellung visualisiert werden.

Die parallelisierte Berechnung von Netznutzungsfällen wurde um eine dynamische Zuweisung der Einzelberechnungen auf die verfügbaren Prozessoren erweitert, um eine gleichmäßigere Prozessorauslastung zu erzielen.

Damit hat die Netznutzungsfallverwaltung einen Stand erreicht, bei dem sie auch in größeren Projekten effektiv und gewinnbringend eingesetzt werden. Die Entwicklung ist damit aber noch nicht abgeschlossen. Beispielsweise sollen die Auswertungs- und Visu-

alisierungsmöglichkeiten in Zukunft noch erweitert werden.



Bild 1 Ergebnismonitor zur Reduktion der Datenmenge bei Zeitreihenrechnungen

#### Kurzschlussstromberechnung

Zur Durchführung von Kurzschlussstromberechnungen nach IEC 60909 standen bisher zwei Vorgehensweisen zur Verfügung. Bei der Berechnung nach Takahashi werden in einem Berechnungsschritt die Fehlerströme für alle Knotenfehler im Netz ermittelt. Eine genauere Analyse der Teilkurzschlussströme ist mit diesem Verfahren nicht möglich. Dazu war es bisher notwendig, für jeden zu betrachtenden Fehlerfall explizit eine Kurzschlussituation anzulegen und diese anschließend zu berechnen. Um dies zu vereinfachen wurde nun in der Netzschemagrafik die Möglichkeit geschaffen, aus dem Kontextmenü eines Knotens bzw. einer Sammelschiene heraus direkt eine Kurzschlussstromberechnung zu starten, ohne eine Situation anlegen zu müssen, s. Bild 2.

Darüber hinaus wurde mit der Integration eines neuen Verfahrens für unsymmetrische Netzberechnungen begonnen. Dieses soll mittelfristig das universelle Fehlerberechnungsprogramm UNIFEH ablösen. Die Implementierung wurde insbesondere dadurch notwendig, dass verfahrensbedingt eine Abbildung der

Blindstromeinspeisungen von dezentralen Erzeugungsanlagen in UNIFEH nur stark genähert möglich war.

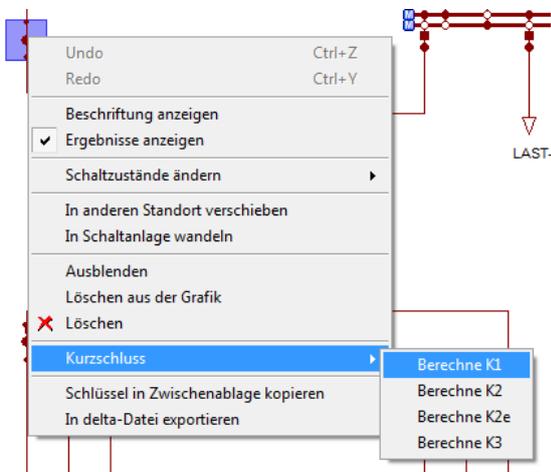


Bild 2 Start einer Kurzschlussstromberechnung aus der Netzschemagrafik heraus

### Datenmodellerweiterungen

Als neue Betriebsmittel wurden in INTEGRAL ein kapazitives Längskompensationselement sowie eine starre Längskupplung für Schaltanlagen implementiert. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Leitungsabschnitten einen Multiplikationsfaktor für den Bemessungsstrom zuzuweisen. Dies vereinfacht die Nachbildung eines witterungsabhängigen Leitungsbetriebs bei der Durchführung von Zeitreihenrechnungen. Außerdem wurden für die Ausfallsimulation Situationselemente zur Modellierung von HGÜ-Ausfällen ergänzt.

### Geografische Darstellung

Die geografische Darstellung des Netzes wurde durch eine neue Visualisierungsmethode aufgewertet. Kreisdiagramme können genutzt werden, um Standort-Ergebnisgrößen wie z. B. deren Bilanzsumme darzustellen. Diese werden zu Kuchendiagrammen weiterentwickelt, um z.B. eine Aufschlüsselung nach Primärenergieträgern darstellen zu können, s. Bild 3.

### Sonstige Entwicklungen

Im Rahmen eines durch das zentrale Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) geförderten Forschungsprojekts entsteht derzeit ein Algorithmus zur Einhaltung von Blindleistungsbilanzsollwerten für Teilnetze in der Lastflussberechnung.

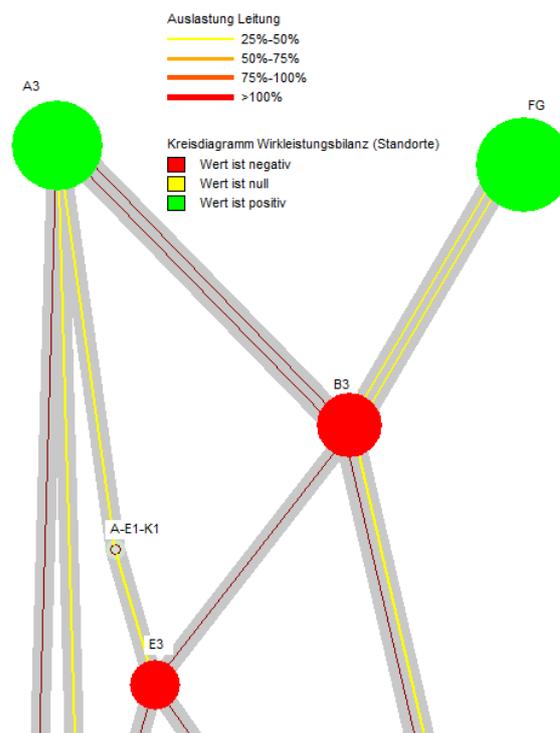


Bild 3 Kreisdiagramme zur Visualisierung der Standortbilanz

### Ausblick

Neben den bereits zuvor genannten Weiterentwicklungen ist für das Jahr 2015 u.a. geplant, weitere leistungselektronische Betriebsmittel wie SVC, STATCOM und Umrichter-gespeiste dezentrale Erzeugungsanlagen in das Programm zu integrieren.

Es wird erwartet, dass im Laufe des Jahres eine neue Version der IEC 60909 verabschiedet wird. Die daraus resultierenden Erweiterungen der Kurzschlussstromberechnung sollen zeitnah umgesetzt werden.

### Ihr Ansprechpartner bei der FGH:

Dr.-Ing. Dirk Cremer  
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

## InterAss

Interaktive Erfassung und Auswertung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen

### Verbreitung von InterAss

Im Jahr 2014 konnte die FGH GmbH als Anbieter von InterAss eine weitere Erstinstallation in der Sparte Strom in Deutschland, eine Erweiterung auf Unternehmenslizenz in der Sparte Strom und zwei (Sparte Gas) bzw. vier (Sparte Strom) zusätzliche Lizenzen verbuchen.

### Anpassungen aufgrund von Forderungen der Verbände

In Österreich wurden von der Energie-Control Austria umfangreiche Änderungen an den Erhebungsblättern zu Ausfall- und Störungsdaten im Bereich Strom vorgenommen. Die FGH hat diese Anpassungen fristgerecht umgesetzt und konnte den Kunden mit Kooperationsvertrag somit entsprechende Updates zur Verfügung stellen.

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

Im FGH e.V. wurden über zwei Forschungsprojekte zum Asset-Management in Verteilungsnetzen umfangreiche Erfahrungen mit Erfassungen von Schäden in elektrischen Netzen sowie der Auswertemöglichkeiten und deren Aussagekraft gesammelt. Basierend darauf wurde von mehreren der an diesen Projekten beteiligten Verteilnetzbetreibern der Wunsch geäußert, eine fortlaufende Datenerfassung und -auswertung einzurichten. Um möglichst viele Netzbetreiber dafür gewinnen zu können, wurde angeregt, für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik ein ergänzendes Erfassungsschema für Schäden zu definieren. Dieses befindet sich mittlerweile beim FNN in der Endabstimmung und erlaubt es, durch Erfassung von Schäden mit und ohne Störungen auf einem nach Baujahr und Typen differenziertem Betriebsmittelmengengerüst Aussagen zum zeitabhängigen Alterungsverhalten der Betriebsmittel der MS-Ebene zuzüglich der HS/MS-Transformatoren sowie aller Komponenten einer Ortsnetzstation zu treffen. Da es im Kern auf dem in den angesprochenen Forschungsprojekten verwendeten Schema auf-

baut und dieses im Rahmen des Projektes unter InterAss umgesetzt wurde, werden wir zügig nach endgültiger Verabschiedung des Schemas beim FNN unseren Kunden ein entsprechendes Modul anbieten können.

### Ereigniserfassung in Industrienetzen

Bereits im Vorjahr ist eine Projektgruppe des VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.), vor allem besetzt durch Netzbetreiber der Chemiebranche an die FGH mit dem Wunsch herangetreten, mit ihnen zusammen ein für ihre Anforderungen geeignetes Erfassungsschema für Ereignisse in Industrienetzen zu entwickeln. Eine der zentralen Anforderungen war eine möglichst hohe Vergleichbarkeit mit dem Schema der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, so dass entsprechend auch die Auswertungen in Relation zueinander gesetzt werden können. Zudem betreiben einzelne Industrienetzbetreiber selbst keine geschlossenen Verteilernetze gemäß §110 EnWG und unterliegen damit den gleichen Meldepflichten für Versorgungsunterbrechungen gegenüber den Aufsichtsbehörden wie die Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung. Für die Erfassung der Versorgungsunterbrechungen waren nur geringe Änderungen gegenüber dem FNN-Schema angezeigt wie etwa als praxismgerechtes Lösungsverfahren die Zählung unterbrochener Letztverbraucher-Abgänge statt der Letztverbraucher selbst. In der Störungsstatistik wurden – wiederum im Vergleich zum korrespondierenden FNN-Schema – die Ringkabelfelder als Standardbetriebsmittel in Industrienetzen ebenso ergänzt wie eine genauere Aufteilung des Fehlerorts Kabel in Leiter, Muffe und Endverschluss. Gänzlich neu ist die Erfassung kurzzeitiger Spannungseinbrüche, wie sie insbesondere während kurzschlussartiger Fehler bis zur Abschaltung durch den Netzschutz auftreten. Motiviert ist dies durch die seitens der Industrie wahrgenommene häufigere Störung von Geräten, die auf derartige Ereignisse zurückgeführt wird.

In enger Zusammenarbeit mit einigen Unternehmen der chemischen Industrie wurde und wird InterAss diesbezüglich erweitert. Die

entsprechenden Versionen werden den Unternehmen dabei jeweils für Tests zur Verfügung gestellt.

#### **Unternehmensspezifische Anpassungen**

Bei einer beachtlichen Anzahl der Unternehmen wird InterAss stark in den Prozess des Störungsmanagements eingebunden. Hierzu erhielten wir auch im Jahr 2014 wieder einige Weiterentwicklungsbzw. Anpassungsaufträge.

#### **Einsatz von InterAss**

Die FGH führte mit InterAss, wie in den Vorjahren, die zentrale Auswertung der FNN-Störungsmeldungen für das Berichtsjahr 2013, für den Quervergleich ergänzt um die Daten der vorhergehenden 4 Berichtsjahre, durch. Dabei wurden erstmalig die FNN Strukturdaten geprüft und ausgewertet. Die Ergebnisse werden vom FNN als Auftraggeber veröffentlicht. Auf Basis der Ergebnisse der erweiterten Qualitätsprüfungen, die die FGH im Auftrag des

FNN durchführt, wurden die zugehörigen Prüfregele 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 Prüfregele 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.

#### **Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dipl.-Ing. Andreas Brozio

Dipl.-Ing. Klaus Pietsch

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

## Systemanalyse & Netzintegration

Der Bereich Systemanalyse & Netzintegration hat im Jahr 2014 erneut eine überaus erfreuliche Entwicklung durchlaufen. Hervorzuheben ist dabei insbesondere die Ausweitung und Festigung neuer Geschäftsfelder, wie beispielsweise die erst seit 2013 angebotenen Schutzprüfungen. Allein hier konnten in 2014 190 erfolgreich durchgeführte Projekte verzeichnet werden. Diese Konsolidierung sowie die weitere, positive Entwicklung neuer von Zertifizierungsleistungen unabhängigen, umfassenden Ingenieurdienstleistungen zu Themen der Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen, aber auch insgesamt netztechnischen Fragestellungen motiviert die geplante gesellschaftlich eigenständige Aufstellung dieses Geschäfts zusammen mit der Softwareentwicklung ab 2015.

Auch im internationalen Marktumfeld konnte der Bereich Systemanalyse & Netzintegration vielfältige Projekte aussichtsreich entwickeln und umsetzen. Beispielhaft zu nennen ist in diesem Kontext ein 12-monatiges Projekt in Rumänien zur Bewertung der Technik, Betriebsführung und Instandhaltung des mit 240 Erzeugungseinheiten derzeit größten Onshore-Windparks Europas, welches die FGH GmbH in Zusammenarbeit mit vier Projektpartnern im November 2014 erfolgreich abschließen konnte. Weiterhin wurden kundenspezifische Inhouse-Schulungen zum Thema Netzintegration und Nachweisverfahren jeweils vor Ort in den Niederlanden und Italien abgehalten.

Darüber hinaus hat die FGH GmbH in Belgien für den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber ELIA eine Analyse zum Reservekraftwerksbedarf durchgeführt. Während die FGH die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Aufgaben gemäß Reservekraftwerksverordnung bereits regelmäßig unterstützt, war dies die erste Beauftragung durch einen ausländischen Übertragungsnetzbetreiber solcher Art. Ziel war die Ermittlung des belgischen Reservekraftwerksbedarfs für den Zeitraum Winter 2014/2015, um kritische Zustände im Übertragungsnetz auch in extremen Netzsituationen nach bereits ausgeschöpftem Redispatch-Potenzial beherrschen zu können. Das

Projekt wurde im November 2014 erfolgreich finalisiert.

Die Gruppe „Systeme und Netze“, die dieses Projekt bearbeitete, hat sich dabei seit ihrer Gründung im Jahr 2013 in besonders erfreulicher Weise entwickelt und ist mittlerweile fest im Markt etabliert. Die zunehmende Bedeutung spiegelt sich auch im Wachstum der Gruppe wider: Um dem steigenden Auftragsvolumen bei Dienstleistungen im Bereich der Netzplanung, der Systemanalyse und des Netzbetriebes gerecht zu werden, wurde die Gruppe im vergangenen Jahr personell um einen weiteren Ingenieur aufgestockt.

Auch andere Funktionen und Bereiche wurden 2014 intern weiter ausgebaut: So wechselte ein Mitarbeiter als Vollzeitkraft vollständig in den Vertrieb, um die Vertriebsaktivitäten der FGH GmbH strukturiert auszuweiten und weiterzuentwickeln. Gerade im Bereich der dezentralen Erzeugungsanlagen sehen wir bei Herstellern, Projektierern wie Netzbetreibern weiterhin Informationsbedarf, zumal sich die technischen Richtlinien fortlaufend ändern. Erste Erfolge zeigten sich hier u.a. durch die Nominierung zum großen Preis des Mittelstandes und bei den Messeauftritten auf der *WindEnergy Hamburg* und der *Energy Decentral*, bei denen die FGH 2014 als Aussteller vertreten war.

Im Rahmen der *WindEnergy Hamburg* wurde erstmalig auch der *German Renewables Award* verliehen. Hier war die FGH 2014 in gleich zwei Kategorien nominiert: In der Kategorie „Produktinnovation des Jahres“ war das mobile High-Voltage-Ride-Through (HVRT)-Prüfsystem für die Vermessung des Verhaltens von Erzeugungseinheiten bei netzseitigen Überspannungen ins Finale der besten 3 Bewerbungen eingezogen, während in der Kategorie „Studentenarbeit des Jahres – Windenergie“ die FGH-Mitarbeiterin Jenny Bünger mit ihrer bei der FGH verfassten Abschlussarbeit zum Thema „Bewertung angewandter Schutzkonzepte in dezentralen Erzeugungsanlagen“ den begehrten Award sogar gewinnen konnte, s. Bild 1.

Bei der *Energy Decentral* in Hannover war die FGH GmbH mit ihren Kooperationspartnern P3 Energy & storage GmbH und Windtest

Grevenbroich GmbH und an einem Gemeinschaftsstand vertreten, um die gebündelten Dienstleistungen im Bereich der Netzkonformität für Erzeugungseinheiten und deren Komponenten zu präsentieren. Als besonderes Highlight dieser Messe ist das eintägige Fachforum zum Thema „Energiewende meistern – Herausforderung Netzintegration“ zu nennen, das die FGH gemeinsam mit dem Messeveranstalter DLG ausrichtete. Im Themenfokus standen die Einheiten- und Anlagenzertifizierung von Verbrennungskraftmaschinen (VKM) gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie inklusive

der zugrundeliegenden Typprüfungen. Für die Branche der Hersteller und Betreiber von Verbrennungskraftmaschinen ist die Zertifizierungsanforderung ein relativ neues Themenfeld, weswegen die FGH bei diesem Fachforum auf ein interessiertes Publikum stieß und wichtige Informationsarbeit leisten konnte.

**Ihre Ansprechpartner bei der FGH:**

Dipl.-Wirt.-Ing. Frederik Kalverkamp  
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie  
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts



*Bild 1 FGH-Mitarbeiterin Jenny Bünger bei der Verleihung des German Renewables Awards*

## FRT-Prüfsysteme

Mit Eintrag ins Handelsregister am 26.08.2014 wurde die ehemalige FGH Test Systems GmbH mit der FGH GmbH verschmolzen und damit das bisherige Geschäftsfeld der Entwicklung und Montage von mobilen Prüfsystemen u.a. für die Vermessung des Verhaltens von Erzeugungseinheiten bei netzseitigen Spannungseinbrüchen bzw. -überhöhungen (*LVRT-* bzw. *HVRT-Container*) in die FGH GmbH eingegliedert.

Nach intensiven Beratungen in den FGH-Gremien bzgl. der langfristigen Fortführung dieses Geschäftsfeldes wurde allerdings im Herbst 2014 die Einstellung der eigenständigen Montage der Prüfsysteme sowie deren Angebot durch die FGH als Hersteller zum 31.03.2015 beschlossen, um sich als FGH auf die Kernaufgaben von Ingenieurdienstleistungen zu fokussieren. Zugleich konnte aufgrund

einer gerade in den letzten Jahren stark fluktuierenden Nachfrage nach diesen Produkten ein kostendeckender Betrieb des Werkstattbereichs nicht mehr gewährleistet werden. Mit Blick auf die grundsätzliche bisherige Marktpositionierung der Prüfsysteme plant die FGH, diese Produkte zukünftig über einen externen Hersteller auf Grundlage FGH-eigener Engineeringleistungen weiterhin verfügbar zu halten.

Im Jahr 2014 wurden ein mobiles LVRT-Prüfsystem sowie ein neuartiges System zur Nachbildung von Fehlern im Niederspannungsnetz erfolgreich fertiggestellt und ausgeliefert. Zugleich wurden die Arbeiten für das erste mobile HVRT-System fortgesetzt, das im Jahr 2015 ausgeliefert wird. Darüber hinaus wurden Wartungsarbeiten und Schulungsmaßnahmen durchgeführt.

### **Ihr Ansprechpartner bei der FGH:**

Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

## Zertifizierungsstelle

Als besonderen Höhepunkt konnte die FGH im Jahr 2014 bereits das 10-jährige Jubiläum ihrer Zertifizierungsstelle feiern. Seit deren Gründung im Jahr 2004 hat diese fortwährend wichtige Pionierarbeit für die verlässliche Netzintegration erneuerbarer Energien und anderer dezentraler Erzeuger geleistet und sich seit diesen Anfängen durch starkes Wachstum und qualitativ hochwertige Leistungen eine führende Position im Markt gesichert. Um dies gemeinsam mit den Wegbegleitern der ersten 10 Jahre zu feiern, lud die Zertifizierungsstelle im Rahmen der Messe *WindEnergy Hamburg* am 24.09.2015 zu einem Jubiläumsempfang an ihren Stand.

Eine Vielzahl von Kunden, Partnern und Gästen folgten der Einladung und nach einem kurzen Rückblick von Herrn Dr. Weck (Leiter der Zertifizierungsstelle) und Herrn Schowevon der Brelie (Geschäftsführer der Trägergesellschaft FGH GmbH) auf die Historie der weltweit ersten Zertifizierungsstelle für die Bewertung der Kraftwerkseigenschaften von dezentralen Erzeugungsanlagen fand eine gelungene Abendveranstaltung statt.

Die Arbeit der Zertifizierungsstelle war auch im Jahr ihres zehnjährigen Bestehens von einer großen Dynamik und zukunftsweisenden Projekten geprägt. Als erste Zertifizierungsstelle hat die FGH beispielsweise ein verbindliches und umfängliches Nachweisverfahren für Regler von Erzeugungsanlagen entwickelt, nach dessen Vorgaben 2014 die ENERCON SCADA Remote Terminal Unit (RTU) als weltweit erster EZA-Regler erfolgreich nach den Vorgaben der deutschen Netzanschlussregeln zertifiziert wurde. EZA-Regler steuern insbesondere die Wirk- und Blindleistungsabgabe der einzelnen Erzeugungseinheiten mit Blick auf die aktuellen Anforderungen des Netzbetreibers an den Gesamtpark am Netzanschlusspunkt. Das in diesem Zusammenhang aufgesetzte Zertifizierungs- und Prüfverfahren basiert auf Vermessungen, mit denen die Eigenschaften des EZA-Reglers in Bezug auf die Stabilität des Gesamtsystems, die stationäre Regelabweichung, die Dynamik und seine Robustheit überprüft werden.



*Bild 1 Aktionslogo zum 10-jährigen Jubiläum*

Auch im Bereich der Verbrennungskraftmaschinen, für die seit Beginn 2014 erstmals eine Zertifizierungspflicht gilt, leistete die FGH Pionierarbeit. Neben wichtigen Abstimmungsprozessen in den relevanten Gremien, bei denen ein von der FGH entwickeltes Verfahren zur Stabilitätsbewertung von Verbrennungskraftmaschinen erneut als RichtlinienstANDARD übernommen wurde, leisteten die Mitarbeiter auch wichtige Informations- und Abstimmungsarbeit bei den betroffenen Herstellern und Projektierern.

Als Vorreiter stellte die Zertifizierungsstelle das erste Familienzertifikat für eine gesamte Baureihe von Verbrennungskraftmaschinen (VKM) aus und konnte dem Hersteller damit bestätigen, dass die im Familienzertifikat enthaltenen Erzeugungseinheiten die in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie formulierten Anforderungen an die elektrischen Eigenschaften vollständig erfüllen. Im Rahmen der Familienbildung war damit erstmals auch eine weitreichende simulationsbasierte Stabilitätsanalyse der nicht vermessenen VKM-Aggregate möglich. Im Herbst 2014 folgte das bundesweit erste Anlagenzertifikat für eine VKM-Erzeugungsanlage.

2014 wurden darüber hinaus einige Gutachten für innovative Projekte abgeschlossen, bei denen eine standardisierte Anlagenzertifizierung aufgrund projektspezifischer Besonderheiten nicht möglich war. Beispielhaft ist hier die Erstellung des deutschlandweit ersten BDEW-Gutachtens für ein Laufwasserkraftwerk sowie ein projektspezifisches Anlagengutach-

ten für eine VKM-Erzeugungsanlage mit über 30 MW elektrischer Leistung zu nennen.

Die Akkreditierung durch die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS), welche die Grundlage der Zertifizierungstätigkeiten bildet, wurde im Jahr 2014 erneut erweitert, sodass der Akkreditierungsrahmen nun weitere Komponenten und eine noch größere Anzahl internationaler Grid Codes beinhaltet. Weitere Zertifizierungsangebote umfassen dadurch Konformitätsbewertungen für z.B. Schutzgeräte, passive und aktive Kompensationseinrichtungen sowie regelbare Transformatoren auf Einheiten- und Anlagenebene. Auch im internationalen Markt ist die Zertifizierungsstelle mit der Akkreditierung für Grid Codes aus nunmehr 36 Ländern bestens aufgestellt. Schließlich prägten auch die Vorbereitungen auf die für 2015 geplante Umstellung der Akkreditierung

auf die neue Norm DIN ISO/IEC 17065 die interne Arbeit der Zertifizierungsstelle. Die auf Grundlage der Nachfolgenorm darzustellende unternehmensrechtliche Unabhängigkeit der Zertifizierungsstelle, die über die bisher gewährleistete Unabhängigkeit der Zertifizierungsstelle zu ihren Entscheidungen und der personellen Entflechtung hinausgeht, wird 2015 in die Ausgliederung der Zertifizierungsstelle als eine eigenständige GmbH münden.

Insgesamt wurde im Jahr 2014 eine installierte Leistung von mehr als 1,6 GW evaluiert, wodurch die seit 2004 begutachtete und zertifizierte Gesamtleistung auf 6,4 GW angestiegen ist.

**Ihr Ansprechpartner bei der FGH:**

Dr.-Ing. Mark Meuser

Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie



*Bild 2 Bernhard Schowe-von der Brelie begrüßt die Gäste anlässlich der Juliläumsfeier in Hamburg*

## Weiterbildungsangebot

### Seminare

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

04.-06.02.2014 in Deidesheim

03.-05.06.2014 in Hannover

02.-04.12.2014 in Ladenburg

Seminarleitung:

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

Die Grundkenntnisse der Lastfluss- und Kurzschlussberechnungsverfahren sowie der Modellierung von Energieversorgungssystemen für die praktische Arbeit wurden in Theorie und Praxis vermittelt. Auf die relevanten VDE-Vorschriften, insbesondere die aktuelle Version der DIN VDE 0102 zur Kurzschlussstromberechnung, wurde ebenso eingegangen wie auf Probleme und Lösungen bei der Datenbeschaffung. Neben typischen grundlegenden Aufgaben – z.B. Grundlastfluss- und Ausfallrechnung, Berechnung maximaler und minimaler Kurzschlussströme – wurden auch spezielle Fragestellungen wie die Netzwerkreduktion, die Spannungs-Blindleistungsoptimierung mit Optimal-Power-Flow-Algorithmen und die Zustandsestimation als wichtige Bestandteile der Netzplanung und Netzbetriebsführung behandelt. Zu allen Themen wurden auch praktische Übungen bzw. Demonstrationen am Rechner mit der aktuellen INTEGRAL-Version durchgeführt, bei denen die theoretischen Inhalte praktisch aufgearbeitet und die erzielten Ergebnisse diskutiert wurden. 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 stets fast vollständig ausgebucht. Die Herkunft der Teilnehmer zeigt, dass entsprechende Fertigkeiten im Zuge der Energiewende von einer zunehmenden Mitarbeiterzahl bei Netzbetreibern, Herstellern, Projektierern und Betreibern von Erzeugungsanlagen sowie Dienstleistern benötigt werden. Somit erschließt sich die FGH mit diesem Seminar auch ein vergrößertes Netzwerk in der Branche.

#### Sternpunktbehandlung

19.-20.02.2014 in Deidesheim

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.

### **Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen**

06.-07.03.2014 in Osnabrück

Seminarleitung:

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

Mit der Veröffentlichung von Netzanschlussregeln für alle Spannungsebenen, der neuesten Revision des EEG Beginn 2012, sowie der darin verankerten Systemdienstleistungsverordnung sowie 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. Vor diesem Hintergrund behandelt das Seminar intensiv das hochaktuelle Thema der Nachweis- und Zertifizierungsverfahren. Die FGH und die anwesenden Referenten können dabei auf eine langjährige Erfahrung im Bereich des Anschlussverhaltens elektrischer Erzeugungsanlagen, auf die intensive Gestaltung der aktuellen Diskussionen sowie Tätigkeiten in Prüfinstituten und der Zertifizierungsstelle der FGH verweisen.

Ausgehend von den netz- und systemseitigen Anforderungen an das elektrische Verhalten von Erzeugungsanlagen werden 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. 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.

Das mit 31 Teilnehmern gut besuchte Seminar verdeutlichte die Bedeutung der Thematik aufgrund der intensiven Diskussionen zwischen verschiedenen betroffenen Gruppen während des Seminars. Insbesondere hat sich die Konzeption bestätigt, nicht nur die reinen Nachweisverfahren für technische Anforderungen an Erzeugungsanlagen zu behandeln, sondern auch Hintergrund und Motivation der Anforderungen selbst. Dies hat zu sachgerechten Diskussionen der Anforderungen selbst sowie dem Vorgehen zur Prüfung geführt.

### **Grundlagen der Netzschutztechnik**

01.-02.04.2014 in Ladenburg

22.-23.10.2014 in Ladenburg

Seminarleitung:

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

Kenntnisse an den Schnittstellen des eigenen primären Arbeitsgebietes für Mitarbeiter von Netzplanung und -betrieb sorgen für reibungslosere Betriebsabläufe und vermeiden Missverständnisse. Daher hat die FGH auf Anregung des AKEI ein Seminar zu den Grundlagen der Netzschutztechnik konzipiert, das nicht den Anspruch hat, Experten für Schutztechnik gerecht zu werden, sondern allen, die mit Schutztechnik im Rahmen ihrer Tätigkeiten in Berührung kommen, die erforderlichen Kenntnisse vermitteln soll. Es ist auch als Einstieg in die Netzschutztechnik geeignet.

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

Das Seminar erfreut sich seit seiner Einführung 2007 und auch im Berichtsjahr mit der mittlerweile 16. und 17., wiederum jeweils

ausgebuchten Veranstaltung ungebrochen großer Nachfrage. Insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Einflusses von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Auslegung des Schutzes werden auf diesem Themengebiet in Zukunft neue Herausforderungen entstehen.

Aufgrund der Rückmeldungen von Seminarteilnehmern auf direkter Ebene als auch in den während der Veranstaltung ausgefüllten Bewertungsbögen planen wir für 2015 ein Vertiefungsseminar, das insbesondere die Koordination von Schutzkonzepten und -parametrierungen zwischen Netz und dezentralen Erzeugungsanlagen beleuchten soll. Dabei sollen praktische Übungen den weitaus größten Teil des Seminars ausmachen.

### **Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen**

19.-20.05.2014 in Köln

Seminarleitung:

Dr.-Ing. Markus Brandl, e-netz Süd Hessen 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 soll das Seminar die bei der Anschlussbewertung anzuwendenden

Methodiken und Grenzwerte praxisingerecht vermitteln. Zum Verständnis der angewendeten Methoden sind zudem deren systemtechnische Hintergründe aufgenommen.

Zunächst werden die netz- und systemseitigen Hintergründe der Netzanschlussprüfung, einschließlich der maßgeblichen aktuellen Normen und Richtlinien, vorgestellt, um als Basis für ein tiefgreifendes Verständnis der Vorgehensweisen zu dienen. Flankiert werden soll dies 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.

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 Blindstromspeisung.

Das 2013 erstmals angebotene Seminar war mit 26 Teilnehmern erneut gut besucht. Die sehr intensive Diskussion zwischen Referenten und Teilnehmern haben die Relevanz der Thematik unterstrichen und gezeigt, dass neue Herausforderungen für Netzbetreiber, Projektierer und Betreiber entstanden sind, wofür in diesem Seminar praxistaugliche Lösungsansätze vorgestellt wurden.

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

23.-24.06.2014 in Aachen

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

Seminarleitung:

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

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

Das Seminar wird jährlich angeboten.

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

25.-26.06.2014 in Aachen

06.-07.11.2014 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 deswegen 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 Auswertungsmöglichkeiten 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 2014 mit guter Resonanz zweimal angeboten werden.

## **Leistungselektronische Anwendungen in elektrischen Netzen**

09.-10.10.2014 in Köln

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 NetZRückwirkungen der leistungselektronischen Betriebsmittel zu betrachten, sondern auch deren Regeleigenschaften spielen für die Netzplanung und den Netzbetrieb eine zunehmende Rolle.

Deshalb hat sich der Arbeitskreis „Energie-Informationstechnologie“, der die Weiterbildungsveranstaltungen der FGH begleitet, in 2013 entschieden, das bereits früher angebotene Seminar zum Themenbereich mit aktuellen Beiträgen neu zu beleben.

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.

Aufgrund der steigenden Anzahl leistungselektronischer Bauelemente in elektrischen Netzen und der damit bedingten hohen Aktualität der Thematik konnten erneut 21 Teilnehmer zum Seminar begrüßt werden. Die Diskussionen im Rahmen der Veranstaltungen verdeutlichen, wie sehr das Themenfeld Leistungselektronik gerade für den Netzbetreiber auch in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen wird.



## Workshop

### **Regelbarer Ortsnetztransformator – Einsatzgebiete und Planungsregeln**

26.11.2014 in Kassel

Workshopleitung:

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

Am 26.11.2014 hat der FGH e.V. auf Anregung ihrer Mitglieder aus dem Kreis der Verteilnetzbetreiber und Elektroindustrie in Kassel einen Workshop zum Thema „Regelbarer Ortsnetztransformator – Einsatzgebiete und Planungsregeln“ durchgeführt, der den teilnehmenden Netzbetreibern, Herstellern sowie Vertretern der Wissenschaft eine rege genutzte Plattform für Diskussionen und Austausch zum Thema bot. Es wurde gezeigt, dass durch den regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) eine wirtschaftliche Substitution von konventionellem Netzausbau bei Spannungshaltungs-herausforderungen und besonders in ländlichen Netzen möglich ist. Allerdings wurden auch die technisch-wirtschaftlichen Anwendungsgrenzen, etwa bei kapazitätsbedingten

Engpässen oder im Einzelfall, nur im geringen erwarteten lokalen Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen thematisiert. Im Rahmen einer Podiumsdiskussion der Hersteller wurden anschließend die am Markt verfügbaren Produkte und Lösungen debattiert. Anforderungen an Abmessung, Lebensdauer oder Wirksamkeit werden von allen serienreifen Produkten erfüllt.

In einem weiteren Vortrags- und Diskussionsblock wurden Entscheidungshilfen und -werkzeuge vorgestellt, die den Netzbetreiber bei der Identifikation der Netze mit potentiellm rONT-Einsatz unterstützen. Es hat sich gezeigt, dass mit den vorhandenen Ansätzen bereits die Voraussetzungen geschaffen werden, den rONT zukünftig als Standardbetriebsmittel in die Netzplanung einzubeziehen. Im Rahmen des Workshops wurde zudem das Potential von intelligenten Regelstrategien und -konzepten für den rONT aufgezeigt, bei deren Anwendung sich die integrierbare Erzeugungsleistung weiter erhöht. Die 45 Teilnehmer motivieren die FGH zu einer erneuten Durchführung in 2015.



## Publikationen

### Vorträge

Heckmann, W.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 2.-4.12.2014, Ladenburg

*Beispiele zur Randnetznachbildung*

*Beispiele zur Zustandsestimation*

*Beispiele zur Lastflussoptimierung*

Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 2.-4.12.2014, Ladenburg

*Nachbildung von Betriebsmitteln*

Vennegeerts, H.; Krahl, S.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 2.-4.12.2014, Ladenburg

*Einführung*

*Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten*

*Verfahren zur Lastflussberechnung*

*Randnetznachbildung*

Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 2.-4.12.2014, Ladenburg

*Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung*

*Rechnerpraktikum Lastflussberechnung*

Vennegeerts, H.; Schwan, M.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 2.-4.12.2014, Ladenburg

*Kurzschlussstromberechnung*

Vennegeerts, H.; Patzack, S.: FGH-Workshop „Regelbarer Ortsnetztransformator – Einsatzgebiete und Planungsregeln“, 26.11.2014, Kassel

*Motivation für den rONT*

Kalverkamp, F.: Energy Decentral, FGH-Fachforum „Energiewende meistern – Herausforderung Netzintegration“, 12.11.2014, Hannover

*Anlagenzertifikate und Anlagengutachten mit praxisrelevanten Fallbeispielen*

Langstädtler, J.: FGH-Fachforum „Energiewende meistern – Herausforderung Netzintegration“, 12.11.2014, Hannover

*Einheitenzertifizierung von Verbrennungskraftmaschinen im Zuge der BDEW*

*Mittelspannungsrichtlinie*

*Grid Code Anforderungen im europäischen Kontext (ENTSO-E)*

Langstädtler, J.; Döll, J.; Brennecke, M.; Smolka, T.; Sojer, M.; Schlegel, T.; Funk, T.: 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 11.-13.11.2014, Berlin

*Meeting Grid Code Requirements of Decentralized Power Generators and Plants by Using Voltage Regulating Distribution Transformers as Cost-Efficient Component*

Smolka, T.; Funk, T.; Schlegel, T.; Sojer, M.; Langstädtler, J.; Döll, J.; Brennecke, M.: 4th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, 10.-11.11.2014, Berlin

*Innovative Solutions for the Grid Integration of Renewable Energies – Applications for Voltage Control and Reactive Power Compensation in PV Power Plants*

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 6.-7.11.2014, Hannover

*Erfassung der Netz- und Strukturdaten*

*Erfassungsschema für die Störungsstatistik*

Ziegeldorf, J.: FGH-Seminar „FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstudie – Erfassung und Auswertung“, 6.-7.11.2014, Hannover

*Auswertung der Verfügbarkeitsstudie*

*Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik*

Vennegeerts, H.; Krahl, S.: FGH-Seminar „FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstudie – Erfassung und Auswertung“, 6.-7.11.2014, Hannover

*Praktische Übungen*

Vennegeerts, H.; Igel, M.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 22.-23.10.2014, Ladenburg

*Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte*

Kalverkamp, F., Bünger, J.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 22.-23.10.2014, Ladenburg

*Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS-Netzen*

Cremer, D.; Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Leistungselektronische Anwendungen in elektrischen Netzen“, 9.-10.10.2014, Köln

*Leistungsfluss und Kurzschlussstromberechnungen*

Vennegeerts, H.; Krahl, S.: ABB Network Management Forum „Schutz und Stationsleittechnik“, 23.09.2014, Heidelberg

*Energiewende – eine Herausforderung für die Systemsicherheit*

Moormann, A.: ETG-Fachtagung STE 2014 „Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)“, 17.09.2014, Nürnberg

*Einflussgrößen auf die Nullspannungsübertragung bei der beidseitigen Sternpunktnutzung von HS/MS-Transformatoren*

Schäfer, P.: FGE-Seminar „Verteilnetze in der Energiewende“, 12.09.2014, Aachen

*Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz*

Vennegeerts, H.: FGE-Seminar „Verteilnetze in der Energiewende“, 12.09.2014, Aachen

*Sitzungsleitung „Netzbetrieb“*

Lütke-Lengerich, C.; Bünger, J.: Tagung zur Instandhaltung von PV-Anlagen, 29.08.2014, HDT Berlin

*Zertifizierungsprozess – Anforderungen an Planung, Inbetriebsetzung und Betrieb von PV-Anlagen*

Kalverkamp, F.; Bünger, J.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 29.08.2014, Ladenburg

*Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen*

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 25.-2.06.2014, Ladenburg

*Erfassung der Netz- und Strukturdaten  
Erfassungsschema für die Störungsstatistik  
Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik*

Ziegeldorf, J.: FGH-Seminar „FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 25.-2.06.2014, Ladenburg

*Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik*

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 3.-5.06.2014, Hannover

*Einführung  
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung  
Randnetznachbildung*

Schacht, D.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 3.-5.06.2014, Hannover

*Verfahren zur Lastflussberechnung  
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung*

Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 3.-5.06.2014, Hannover

*Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten  
Nachbildung von Betriebsmitteln*

Heckmann, W.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 3.-5.06.2014, Hannover, 4.-6.02.2014, Deidesheim

*Beispiele zur Randnetznachbildung  
Beispiele zur Zustandsestimation  
Beispiele zur Lastflussoptimierung*

Bünger, J.; Kalverkamp, F.; Luxenburger, R.: OMICRON Anwendertagung, 20.-22.05.2014, Bonn

*Eigenschutzkonzepte im Kontext der Netzanschlussrichtlinien*

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen“ 19.-20.05.2014, Köln

*Warum Netzanschlussprüfung – technischer Hintergrund*

Schacht, D.; Meuser, M.: FGH-Seminar „Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen“ 19.-20.05.2014, Köln

*Planungshilfen für Anschluss von Erzeugungsanlagen und Schutzeinstellungen*

Kalverkamp, F.: BHKW Jahreskonferenz, 13.-14.05.2014, Potsdam

*Neue Regelungen für den Anschluss von BHKW-Anlagen an das Mittelspannungsnetz*

Krahl, S.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 1.-2.04.2014, Ladenburg

*Kurzschlussstromberechnung - Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte*

Kalverkamp, F.; Bünger, J.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 1.-2.04.2014, Ladenburg

*Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen*

Vennegeerts, H.; Brozio, A.: VIK-Fachtagung „Technik“, 19.03.2014 in Bochum

*Statistiken zu Störungen, Schäden und Versorgungsunterbrechungen – zwischen Pflicht und Nutzen als Steuerungsinstrument*

Vennegeerts, H.; Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 6.-7.03.2014, Osnabrück

*Nachweispflichten – woher und wozu?  
Einheitenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung*

Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“ 6.-7.03.2014, Osnabrück

*Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen  
Einheitenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung*

Brennecke, M.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 6.-7.03.2014, Osnabrück

*Validierung von Einheitenmodellen des Herstellers  
Zertifizierung von Anlagenkomponenten*

Meuser, M.; Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 6.-7.03.2014, Osnabrück

*Anlagenberechnung und Anlagenzertifizierung*

Lütke-Lengerich, C.; Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 6.-7.03.2014, Osnabrück

*EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8*

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Sternpunktbehandlung“, 19.-20.02.2014, Deidesheim

*Symmetrische Komponenten und Berechnung des einpoligen Fehlerstromes  
Einfluss der Sternpunktbehandlung auf das Störungsgeschehen*

Vennegeerts, H.; Schmitt, O.: FGH-Seminar „Sternpunktbehandlung“, 19.-20.02.2014, Deidesheim

*Hochspannungsnetze mit Erdschlusskompensation*

Kalverkamp, F.; Bünger, J.: 8. FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, 5.-6.02.2014, Düsseldorf

*Anforderungen der Netzanschlussrichtlinien und ihre Konsequenzen für EZE-Schutzkonzepte*

Vennegeerts, H.; Krahl, S.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 4.-6.02.2014, Deidesheim

*Einführung  
Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten  
Verfahren zur Lastflussberechnung  
Randnetznachbildung*

Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 4.-6.02.2014, Deidesheim

*Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung  
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung*

Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 4.-6.02.2014, Deidesheim

*Nachbildung von Betriebsmitteln*

## Veröffentlichungen

- Moormann, A.; Vennegeerts, H.; Keuken, I.; Möller, A.: Einflussgrößen auf die Nullspannungsübertragung bei der beidseitigen Sternpunkt-nutzung von HS/MS-Transformatoren. ETG-Fachbericht, Band 143 (ETG-Fachtagung STE 2014, 16.-17.09.14, Nürnberg), ISBN 978-3-8007-3638-6
- Röttgerding, T.; Scheefer, C.; Kalverkamp, F.; Wang, W.-T.: Auswirkungen von Erdfehlern auf unterlagerte Netzebenen im Rahmen der Anlagenzertifizierung unter Berücksichtigung der Sternpunktbehandlung, (ETG-Fachtagung STE 2014, 16.-17.09.14, Nürnberg), Poster & Abstract
- Wellßow, W.H.; Acker, H.; Loitz, S.; Vanzetta, J.; Scheiders, C.; Jacobs, J.; Cremer, D.; Heckmann, W.: Voltage Stability Assessment Using Advanced Models of Thermal Generation Units for the P/V-Analysis. CIGRE 2014, C2\_107-2014
- Langstädtler, J.; Döll, J.; Schowe-von der Brelie, B.; Smolka, T.; Sojer, M.: Regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einhalten von Spannungs- und Blindleistungsvorgaben aus heutigen sowie zukünftigen Netzanschlussrichtlinien, Erneuerbare Energien - Das Magazin, ISSN:1436-8773, Ausgabe 8/2014
- Langstädtler, J.; Döll, J.; Schowe-von der Brelie, B.; Smolka, T.; Sojer, M.: Regelbare Ortsnetztransformatoren – Produktzertifizierung als valides Nachweisverfahren für das netzkonforme Verhalten, Netzpraxis, Jg. 53 (2014), Heft 5, ISSN: 1611-0412, Mai 2014
- Schäfer, P.; Greve M.; Noll, T.; Dierkes, S.; Vennegeerts, H.; Rehtanz, C.; Moser, A.: Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zur Systemstabilisierung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64. Jg (2014), Heft 5, S. 78-81

## 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.

## Verbände und Behörden

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

## Wissenschaftliche Vereinigungen

CIGRE	Deutsches Komitee	A. Moser
EEX	Börsenrat	A. Moser
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 Blindleistungsmanagement	P. Schäfer
FNN im VDE	Projektgruppe Defence Plan zur Vermeidung eines Spannungskollapses	S. Krahl
FNN im VDE	Projektgruppe Technische Anschlussbedingungen Hochspannungsnetz	K.-H. Weck
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf
FNN im VDE	Projektgruppe rONT	S. Patzack
FNN im VDE	Projektgruppe Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und öffentlichem Netz	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe TB Hochspannung / VDE AR 4120	K.-H. Weck
VDE	Ausschuss für Blitzschutz und Blitzforschung (ABB)	K.-H. Weck
VDE Regio Aachen e.V. Bezirksverein		A. Moser (1. Vorsitzender)

## Normung

DKE adhoc AK	Hybride AC-DC-Übertragung	K.-H. Weck
DKE adhoc AK	Hybride UHV-Übertragung	K.-H. Weck
DKE K 121	Kurzschlussströme	D. Cremer
DKE UK 121.1	Kurzschlussstromberechnung	D. Cremer
DKE K 122	Isolationskoordination	K.-H. Weck (Vorsitz)
DKE UK 261.1	Elektrische Energiespeichersysteme	J. Döll (Gast)
DKE AK 261.0.1	Prüfgrundsätze für die VDE-AR-N4105	M. Brennecke
DKE AK 261.0.14	Aspekte der Netzstützung	M. Brennecke (Leiter)
DKE AK 952.0.10	Kommunikation und Modellierung	M. Zanner
DKE AK 952.0.17	Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssysteme	A. Schröder
DKE K 383	Windenergieanlagen	B. Schowe-von der Brelie
DKE K 441	Überspannungsschutzgeräte	K.-H. Weck (stv. Vorsitz)
IEC TC 28	Insulation co-ordination	K.-H. Weck (Vorsitz)
IEC TC 37	Surge arresters	K.-H. Weck (Deutscher Sprecher)
IEC TC57 WG 10	Power system control and associated communications - Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
IEC TC57 WG 17	Power system control and associated communications - Communication systems for distributed Energy resources (DER)	A. Schröder
IEC TC 88, MT 21	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	M. Brennecke
IEC TC 88, MT 21	Control Subgroup	M. Brennecke
IEC TC 88, MT 21	Voltage ride through Subgroup	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Electrical simulation models for wind power generation	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Validation group	M. Brennecke

## Mitglieder

### Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

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

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

e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

EWE NETZ GmbH, Oldenburg

LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

MVV Energie AG, Mannheim

N-ERGIE Netz GmbH, Nürnberg

RheinEnergie AG, Köln

Stadtwerke Aachen AG, Aachen

SWM Infrastruktur GmbH, München

SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Pforzheim

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

THÜGA Aktiengesellschaft, München

TransnetBW GmbH, Stuttgart

ÜWG Stromnetze GmbH, Groß-Gerau



Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal





Elektroindustrie und  
Dienstleister

ABB AG - Division Energietechnik, Mannheim  
Alstom Grid GmbH, Kassel  
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  
HSP Hochspannungsgeräte GmbH, Troisdorf  
Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin  
Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg  
P3 Energy & Storage GmbH, Aachen  
PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach  
PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der  
Informationstechnologie, Berlin  
SAG GmbH, Langen  
Schneider Electric GmbH, Seligenstadt  
Siemens AG, Berlin  
Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn



Korrespondierende  
Mitglieder

Bacher, Rainer, Dr. sc. techn., Baden  
Bauer, Hartmut, Doz. Dr.-Ing., Dresden  
Harnischmacher, Georg, Prof. Dr.-Ing., Olpe  
Heidinger, Peter F., Prof. Dr.-Ing., Stuttgart  
Hinrichsen, Volker, Prof. Dr.-Ing., Darmstadt  
Hosemann, Gerhard, Prof. Dr.-Ing., Erlangen  
Lindmayer, Manfred, Prof. Dr.-Ing., Braunschweig  
Meyer, Ernst-Peter, Prof. Dr.-Ing., Kempten  
Möller, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Aachen  
Müller, Bruno, Prof. Dr.-Ing., Erlangen  
Oeding, Dietrich, Prof. Dipl.-Ing., Ober-Ramstadt  
Plumhoff, Peter A., Prof. Dr.-Ing., Bingen  
Reuter, Egon, Prof. Dr.-Ing., Hagen  
Schegner, Peter, Prof. Dr.-Ing., Dresden  
Schneider, Karl-Heinz, Prof. Dr.-Ing., Heddesheim



## Präsidium

Präsident

Dr.-Ing. Udo Niehage  
Senior Vice President  
Siemens AG, Berlin

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

Dr.-Ing. Karl-Josef Junglas  
Senior Advisor  
Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

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



## Verwaltungsrat

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

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

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

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

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

Dr. Eric Jennes  
Geschäftsführung  
Netrion GmbH, Mannheim

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

Dr.-Ing. Karl-Josef Junglas  
Senior Advisor  
Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

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

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

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

Dr.-Ing. Udo Niehage Vorsitz  
Senior Vice President  
Siemens AG, Berlin

Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Timo Poppe  
Generalbevollmächtigter Infrastruktur  
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg

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

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

Dr. Harald Schrimpf  
Mitglied des Vorstands  
PSI AG, Berlin

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

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

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

## Forschungsbeirat

Entsprechend ihrer Satzung (Artikel 11, Ziffer 4) wird die FGH auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung durch einen Forschungsbeirat unterstützt.

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

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

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

### Zusammensetzung des Forschungsbeirats

- Dr.-Ing. Thomas Benz  
ABB AG, Mannheim
- 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
- Dr.-Ing. Wolfgang Fritz  
CONSENTEC GmbH, Aachen
- Dipl.-Ing. Karl-Heinz Häger  
Alstom Grid GmbH, Mönchengladbach
- Dr.-Ing. Christian Hille  
P3 energy & storage GmbH, Aachen
- Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen  
Technische Universität Darmstadt,  
Darmstadt
- Dr. Joachim Kabs  
HanseWerk AG, Quickborn
- Dipl.-Ing. Gerald Kaendler  
Amprion GmbH, Dortmund
- Dr.-Ing. Bernd Klöckl  
TenneT TSO GmbH, Bayreuth
- Dipl.-Ing. Torsten. Maus  
EWE Netz GmbH, Oldenburg
- Dipl.-Ing. Werner Neyer  
Vorarlberger Energienetze GmbH,  
Bregenz / Österreich
- Dr.-Ing. Joachim Nilges  
RWE Deutschland AG, Essen
- Vorsitz

Dipl.-Ing. André Osterholt  
Netrion GmbH, Mannheim

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

Dr.-Ing. Michael Schwan  
Siemens AG, Erlangen

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

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

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

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

## Arbeitskreis

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

## Zusammensetzung des AKEI

- Dr.-Ing. Markus Brandl Vorsitz  
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG,  
Darmstadt
- 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
- Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson  
Technische Universität Darmstadt,  
Darmstadt
- Prof. Dr.-Ing. Michael Igel  
Hochschule für Technik und Wirtschaft des  
Saarlandes, Saarbrücken
- Dr.-Ing. Markus Obergünner  
E.ON AG, Essen
- Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg  
Forum Netztechnik/Netzbetrieb des  
VDE (FNN), Berlin
- Dr.-Ing. Michael Schwan  
Siemens AG, Erlangen
- Dr.-Ing. Adam Slupinski  
ABB AG, Mannheim
- Dr. rer. nat. Matthias Ulrich  
IDS GmbH, Ettlingen
- Dr.-Ing. Bernd Walther  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Erfurt
- Dr.-Ing. Thomas Weber stv. Vorsitz  
Schneider Electric GmbH, Seligenstadt



Dipl.-Ing. Günter Westhauser  
TransnetBW GmbH, Wendlingen

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



# Jahresabschluss

## Bilanz zum 31. Dezember 2014

### Aktiva

	31.12.2014	31.12.2013
	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	17.152	0
<b>II. Sachanlagen</b>		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	16.059	19.332
2. technische Anlagen und Maschinen	1.559	5.554
3. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.040	4.312
	<b>20.658</b>	<b>29.198</b>
<b>III. Finanzanlagen</b>		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	286.850
<b>Summe Anlagevermögen</b>	<b>352.660</b>	<b>316.048</b>
<b>B. UMLAUFVERMÖGEN</b>		
<b>I. Vorräte</b>		
1. in Arbeit befindliche Aufträge	429.569	462.566
2. geleistete Anzahlungen	21.032	0
	<b>450.601</b>	<b>462.566</b>
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	97.952	417.389
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	955.392	571.357
3. sonstige Vermögensgegenstände	127.350	65.745
	<b>1.180.694</b>	<b>1.054.491</b>
<b>III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks</b>	<b>2.236.236</b>	<b>1.843.963</b>
<b>Summe Umlaufvermögen</b>	<b>3.867.531</b>	<b>3.361.020</b>
<b>C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN</b>	<b>12</b>	<b>282</b>
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>4.220.203</b>	<b>3.677.350</b>

	<b>Passiva</b>	
	<b>31.12.2014</b>	<b>31.12.2013</b>
	<b>EUR</b>	<b>EUR</b>
<b>A. EIGENKAPITAL</b>		
<b>Vereinskapital</b>		
I. freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	861.019	771.191
II. gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	405.057	389.424
III. Mittelvortrag	0	32.575
<b>Summe Eigenkapital</b>	<b>1.266.076</b>	<b>1.193.190</b>
<b>B. RÜCKSTELLUNGEN</b>		
1. Sonstige Rückstellungen	<b>808.985</b>	<b>693.448</b>
<b>C. VERBINDLICHKEITEN</b>		
1. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	692.512	391.611
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	21.902	15.694
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	61.699	4.702
4. sonstige Verbindlichkeiten	1.369.029	1.378.705
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>2.145.142</b>	<b>1.790.712</b>
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>4.220.203</b>	<b>3.677.350</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung 2014

	2014 ABSCHLUSS (EUR)	2013 ABSCHLUSS (EUR)
<b>1. Umsatzerlöse</b>	<b>2.519.400</b>	<b>2.074.300</b>
Mitgliedsbeiträge	425.100	416.800
Auftragsforschung	992.800	814.600
Öffentliche Zuschüsse	729.100	307.600
Wissenschaftliche Veranstaltungen	372.400	467.200
Sonstige	0	68.100
<b>2. Bestandsveränderungen (+/-)</b>	<b>-33.000</b>	<b>112.000</b>
<b>GESAMTLEISTUNG</b>	<b>2.486.400</b>	<b>2.186.300</b>
<b>3. Direkte Projektkosten</b>	<b>-643.500</b>	<b>-460.600</b>
<b>ROHERTRAG</b>	<b>1.842.900</b>	<b>1.725.700</b>
<b>4. Sonstige betriebliche Erträge</b>	<b>838.900</b>	<b>327.200</b>
<b>5. IPV</b>	<b>193.000</b>	<b>226.000</b>
<b>6. Personalaufwand</b>	<b>-1.876.900</b>	<b>-1.580.100</b>
Löhne und Gehälter	-1.582.300	-1.329.000
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-294.600	-251.100
<b>7. Abschreibungen</b>	<b>-17.000</b>	<b>-53.400</b>
<b>8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb</b>	<b>-911.100</b>	<b>-1.130.400</b>
Verwaltungsnebenkosten	-543.100	-782.400
IPV durchlaufender Posten	-193.000	-226.000
Raum- und Gebäudekosten	-133.000	-80.000
Reisekosten	-42.000	-42.000
<b>9. Zinsen und ähnliche Erträge</b>	<b>3.100</b>	<b>206.500</b>
Beteiligungserträge	0	200.000
Zinsen und ähnliche Erträge	3.100	6.500
<b>ERGEBNIS DER GEWÖHNLICHEN GESCHÄFTSTÄTIGKEIT</b>	<b>72.900</b>	<b>-278.500</b>