



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN**

Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik

Jahresbericht 2017

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG
UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK



Vorwort

Sehr geehrte Freunde des Instituts für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik,

auch in diesem Jahr wollen wir Sie mit dem Jahresbericht 2017 über unsere Aktivitäten und wichtige Ereignisse am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH) informieren. Wir können wieder auf eine erfolgreiche Lehre und Forschung zurückblicken.

Die weltweiten Veränderungen in der Energiewandlung, dem Energietransport, der Energiespeicherung und der Energieverteilung und die sich daraus ergebenden Konsequenzen auf die Netze, Anlagen und Komponenten waren wieder ein zentrales Thema unserer Forschung, des Technologietransfers und der Lehre. Detailfragen zur Elektrifizierung des Verkehrs rücken zunehmend in den Fokus von Forschungspartnern, mit denen wir sehr gut zusammenarbeiten. Zahlreiche neue Forschungsprojekte unseres Instituts mit Partnern aus der Industrie und Energiewirtschaft sowie mit öffentlichen Einrichtungen (EU, Bund, AiF) leisten einen Beitrag, Lösungen für diese Herausforderungen zu erarbeiten. Details hierzu können Sie den Forschungskurzberichten der wissenschaftlichen Mitarbeiter entnehmen. Erfreulicherweise erhielten einige unserer Mitarbeiter für Ihre Forschungsarbeiten hochrangige Auszeichnungen, wozu wir recht herzlich gratulieren.

Die Bauarbeiten zur Sicherung des Brandschutzes und zur Sanierung im Toepler- und im Binderbau sind zwischenzeitlich fast vollständig abgeschlossen. Neben den bauausführenden Unternehmen und der zentralen Universitätsleitung haben sich die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unseres Instituts, insbesondere die Mitarbeiter des Labors und der Werkstatt außerordentlich engagiert. Besonders hervorzuheben ist dabei das unermüdliche Wirken unseres Laborleiters, Herrn Hans-Peter Pampel und des Meisters der mechanischen Werkstatt, Herrn Ralf Dittrich. Allen Beteiligten gilt ein ganz herzliches Dankeschön.

Die Absolventen der elektrischen Energietechnik rekrutieren sich im Wesentlichen durch die Studierenden in den Studiengängen „Elektrotechnik“ und „Regenerative Energiesysteme“. Die Anzahl der Studienanfänger ist auch in diesem Jahr in Folge leicht rückläufig. Trotz vielfältiger Bemühungen ist zu erwarten, dass dies mittelfristig wieder zu einer Reduktion der Absolventen in der elektrischen Energietechnik führen wird.

Für ausgewählte Vorlesungen konnten wir wieder dankbar auf die Erfahrungen externer Fachleute zurückgreifen: Herr Dr. habil. Konstantin Papailiou, Herr Dr. Reiner Fiebig, Herr Matthias Kudoke sowie Herr Dr. Winfried Fricke, Herr Dr. habil. Frank Schmuck, Herr Thomas Dietrich, Herr Dr. Sergey Gortschakow, Herr Dr. Dirk Kunze und Frau Dr. Yvonne Saßnick. Bedanken möchten wir uns auch bei Herrn Professor Gert Hentschel, Herrn Dr. Matthias Hable und Herrn Dipl.-Ing. Jörg Schindler für ihre Lehrangebote.

Ein besonderer Dank gilt, wie in jedem Jahr, den ehemaligen Mitarbeitern unseres Instituts, Doz. Dr. Hartmut Bauer, Dr. Eberhard Engelmann, PD Dr. Helmut Löbl, Dr. Joachim Speck und Prof. Gert Winkler. Sie haben uns im letzten Jahr wieder mit Rat und Tat unterstützt.

Allen Forschungspartnern, mit denen wir auch in diesem Jahr wieder erfolgreich und in wachsendem Umfang zusammenarbeiten konnten, gilt unser ausdrücklicher herzlicher Dank.

Diesen Jahresbericht nehmen wir zum Anlass, allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts, Freunden und Partnern für ihre tatkräftige Mitarbeit und Unterstützung im vergangenen Jahr zu danken.

Wir wünschen Ihnen ein gesundes, erfolgreiches und frohes Jahr 2018 und freuen uns auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit.

Dresden, Dezember 2017



A handwritten signature in black ink, which appears to read "P. Schegner".

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner



A handwritten signature in black ink, which appears to read "Steffen Großmann".

Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann

Inhaltsverzeichnis

1 Personelle Besetzung	4
1.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung	4
1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik	6
1.3 Labor und Werkstatt	8
2 Lehre	10
2.1 Lehrveranstaltungen	10
2.1.1 Lehrveranstaltungen für das Grundstudium	10
2.1.2 Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium	10
2.1.3 Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium.....	12
2.2 Studentische Arbeiten.....	13
2.2.1 Studienarbeiten und Forschungspraktika.....	13
2.2.2 Diplom- und Masterarbeiten	15
3 Forschung	18
3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung	18
3.1.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte	18
3.1.2 Publikationen	70
3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik	80
3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte	80
3.2.2 Publikationen	114
3.3 Preise und Auszeichnungen.....	120
3.4 Promotionen	122
4 Kooperationen	130
4.1 Wissenschaftskooperationen.....	130
4.2 Industriekooperationen	132
4.3 Kommissions- und Gremienarbeit.....	134
4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung.....	134
4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	135
5 Veranstaltungen	136

Titelbild: Prüfung der elektrischen Festigkeit einer 380-kV-V-Tragkette unter Regen bei Belastung mit Schaltstoßspannung
Hochspannungslabor TU Dresden im Auftrag von
LTB Leitungsbau GmbH und 50Hertz Transmission

Foto: Hans-Peter Pampel

1 Personelle Besetzung

1.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiter der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Schegner	Peter	34374/ Fax 37036
<i>Hochschullehrer</i>			
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hentschel	Gert	
Dozent Dr.-Ing.	Bauer	Hartmut	35104
Prof. Dr.-Ing. habil.	Winkler	Gert	35088
<i>Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dr.-Ing.	Hable	Matthias	
Dr.-Ing.	Meyer	Jan	35102
Dr.-Ing.	Meyer	Jörg	35272
Dr.-Ing.	Saßnick	Yvonne	
Dipl.-Ing.	Schindler	Jörg	
<i>Sekretariat</i>			
	Scharf	Regina	33202
<i>Projektmanagement</i>			
Dipl.-Ing.	Keller	Jan	35432
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter</i>			
Dr.-Ing.	Blanco	Ana Maria	32482
M.Sc.	Cabadag	Rengin Idil	43205
Dr.-Ing.	Domagk	Max	35223

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter</i>			
Dipl.-Ing.	Erdmann	Niels	43203
Dipl.-Ing.	Frowein	Karla	37869
Dipl.-Ing.	Gasch	Etienne	43206
Dipl.-Ing.	Heß	Tobias	32941
M.Sc.	Jäschke	Christian	35353
M.Sc.	Khokhlov	Victor	43207
Dipl.-Ing.	Klatt	Matthias	43207
Dipl.-Ing.	Krahmer	Sebastian	39993
Dipl.-Ing.	Kreutziger	Marcus	43202
Dipl.-Ing.	Liebermann	Carlo	43204
Dipl.-Ing.	Ma	Liya	43080
Dipl.-Ing.	Möller	Friedemann	43209
Dipl.-Ing.	Müller	Sascha	43210
M.Sc.	Nilges	Matthias	40438
Dipl.-Ing.	Palm	Sebastian	33094
M.Sc.	Pourarab	Morteza	40665
Dipl.-Ing.	Schmidt	Maximilian	43081
Dipl.-Ing.	Schnelle	Tobias	33725
Dipl.-Ing.	Stiegler	Robert	32217
M.Sc.	Wenzlaff	Karsten	43200
Dipl.-Ing.	Werner	Jens	33086
M.Eng.	Zyabkina	Olga	40535

1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiter der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Großmann	Steffen	33428/ Fax 37157
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Prof. Dr.-Ing. habil.	Eberhardt	Martin	
Dr.-Ing.	Engelmann	Eberhard	
PD Dr.-Ing. habil.	Löbl	Helmut	32138
Dr.-Ing.	Speck	Joachim	ab 1.3.17
<i>Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dipl.-Ing.	Dietrich	Thomas	
Dr.-Ing.	Fiebig	Reiner	
Dr.-Ing.	Fricke	Winfried	
Dr.	Gortschakow	Sergey	
Dipl.-Ing.	Kudoke	Matthias	
Dr.-Ing.	Kunze	Dirk	
Dr. techn. habil.	Papailiou	Konstantin	
Dr.-Ing. habil.	Schmuck	Frank	
<i>Sekretariat</i>			
	Hendrich	Ulrike	33428
<i>Projektmanagement</i>			
LL.M.	Leik	Darja	32963
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter</i>			
Dipl.-Ing.	Adam	Robert	34789
Dr.-Ing.	Backhaus	Karsten	33608
M.Eng.	Bakka	Maher	bis 31.12.16

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter</i>			
Dr.-Ing.	Baumann	Matthias	33080
Dipl.-Ing.	Bäumli	Katrin	(extern)
Dr.-Ing.	Esmaeil Moghadam	Davoud	seit 15.9.17
Dipl.-Ing.	Fuhrmann	Torsten	34756
Dipl.-Ing.	Gabler	Tobias	40518
Dr.-Ing.	Gatzsche	Michael	bis 31.1.17
Dipl.-Ing.	Götz	Thomas	40519
Dipl.-Ing.	Heger	Julian	34789
M.Sc.	Helal	Khaled Arafa Aly	bis 31.10.17
Dipl.-Ing.	Hildmann	Christian	33917
M.Sc.	Guimaraes dos Santos	Diego	
Dipl.-Ing.	Israel	Toni	34756
Dipl.-Ing.	Kühnel	Christian	40516
Dipl.-Ing.	Oberst	Marcella	39982
Dipl.-Ing.	Pampel	Hans-Peter	33103
Dr.-Ing.	Pfeifer	Stephanie	bis 31.5.17
Dipl.-Ing.	Ramonat	Alexander	40517
Dr.-Ing.	Schlegel	Stephan	32746
Dipl.-Ing.	Schladitz	Markus	34948
Dipl.-Ing.	Voigt	Matthias	33080
<i>Technische Angestellte</i>			
Dipl.-Ing (FH)	Göres	Axel	32613

1.3 Labor und Werkstatt

Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
Dittrich	Ralf	34745
Eusewig	Falk	33516
Gläser	Michael	34757
Jarosczyński	Gerd	34745
Knüpfel	Helge	34260
Reichelt	Eric	34745
Schimank	Liliane	seit 7.7.17
Wermuth	Peter	33516

2 Lehre

2.1 Lehrveranstaltungen

2.1.1 Lehrveranstaltungen für das Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Elektroenergiechnik</i>		
Elektroenergiechnik <i>Prof. Schegner</i>		3/1/0
Praktikum Elektroenergiechnik	0/0/1	

2.1.2 Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Hochspannungs- und Hochstromtechnik</i>		
Hochspannungs- und Hochstromtechnik <i>Prof. Großmann</i>		2/1/0
Praktikum Hochspannungs- und Hochstromtechnik		0/0/1
<i>Modul Grundlagen elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Betriebsmittel und Berechnungsgrundlagen für elektrische Energieversorgungssysteme <i>Prof. Schegner</i>		2/1/0
Grundlagen der Elektroenergieanlagen		1/1/0
<i>Modul Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme <i>Prof. Schegner</i>	2/1/0	
Praktikum Elektroenergiesysteme	0/0/1	
Praktikum Hochspannungstechnik 2	0/0/1	
<i>Modul Oberseminar Elektrische Energieversorgung</i>		
Oberseminar Elektrische Energieversorgung <i>Prof. Schegner / Prof. Großmann</i>		0/2/0

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Systemverhalten und Versorgungsqualität elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Betriebsvorgänge in Energieversorgungssystemen <i>Prof. Schegner</i>	2/1/0	
Versorgungsqualität <i>Prof. Schegner / Dr. Jan Meyer</i>	1/1/0	
Komplexpraktikum zum Netzbetrieb	0/0/1	
<i>Modul Planung elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Netzplanung <i>Prof. Schegner / Dr. Hable</i>	1/1/0	
Elektroenergieanlagenprojektierung <i>Prof. Schegner / Prof. Hentschel</i>	1/1/0	
Netzberechnung <i>Prof. Schegner</i>	2/2/0	
<i>Modul Vertiefung Hochspannungstechnik</i>		
Vertiefung Hochspannungstechnik <i>Prof. Großmann / Dr. Backhaus / Dipl.-Ing. Pampel</i>	5/0/0	
Praktikum Vertiefung Hochspannungstechnik	0/0/1	
<i>Modul Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel</i>		
Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel <i>Prof. Großmann / Dr. Schlegel / Dipl.-Ing. Adam</i>		3/0/0
Beleg Geräte der Energietechnik <i>Prof. Großmann</i>		0/1/0
Praktikum Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel		0/0/2
<i>Modul Schutz- und Leittechnik in elektrischen Energieversorgungssystemen</i>		
Selektivschutztechnik <i>Prof. Schegner / Dr. Jörg Meyer</i>		2/1/0
Leittechnik <i>Prof. Schegner / Dipl.-Ing. Schindler</i>		1/1/0
Praktikum Sekundärtechnik		0/0/1
<i>Modul Experimentelle Hochspannungstechnik</i>		
Experimentelle Hochspannungstechnik <i>Prof. Großmann / Dr. Speck / Dipl.-Ing. Pampel</i>		4/0/0
Praktikum Experimentelle Hochspannungstechnik		0/0/2

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Weitere Vertiefungsfächer</i>		
Elektrische Lasten und Lastmanagement <i>Prof. Schegner</i>		1/1/0
<i>Ausgewählte Kapitel der Elektrischen Energietechnik</i>		
Freileitungsbau Hochspannungsgeräteentwicklung <i>Prof. Großmann / Dr. Papailiou / Gastdozenten</i>		2/1/0
Elektrosicherheit und Versorgungszuverlässigkeit <i>Dozent Dr. Bauer</i>	2/1/0	

2.1.3 Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
Hochspannungs- und Hochstromtechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Großmann</i>		2/1/1
Elektrotechnische Systeme im Maschinenbau <i>Prof. Großmann</i>		2/1/0
Elektrotechnik (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>Prof. Großmann</i>		2/2/0

2.2 Studentische Arbeiten

2.2.1 Studienarbeiten und Forschungspraktika

Neubert, Jacob

Untersuchungen zu Hysterese- und Wirbelstromverlusten in Geräteanschlussklemmen

16/2015 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heger)

Biebrach, Lars

Untersuchungen zum Alterungsverhalten von Pressverbindungen für Hochtemperatur-Leiterseile bei kombinierter mechanischer und elektrisch-thermischer Belastung

17/2015 (Betreuer: Dr.-Ing. Lücke/Dipl.-Ing. Kühnel)

Rohrbeck, Charlotte

Entwicklung von liegenschaftsspezifischen Standardlastprofilen zur Prognose des Elektroenergiebedarfs

07/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Werner)

Elschner, Toni

Vergleich unterschiedlicher Energieübertragungssysteme anhand der Installations- und Betriebskosten

09/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Erdmann)

Grevenor, Anne

Klassifizierung der supraharmischen Emission elektronischer Geräte

10/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jan Meyer)

Gündel, André

Einsatz adaptiver Algorithmen in der digitalen Schutztechnik

12/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer/Dipl.-Ing. Liebermann)

Kirchner, Luzie

Validierung eines Verfahrens zur Berechnung von Emissionsgrenzwerten für Anlagen mit unsymmetrischem Anschluss an das Mittelspannungsnetz

13/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jan Meyer/Dipl.-Ing. Möller)

Siemens, Anton

Untersuchung des Übergangs vom Verbundnetz- zum Inselnetzbetrieb

14/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Palm)

Rudolph, Michael

Aufbau und Durchführung von Inselnetzversuchen mit verschiedenen PV-Wechselrichtern

15/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Palm)

Franke, Martin

Analyse der supraharmonischen Pegel in öffentlichen Niederspannungsnetzen

16/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jan Meyer/Dipl.-Ing. Klatt)

Körner, Paul-Martin

Entwicklung einer Anordnung zur Analyse akustischer Störwirkungen durch supraharmonische Emissionen

17 (Betreuer: Dipl.-Ing. Stiegler)

Song, Hua

Last- und Erzeugungsprognosen für den intelligenten Betrieb von Verteilnetzen

19/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heß)

Thomas, Friederike

Potenziale der Blindleistungsbereitstellung von DEAs zur Reduzierung von Wirkleistungseinsenkungen im Engpassmanagement von 110-kV-Verteilnetzen

20/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kreutziger)

Belmar Palma, Hector Gustavo

Untersuchungen zum Widerstand zwischen mehrdrahtigen Leitern und Massivleitern

21/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heger)

Dietzel, Sebastian

Konzeptentwurf des Lastmanagements und Abschätzung des Beeinflussungspotenzials in deutschen Haushalten und Gewerben

23/2016 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Ma)

Fan, Fan

Langzeitverhalten von Schraubverbindern zur Kontaktierung feindrähtiger Aluminiumleiter mit einem Querschnitt von 240 mm²

01/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Israel)

Markl, Antonia

Untersuchungen zum Durchschlagverhalten von Öl-Papier-Isolierungen bei Impuls- und Mischspannungsbelastung

02/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Gabler)

Müller, Ragnar

Alternative Kontaktmaterialien für Hochstrom-Steckverbinder

04/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Israel)

Wei, Yuanyuan

Kurzschlussstromtragfähigkeit von Kontaktelementen in Hochstromsteckverbindern

05/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Israel)

Kirchner, Hannah

Untersuchungen der elektrischen Leitfähigkeit von Oberflächenbeschichtungen für den Einsatz in Gasisolierungen bei Gleichspannungsbelastung

12/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Götz)

Xiao, Menglong

Analyse der Überlagerung von Oberschwingungen basierend auf Messungen

03/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Möller / Dipl.-Ing. Müller)

2.2.2 Diplom- und Masterarbeiten

Buchholz, Tobias

Dimensionierung und Bewertung dezentraler Energiespeicher auf dem Campus der TU Dresden

04/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heß)

Albrecht, Henry

Optimierung und Weiterentwicklung von Detektionsalgorithmen für eine schnelle Erkennung von Niederspannungsstörlichtbögen

10/2016 (Betreuer: M.Sc. Wenzlaff)

Kleyboldt, Sebastian

Untersuchung des Alterungsverhaltens SiC-basierter Endenglimmschutzsysteme und deren Modellierung

11/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Schöbe, Martin

Untersuchung zu Pseudo-Messwerten bei der Zustandsschätzung im Verteilnetz

12/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schmidt)

Fey, Tobias

Modellierung und Berechnungen von Zwischensystemberührungen

13/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer)

Schindler, André

Einsatz von Methoden des maschinellen Lernens zur Erstellung von Planungskriterien im RVK

16/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Werner)

Hauschild, Sebastian

Untersuchung des Schutzkonzeptes für einen Interconnector mit Offshore-Windparkeinspeisung

17/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer)

Schilbach, Marcel

Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von Kurzschlussströmen zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte

18/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer)

Lindner, Martin

Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von Kurzschlussströmen zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte

19/2016 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer)

Kropp, Alexander

Modellierung und Verhalten von Windparks mit heterogenen Reglern (WhR) am Netzanschlusspunkt

20/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Riebisch, Andreas

Untersuchung zum Stabilitätsverhalten eines MIMO-Systems mit nichtlinearem Regler in der elektrischen Energieversorgung

21/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer/Dr.-Ing. Winkler, RST)

Raue, Henriette

Entwicklung und Anwendung von probabilistischen Methoden zur Niederspannungsnetzplanung

22/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schmidt/Dr.-Ing. Dickert, ENSO)

Koopmann, Manuel

Untersuchung und Modellierung von Niederspannungsstörlichtbögen

23/2016 (Betreuer: M.Sc. Wenzlaff)

Berthold, Oliver

Virtuelle Integration realer Mikro-KWK-Anlagen in modellierte Ortsnetze

24/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Werner)

von Haken, Alix

Analyse und Bewertung von Methoden zur Netzreduktion von 110-kV-Netzen für Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz

25/2016 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Gao, Xiao

Ermittlung von Kenngrößen zur Charakterisierung des Energiebedarfs von Haushaltsgeräten in Abhängigkeit der Betriebszustände

01/2017 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Ma)

Li, Kai

Entwicklung eines echtzeitfähigen Stromwandlermodells in Simulink unter Berücksichtigung der magnetischen Hysterese

02/2017 (Betreuer: Dipl.-Ing. Liebermann)

3 Forschung

3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

3.1.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Die elektrische Energieversorgung verändert sich zurzeit grundlegend. Neben der Integration von dezentralen und dargebotsabhängigen Energieerzeugungsanlagen (Wind- und Photovoltaik-Anlagen) sollen künftig auch Elektrofahrzeuge an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Darüber hinaus erfolgt die Integration von kleinen und kleinsten Blockheizkraftwerken, sogenannte Mikro-KWK-Anlagen, in dieses Netz. Zukünftig wird ein sehr großer Teil der elektrischen Energie in der heutigen Verteilnetzebene produziert. Hierdurch entstehen vollkommen neue Anforderungen an die Betriebsführung, den Selektivschutz und an die Versorgungsqualität in diesen Netzen. Auch im Zusammenhang mit der Systemführung (Stabilität, Spannungshaltung, usw.) sind grundlegende Untersuchungen notwendig. Um diesen geänderten Rahmenbedingungen gerecht zu werden, wurden die folgenden Forschungsschwerpunkte an der Professur für Elektroenergieversorgung etabliert. Zu jedem der Forschungsschwerpunkte wird eine Auswahl von im letzten Jahr bearbeiteten Themen genannt.

Energie- und Messwandler

- Analytische Berechnungs- und messtechnische Bewertungsverfahren von Generatorstromwandlern mit erweitertem Frequenzmessbereich
- Modellierung und Optimierung des Frequenzübertragungsverhaltens von Mittelspannungs-Spezialtransformatoren
- Entwicklung einer Magnetfelderzeugungseinheit für eine magnetokalorische Klimaanlage

Planung und Betrieb von Netzen

- Stochastische bottom-up Modellierung von Niederspannungsnetzlasten
- Netzausbauplanung unter veränderten und unscharfen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Nachhaltige Energiesysteme - Interdependenz von technischer Gestaltung und gesellschaftlicher Akzeptanz
- Energiewende Sachsen im transnationalen Kontext - Strategien und Lösungsansätze für ein nachhaltigeres Energieversorgungssystem
- Ermittlung des Ausbaubedarfs in Verteilnetzen
- Systemdienstleistungen in Flächenverteilsnetzen
- Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen

Power Quality

- Messgeräte-unabhängiges Datenbanksystem zur zentralen Speicherung von Messdaten der Elektroenergiequalität
- Effiziente Verfahren zur automatisierten, ortsübergreifenden Bewertung der Spannungsqualität bei großen Datenmengen
- Internetbasierte Austauschplattform für gemessene Oberschwingungsspektren von Haushaltsgeräten; PANDA (equiPment hArmoNic DAtabase)
- Identifikation und Qualifizierung korrelativer Zusammenhänge zwischen elektrischer bzw. klimatischer Umgebung und ausgewählten Elektroenergiequalitätskenngrößen
- Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Wechselrichtern auf die Strom- und Spannungsqualität im Niederspannungsnetz (ElmoNetQ)
- Entstehung und Ausbreitung höherfrequenter Emission im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz im Niederspannungsnetz
- Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht
- Netzverträglichkeit in öffentlichen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz

Schutz- und Leittechnik

- Auswirkungen der verstärkten Einbindung von großen Windparks in das Übertragungsnetz auf das Netzschutzsystem
- Anforderungen an die Erkennung von Netzpendelungen zur Stabilisierung bzw. Freigabe von Distanzschutzeinrichtungen
- Grundlagen des übergeordneten Schutzes von elektrischen Transport- und Verteilungssystemen (Systemschutz)
- Auswertung von Störfallaufzeichnungen
- Algorithmenentwurf zur schnellen Detektion von Störlichtbögen
- Inselnetzerkennung
- Entwurf digitaler Schutzalgorithmen
- Modellierung von Strom- und Spannungswandler zur Beurteilung der Tauglichkeit im Schutzsystem
- Entwurf von Schutzkonzepten spezieller Betriebsmittel
- Grundlagenuntersuchung zum Schutz bei Zwischensystemberührungen

Smart Grid

- Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom- Gas - Wärme - Kälte
- Regionales, virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie - Intelligente Vernetzung von thermischen und elektrischen Verbrauchersystemen
- Combined Energy Lab - thermische und elektrische Versuchseinrichtung zum Test von Mikro-KWK-Anlagen
- Service-Plattform-Verteilnetze zum integralen Lastmanagement

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Energie- und Messwandler“



Christian Jäschke, M.Sc.

Abschätzung des Einflusses des Proximity-Effektes bei Hochstromwandlern anhand einer äquivalenten Eindringtiefe

Projekt gefördert durch:
 Deutsche Forschungsgemeinschaft

Die Messung sehr hoher Ströme in Kraftwerken und Energieversorgungsnetzen erfolgt im Allgemeinen mit Hilfe von Hochstromwandlern. Durch den steigenden Einsatz leistungselektronischer Betriebsmittel werden diese Wandler zunehmend Oberschwingungspegeln ausgesetzt, die eine Erwärmung des Kerns und der Wicklung bewirken können. Die steigende Verlustleistung innerhalb der Wicklung resultiert dabei aus Stromverdrängungseffekten, die eine Erhöhung des Wicklungswiderstands für die höherfrequenten Stromkomponenten bewirken.

Die Sekundärwicklung eines typischen Hochstromwandlers (Bild 1) ist in mehreren Wicklungslagen auf dem Kern aufgebracht. Durch die magnetischen Feldkomponenten, die durch die Ströme in den einzelnen Wicklungslagen bewirkt werden, entstehen induktive und resistive Kopplungen zwischen den Wicklungslagen. Die resistiven Kopplungen ergeben sich durch die Stromverdrängung, die durch die einwirkenden Magnetfelder im Leiter hervorgerufen werden.

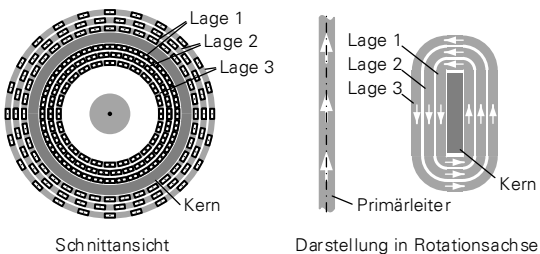


Bild 1: Schematische Darstellung eines mehrlagigen Hochstromwandlers.

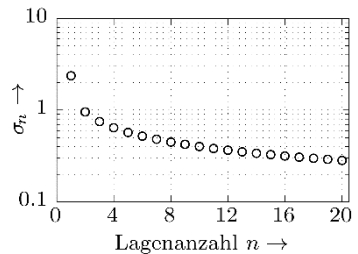


Bild 2: Lösung der Gleichung (1).

Betrachtet man jeweils eine Wicklungslage als Einheit, so können die Verluste innerhalb der Sekundärwicklung in *Skinneffekt-Verluste* und *Proximityeffekt-Verluste* unterteilt werden. Die Skinneffekt-Verluste beschreiben dabei die Verluste, die ausschließlich durch die Ströme hervorgerufen werden, die in den Windungen innerhalb der jeweiligen Lage fließen. Diese beinhalten sowohl die Gleichstromverluste, als auch die zusätzlichen Verluste, die durch die Stromverdrängung aufgrund der entstehenden magnetischen Wechselfelder entstehen. Die Proximityeffekt-Verluste beschreiben hingegen die Stromverdrängungs-Verluste, die durch die magnetischen Wechselfelder bewirkt werden, die durch die Ströme im Primärleiter und in den

Windungen der anderen Wicklungslagen verursacht werden. Sowohl die Skineffekt- als auch die Proximityeffekt-Verluste innerhalb eines Hochstromwandlers lassen sich nach [1] durch einfache Gleichungen analytisch berechnen.

Die Abschätzung, unter welchen Bedingungen der Skineffekt einen signifikanten Einfluss hat erfolgt üblicherweise über die Skin-Eindringtiefe δ_s der elektrischen Stromdichte in den Leiter. So lange die Skin-Eindringtiefe deutlich höher als die Dicke des betrachteten Leiters ist ($\delta_s \gg d_L$), können die Stromverdrängungsverluste gegenüber den Gleichstromverlusten im Leiter vernachlässigt werden.

Analog zur Skin-Eindringtiefe lässt sich eine äquivalente Proximity-Eindringtiefe $\delta_p \stackrel{\text{def}}{=} \sigma_n \cdot \delta_s$ definieren, mit der abgeschätzt werden kann, unter welchen Bedingungen die Verluste durch den Proximityeffekt gegenüber den Skineffekt- und Gleichstromverlusten vernachlässigt werden können. Der Koeffizient σ_n berechnet sich, indem man den Fall betrachtet, bei dem die Proximityeffekt- gleich den Skineffekt-Verlusten sind. Trifft man einige vereinfachte Annahmen zum allgemeinen geometrischen Aufbau eines Hochstromwandlers, lässt sich Gleichung (1) als Forderung ableiten, die in diesem Fall erfüllt sein muss [1].

$$\frac{(\sinh \sigma - \sin \sigma)(\cosh \sigma - \cos \sigma)}{\sinh \sigma \cosh \sigma + \sin \sigma \cos \sigma} = \frac{3}{7n^2 - 4} \quad (1)$$

Abhängig von der Anzahl der Wicklungslagen n des betrachteten Hochstromwandlers lässt sich der Wert $\sigma_n = \sigma(n)$ berechnen, der diese Gleichung erfüllt. Bild 2 zeigt die Lösung von (1) bei unterschiedlichen Lagenanzahlen.

Analog zur Skin-Eindringtiefe kann für $\delta_p \gg d_L$ der Einfluss des Proximity-Effektes vernachlässigt werden. Ist δ_p allerdings in der gleichen Größenordnung oder kleiner als die Leiterdicke d_L , haben die Proximity-Verluste einen deutlichen Anteil an der Gesamtverlusten innerhalb der Wicklung. Betrachtet man die Bedingungen $\delta_s = d_L$ bzw. $\delta_p = d_L$ als Grenze bei denen der Skin- bzw. der Proximityeffekt einen deutlichen Einfluss hat, lassen sich Transitionsfrequenzen für den Skin- (f_{TS}) bzw. Proximity-Effekt (f_{TP}) angeben. Oberhalb dieser Frequenzen steigen die Wicklungsverluste durch den jeweiligen Stromverdrängungseffekt stark an.

$$f_{TS} = \frac{1}{\pi \kappa \mu_0} \frac{1}{d_L^2} \quad f_{TP} = \frac{1}{\pi \kappa \mu_0} \left(\frac{\sigma_n}{d_L} \right)^2 \quad (2)$$

Betrachtet man Bild 2 und die Berechnungsgleichungen (2), so ist ersichtlich, dass die Transitionsfrequenz des Proximity-Effektes (f_{TP}) bei mehrlagigen Hochstromwandlern stets geringer als die des Skin-Effektes (f_{TS}) ist. Folglich wirken sich mit steigender Frequenz zuerst die Proximityeffekt-Verluste aus, bevor die Skineffekt-Verluste einen deutlichen Einfluss haben.

- [1] Jäschke, C.; Schegner, P. *Computing the Coupling Resistances in High Current Instrument Transformers Considering Skin- and Proximity Effect*. IEEE Transactions on Magnetics, November 2017.

**Matthias Nilges, M.Sc.**

Spannungsverteilung innerhalb von Transformatorspulen

In weiten Bereichen der Elektrotechnik werden zunehmend leistungselektronische Bauteile zur flexiblen Spannungs- bzw. Stromversorgung von Geräten und Subnetzen eingesetzt. Zur Bereitstellung der gewünschten sinusförmigen Größen finden hierbei höherfrequente Schaltvorgänge (z.B. durch PWM) statt. Besonders steile Spannungsflanken werden zudem durch Rückzündungen von Vakuum-Leistungsschaltern hervorgerufen (Bild 1), die sich als Wanderwellen innerhalb der Netze ausbreiten.

Besonders gefährdet sind hierbei Transformatoren, die in der Regel für einen 50 Hz-Betrieb ausgelegt sind. Doch wo bei niedrigen Frequenzen aufgrund der dominierenden Induktivität noch eine lineare Spannungsverteilung entlang der einzelnen Windungen vorhanden ist, nimmt der Einfluss parasitärer Kapazitäten bei höheren Frequenzen stark zu, wodurch dann zudem kapazitive Ströme zwischen benachbarten Lagen fließen. Dies hat zur Folge, dass Resonanzen zwischen Windungsteilen angeregt werden können, wodurch stark nichtlineare Spannungsverteilungen entlang der Windungen entstehen. Bild 2 zeigt beispielhaft solch eine Spannungsverteilung. Dieser Effekt kann jedoch auch ohne äußerlich erkennbare Resonanz in einem stark lokal begrenzten Bereich auftreten. Ein unerwartetes Versagen der Isolation und somit ein Windungs- oder Lagenschluss können die Folge sein, wodurch teils sehr hohe Ausfallkosten entstehen.

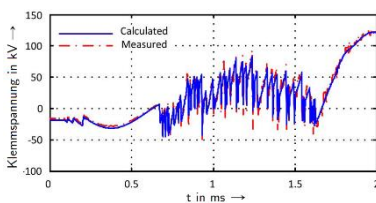


Bild 1: Transformatorenklemmspannung nach Abschaltung mittels Vakuum-Schalters [1]

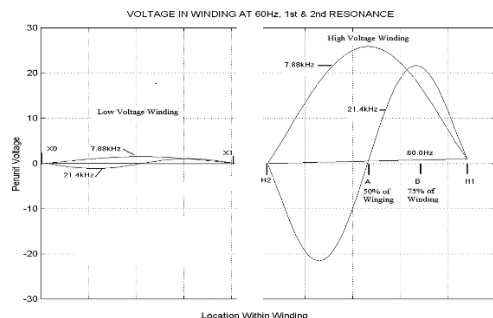


Bild 2: Spannungsverteilung entlang einer Spule bei unterschiedlichen Frequenzen [2]

Solche Vorgänge werden in der Regel im Entwurfsprozess von Anlagen nicht berücksichtigt, so dass notwendige Filteranlagen häufig fehlen oder nachträglich kostenintensiv nachgerüstet werden müssen. Daher ist es sinnvoll bereits während der

Designphase solcher Anlagen die kritischen Frequenzen zu bestimmen und entsprechende Filter zu integrieren. Für die Transformatormodellierung stehen verschiedene Modellierungsansätze zur Verfügung (Kettenleitermodell mit analytischer Berechnung der Parameter, Methode der finiten Elemente (FEM), Randelementmethode (BEM), usw.).

Durch Nachbilden der einzelnen Windungen einer Spule, beispielsweise mittels FEM, ist es nach Berechnung des elektrischen und magnetischen Feldes im gesamten Raum möglich, die Spannungsverteilung entlang einzelner Windungen zu ermitteln. Ausschlaggebend für Windungsschlüsse ist nun die Spannungsdifferenz zwischen benachbarten Windungen. Bild 3 zeigt solch eine simulativ bestimmte Spannungsdifferenz zwischen den direkt benachbarten Windungen einer Beispilschule bestehend aus 4 Teilspulen (TS) in einem breiten Frequenzbereich unter Anregung mit Bemessungsspannung im gesamten Frequenzbereich.

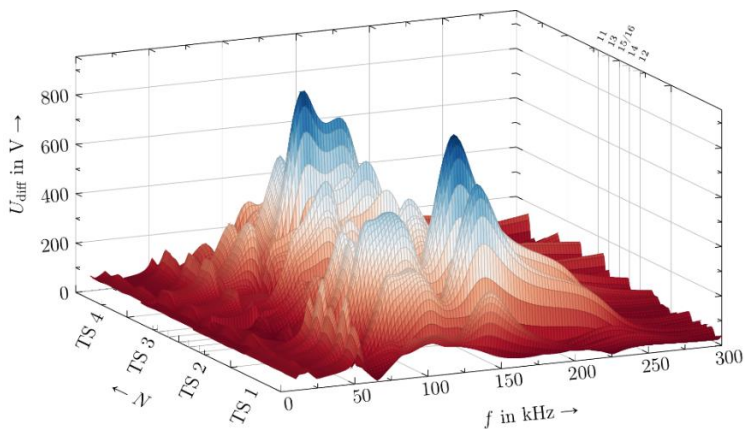


Bild 3: Spannungsdifferenz zwischen benachbarten Windungen einer beispielhaften Spule mit 4 Teilspulen (TS)

Es ist gut zu erkennen, dass hier vor allem bei 150 kHz verhältnismäßig hohe Spannungsdifferenzen zwischen den Windungen von 2 TS auftreten, die ein Vielfaches der Differenz bei 50 Hz betragen. Bei einer fortdauernden Beanspruchung der Isolation wird diese zunehmend geschwächt und schlussendlich zerstört. Ein Windungsschluss ist die Folge. Durch eine geeignete Filterwahl können solche folgenschwere Schäden vermieden werden.

[1] Theocharis, A., et al. *Analysis of Switching Effects of Vacuum Circuit Breaker on Dry-Type Foil-Winding Transformers Validated by Experiments*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015.

[2] IEEE Std C57.142™, 2010.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Planung und Betrieb von Netzen“



Rengin Idil Cabadag, M.Sc.

Reactive Power Management in High Voltage Power Grids and Its Impact on Grid Operation

Since the amount of wind farms (WFs) in 110-kV-sub-transmission grids is increasing drastically, the capacity of conventional power plants is decreasing in 380-kV-transmission grids within Energiewende. Furthermore, the shut-down of all nuclear power plants is already planned. In this case, WFs in 110-kV-sub-transmission grids are able to supply reactive power within acceptable voltage limitations.

The impact of different loading scenarios including high- and low-loading scenarios on reactive power demand have been analysed in the first part of the conducted project. Considering the reactive power capability limits of the used WFs, the reactive power capability curves of the examined 110-kV-sub-transmission grids have been created as in Fig. 1.

An important task of reactive power management in sub-transmission grids is to find the optimal operation settings of WFs by taking into account the grid limitations. The different approaches, including particle swarm optimization (PSO) as a heuristic and linear programming (LP) as an analytical approach, have been implemented for this purpose.

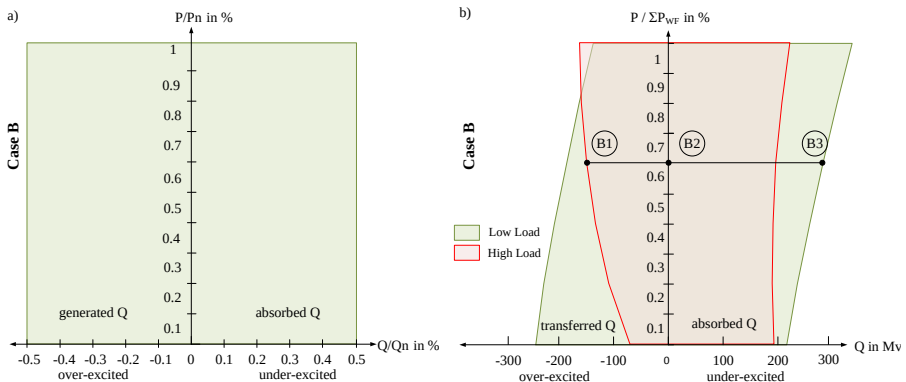


Fig. 1: (a) Reactive power capability curve of WFs in 110-kV-sub-transmission grid (b) Reactive power capability curve of 110-kV-sub-transmission test grid.

As a result, LP showed better convergence with less losses than PSO. This is because the voltage differences of buses are decreased by LP as shown in Fig. 2.

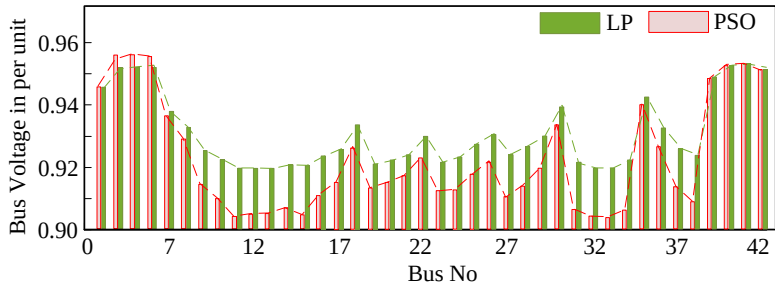


Fig. 2: The bus voltages after PSO and LP.

The reactive power management in transmission grids is carried out in the second part of the project because there will not be sufficient reactive power in transmission grids once many conventional and all nuclear power plants are shut down. The right selection of reactive power compensation technology such as fixed capacitors (FCs), mechanically switched capacitors (MSCs) and flexible AC devices (FACTS) for normal operation should be realized in 380-kV-transmission grids. The proposed reactive power technology in 380-kV-grids should maintain dynamic voltage control in case of switching operations and some disturbances. A three-phase short circuit is realized on an exemplary 380-kV-grid for this purpose. The impacts of different control schemes were compared for i) no compensation, ii) static var compensator (SVC) with firing angle control (SVC-FAC) and iii) SVC with improved firing angle control (SVC-FAC-interface). The results are displayed in Fig. 3.

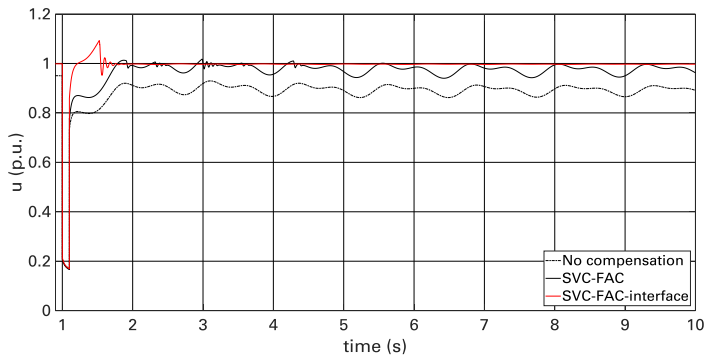


Fig. 3: Voltages at the generator bus after a short circuit.

It can be seen from the Fig. 3 that the grid goes back to its normal operation faster with the right compensation technology and right control scheme.



Niels Erdmann, Dipl.-Ing.
Loop-Circle-Arc-Theorie (LoCA)
Ein grundlegendes Konzept zur
Entwicklung und Bewertung von
Energiesystemen

Projekt gefördert durch:
DFG Deutsche
 Forschungsgemeinschaft

Die Nutzung erneuerbarer Energienquellen (EE) wird in Zukunft stark zunehmen. Die heutigen Systeme der Elektrizitäts-, Gas- und Wärmeversorgung sind über die vergangenen 100 Jahre gewachsen. Das Elektrizitätssystem wurde entwickelt, um elektrische Energie von großen, zentralen Kraftwerken zu dezentral verteilten Verbraucher zu übertragen. Um die steigende Anzahl von fluktuierend einspeisenden EE integrieren zu können, muss das Stromnetz nicht nur verstärkt, sondern grundlegend verändert werden. Eine fortlaufende Anpassung an neue Gegebenheiten stellt jedoch nur ein symptomatisches Beheben von Schwachstellen dar. Um eine langfristig funktionierende Transformation zu gewährleisten, muss ein Transformationsziel vorgegeben werden. Die grundlegende Loop-Circle-Arc-Theorie (LoCA) kann eine Methode bieten, dieses Zielsystem zu entwerfen und zu bewerten.

Die LoCA-Theorie zeichnet sich durch drei Alleinstellungsmerkmale aus:

- Zellulares Design [1]
- Fraktale Organisation [2]
- Verknüpfte Energieträger [3]

Das zellulare Design versteht energetische Bilanzgruppen als selbstorganisierende und selbstoptimierende Energiezellen. Die fraktale Organisation beschreibt die Selbstähnlichkeit zwischen dem Ganzen und den Einzelteilen. LoCA fokussiert auf Energie, nicht auf Energieträger. Die Verknüpfung aller Energieträger ist eine zentrale Forderung und ermöglicht die synergetische Nutzung von Elektrizität, Wärme und chemischer Energieträger wie Erdgas oder Wasserstoff.

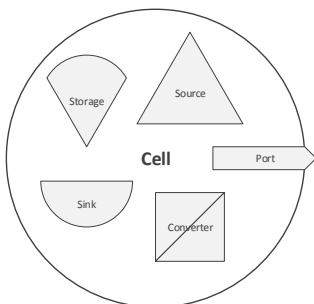


Bild 1: Interne Struktur einer *Zelle*

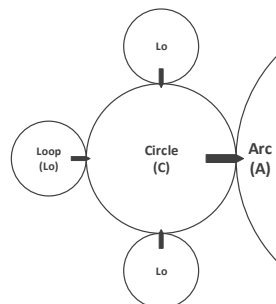


Bild 2: Fraktale Verknüpfung von *Zellen*

Dreh- und Angelpunkt der LoCA-Theorie ist die Energiezelle. Es wird ab diesem Punkt *Zelle* genannt. Wie in Bild 1 dargestellt, besteht jede *Zelle* aus genau fünf Elementen:

1. Der *Port* (engl. Schnittstelle) zum Energie- und Datenaustausch
2. Die *Source* (engl. Quelle) zur Energiebereitstellung
3. Der *Storage* (engl. Speicher) als Energiespeicher
4. Der *Converter* (engl. Wandler) zur Energieumwandlung
5. Die *Sink* (engl. Senke) als Verbraucher in einer *Zelle*.

Die *Zellen* sind in einer fraktalen Struktur gekoppelt, wie in Bild 2 zu sehen ist.

Jede *Zelle* nimmt dabei immer folgende Rollen ein:

1. *Loop* (**Lo**) (engl. Ring, kleiner Kreis) ist die untergeordnete Zelle aus der Perspektive des *Circles*. Der *Loop* kann dem *Circle* nicht nur Energie anbieten, sondern auch von ihm Energie anfordern. Die Wahl der Energieform wird nur durch den Port eingeschränkt.
2. *Circle* (**C**) (engl. Kreis) erfüllt die Energieanforderung einer *Loop* zu angemessenen Bedingungen (Energieform, Leistung, Kosten). Um die Energieversorgung sicherzustellen, werden Energieangebote aus anderen *Loops* genutzt. Reicht das Angebot nicht aus, kann der *Circle* Energie aus dem übergeordneten *Arc* anfordern.
3. *Arc* (**A**) (engl. Borgen, Teil des Kreisumfangs) ist die übergeordnete *Zelle* aus der Perspektive des *Circles*. Der Name leitet sich davon ab, dass jeder *Circle* nur einen Teil der übergeordneten Struktur kennt. Der *Arc* wirkt für einen *Circle*, wie ein *Circle* für eine *Loop*.

Da jede *Zelle* die *Circle*-Funktion hat, sind *Loop* und *Arc* auch ein *Circle*. Die Funktion einer *Zelle* hängt immer vom aktuellen Blickpunkt ab. In Abb. 2 aus der Perspektive der *Loop* ist der *Circle* der *Arc* und aus der Sicht des *Arcs* ist der *Circle* ein *Loop*. Jeder *Circle* ist mit dem übergeordneten *Arc* verbunden.

Zu Beginn des Projekts wird die Theorie in ein mathematisches Modell übersetzt. Dies ist die Grundlage für die Einbettung der LoCA-Theorie in ein Software-Tool. Die folgende Simulation beginnt mit kleinen übersichtlichen Energiesystemen und demonstriert an großen und komplexen Energiesystemen die Funktionalität dieser Methode.

Die LoCA-Theorie bietet eine Methode zur Entwicklung und Evaluierung innovativer Energiesysteme und ein Werkzeug zur Simulation verschiedener Konfigurationen.

- [1] Benz, T.; Dickert, J.; Erbert, M.; Erdmann, N.; Johae, C.; Katzenbach, B.; Glaunsinger, B.; Müller, H.; Schegner, P.; Schwarz, J.; Speh, R.; Stagge, H. & Zdrallek, M. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Ed.), *Der zellulare Ansatz*, 2015
- [2] Warnecke, H.-J.; *Die fraktale Fabrik: Revolution der Unternehmenskultur* Rowohlt; 1996
- [3] Hess, T.; Schegner, P.: *Power schedule planing and operation algorithm of the Local Virtual Power Plant based on μ CHP-devices*. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, USA, 26.-30.07.2015



Karla Frowein, Dipl.-Ing.

Abhängigkeit der Oberschwingungsanteile des Erdschluss-Reststroms vom Fehlerort

In deutschen Mittelspannungsnetzen wird weiterhin großteils die Resonanz-Sternpunktbehandlung verwendet [1]. Im Fall eines einpoligen Erdfehlers fließt der kapazitive Erdschlussstrom. Dessen Grundswingungsanteil wird durch den induktiven Strom der Petersen-Spule L_M kompensiert. Damit der Erdschluss-Reststrom I_{RES} seine Obergrenze entsprechend DIN VDE 0845-6-2 [2] nicht übersteigt, müssen auch seine Oberschwingungsanteile $I_{RES}^{(v)}$ beachtet werden. Diese hängen von den im Netz vorhandenen Oberschwingungspegeln und der im Fehlerfall wirksamen, frequenzabhängigen Impedanz ab.

Bei Betrachtung des einpoligen Erdfehlers in symmetrischen Komponenten nach Bild 1 wird klar, dass im Fehlerfall neben der Induktivität der Petersenspule L_M und der Transformatorinduktivität L_{iTr} auch die Längsinduktivität $L'_{iL} \cdot l$ der Leitung wirksam wird ($i = 1, 2, 0$). Diese hängt u.a. von der Entfernung l des Fehlers von der Sammelschiene ab (s. Bild 2).

Durch das Zusammenwirken der in Bild 1 dargestellten Induktivitäten und Kapazitäten entsteht je ein Parallelschwingkreis für Mit-, Gegen- und Nullsystem. Durch die Reihenschaltung im Fehlerfall entsteht ein Reihenschwingkreis. In Abhängigkeit des Fehlerorts ändert sich die im Fehlerfall wirksame Längsinduktivität und damit auch die jeweilige Resonanzfrequenz.

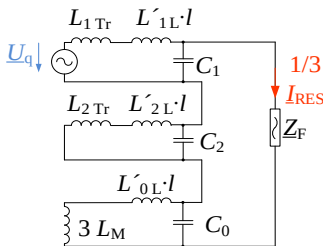


Bild 1: Vereinfachtes ESB des einpoligen Erdfehlers in symmetrischen Komponenten

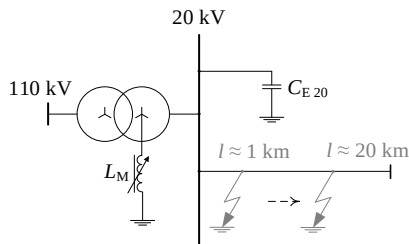


Bild 2: Verschiebung des Fehlerorts

In Bild 3 ist die im Fehlerfall wirksame Impedanz aus Sicht der Fehlerstelle eines 20-kV-Beispielnetzes mit einem kapazitiven Erdschlussstrom von $I_{CE} = 300$ A und einem Kabelanteil von 50 % dargestellt. Der einpolige Erdfehler wird dabei auf ei-

nen 20 km langen Stich in unterschiedlicher Entfernung zur Sammelschiene eingelegt. Es ist zu erkennen, dass sich mit zunehmender Entfernung des Fehlers von der Sammelschiene die Frequenzen der (hochohmigen) Parallelresonanzen nur leicht ändern. Die Frequenzen der (niederohmigen) Reihenresonanzen nehmen mit steigender Entfernung l des Fehlers von der Sammelschiene ab. Die bei der jeweiligen Frequenz wirksame Impedanz nimmt hingegen mit der Entfernung des Fehlers zu.

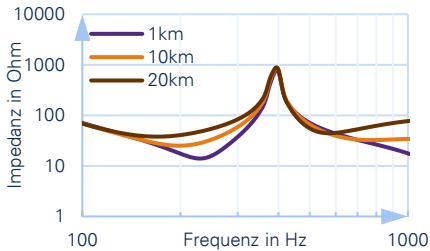


Bild 3: Im Fehlerfall wirksame Impedanz aus Sicht der Fehlerstelle in Abhängigkeit der Fehlerentfernung

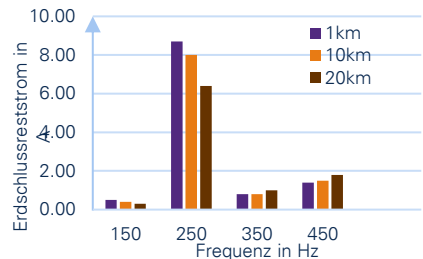


Bild 4: Oberschwingungsanteile des Erdschluss-Reststroms in Abhängigkeit der Fehlerentfernung

Wie in Bild 4 zu sehen ist, kann es durch die Verschiebung der verschiedenen Resonanzfrequenzen mit zunehmender Entfernung zu einer Erhöhung, aber auch zu einer Verringerung des Erdschluss-Reststroms kommen. Je nachdem, ob die bei der jeweiligen Frequenz wirksame Impedanz gestiegen oder gesunken ist. In diesem Fall wird die Reihenresonanz bei $f \approx 250$ Hz durch die zunehmende Entfernung gedämpft und die zugehörige Komponente des Erdschluss-Reststroms sinkt.

Tabelle 1: Erdschluss-Reststrom in Abhängigkeit der Fehlerentfernung

Erdschluss-Reststrom in A		Entfernung des Fehlers von der Sammelschiene				
		1 km	5 km	10 km	15 km	20 km
Frequenz	50 Hz	32,90	32,80	32,65	32,50	32,40
	150 Hz	0,50	0,40	0,40	0,40	0,30
	250 Hz	8,70	8,60	8,00	7,20	6,40
	350 Hz	0,80	0,80	0,80	0,90	1,00
	450 Hz	1,40	1,40	1,50	1,70	1,80
gesamt		34,07	33,95	33,66	33,35	33,09

- [1] H. Melzer, Ed., 2012, *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)*, vol. 132, Berlin, Offenbach: VDE-Verlag.
- [2] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: *Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen. Teil 2. Beeinflussung durch Drehstromanlagen*. 2013.



Sebastian Krahmer , Dipl.-Ing.
Robuste Ansätze zur Beurteilung der
Stabilität nichtlinearer Spannungsregler
in elektrischen
Energieversorgungsnetzen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Im letzten Jahrzehnt erfolgte in Europa ein forcierter Zubau von Windenergieanlagen. In heutigen Windparks (WP) sind größtenteils Windturbinen des Typs 3 (DFIG) oder Typs 4 (Synchrongenerator mit Vollumrichter) installiert [1]. Der leistungselektronische Anteil beider Typen ermöglicht Blindleistung über einen weiten Betriebsbereich bereit zu stellen, sogar bei sehr geringer Wirkleistungseinspeisung. Um den Herausforderungen einer stark dezentral geprägten Kraftwerkslandschaft zu begegnen, sollten WPs zukünftig einen größeren Beitrag zu den Systemdienstleistungen leisten.

WPs werden häufig mit einer $Q(U)$ -Regelung, also einer dezentralen Spannungsregelung (DSR) betrieben. Diese bietet eine kennlinienbasierte Bereitstellung von Blindleistung in Abhängigkeit der Netzspannung am Netzanschlusspunkt und kann damit die lokale Einhaltung der Spannungsgrenzen begünstigen. Obwohl die DSR jedes WPs als ein sogenanntes SISO (single input, single output) System ausgelegt ist, beeinflussen sich die einzelnen Systeme über die Netzimpedanz gegenseitig. Mögliche unzulässige Interferenzen führen zu Bedenken gegen eine hohe Durchdringung von Anlagen mit DSR. Aufgrund der Aktualität dieses Forschungsthemas finden sich über alle Spannungsebenen hinweg vielfältige Untersuchungen mit unterschiedlichen Ansätzen und Randbedingungen. In den meisten Veröffentlichungen fehlt jedoch eine Berücksichtigung der Nichtlinearität der $Q(U)$ -Kennlinie sowie eine systemumfassende stringente analytische Herleitung.

Hauptziel dieses Forschungsansatzes ist die Entwicklung eines einfach anzuwendenden Werkzeugs zum Nachweis der Stabilität von artgleichen Anlagenregelungen in Netzen mit einer Vielzahl von dezentralen Energieerzeugungsanlagen. Daher wird ein Netz mit mehreren DSR als ein sogenanntes MIMO (multiple input, multiple output) System abgebildet und die Stabilität anhand regelungstheoretischer Kriterien untersucht.

Das Modell des verwendeten geschlossenen Regelkreises aus Bild 1 enthält ein angepasstes Standardmodell eines WP mit Turbinen des Typs 4 und eine Knotensensitivitätsmatrix (KSM) als Netzäquivalent zur Berücksichtigung der Spannungsrückkopplung jedes WP. Die KSM wird über die Spannungsänderung jedes Netzknotens aufgrund von Änderungen der Blindleistung definiert und kann mit der Jacobimatrix berechnet bzw. mit Hilfe der Taylor-Reihe abgeleitet werden. Beide Näherungsansätze basieren auf der Impedanzmatrix des Netzes. Zur Beurteilung des Einflusses von Spannungsniveau und Leistungsfluss auf die Knotensensitivität wurde weiterhin eine Parameterstudie an verschiedenen Netzen durchgeführt.

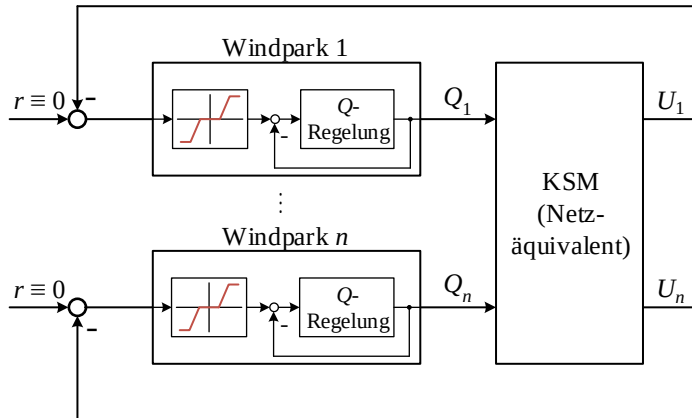


Bild 1: MIMO System mit vereinfachtem Windparkmodell

Eine Wurzelortskurvenanalyse für ein lineares SISO-System zeigt drei wesentliche Stabilitätsparameter:

- Anstieg der implementierten $Q(U)$ -Kennlinie
- Dynamik des PI-Reglers (untergeordnete Q-Regelung)
- Kommunikationstotzeiten (untergeordnete Q-Steuerung)

Jedoch sind Kommunikationstotzeiten nicht beeinflussbar und die Dynamik des PI-Reglers wird vom Hersteller unter Berücksichtigung der lokalen Netzcode-Anforderungen einmalig für den Anschlusspunkt angepasst. Daher scheiden beide Parameter für die Einflussnahme des Netzbetreibers aus. Als Zielgröße für ein Stabilitätskriterium bleibt daher nur das Produkt aus Kennlinienanstieg und KSM.

Während für die lineare SISO- und MIMO-Regelung die Stabilitätsgrenzen einfach definiert werden können, muss die Beschreibung des nichtlinearen Regelkreises zunächst transformiert werden. Die anschließende Auswertung gliedert sich in zwei Teile. Im Falle bekannter Parameter führen sowohl der Ljapunov-Ansatz, als auch das Popov- und Kreis-Kriterium zu einer Stabilitätsaussage, wenngleich mit sehr unterschiedlicher Qualität. Im Falle unbekannter Parameter wird mit Hilfe eines technisch sinnvollen Rahmens eine Einschränkung des theoretischen Parameter-raumes getroffen. Auf Basis des Ansatzes der kleinen Kreisverstärkung konnte ein robustes Stabilitätskriterium erarbeitet und einfache Regeln zur Sicherstellung der Stabilität dezentraler Spannungsregelungen abgeleitet werden. [2]

Zukünftig soll der Ansatz auf weitere Anlagentypen, Regelverfahren und Netzformen ausgeweitet und für eine inhomogene Technologielandschaft aufbereitet werden.

[1] DIN EN 61400-27-1: *Windenergieanlagen - Part 27-1: Elektrische Simulationsmodelle - Windenergieanlagen (IEC 61400-27-1:2015)*, Mai 2016.

[2] H. K. Khalil. *Nonlinear Systems (3th ed.)*, Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall, 2002.



Marcus Kreutziger, Dipl.-Ing.

Beiträge eines Windparks zur Spannungs- und Systemstabilität – Ergebnisse einer Messkampagne

Der stetig steigende Anteil von Windparks (WP) an der Gesamtenergieerzeugung führt zu neuen Herausforderungen bezüglich der Beiträge zu Spannungs- und Systemstabilität. Schon jetzt haben WP, welche mit DFIG oder Synchrongenerator und Vollumrichter ausgestattet sind, die Fähigkeit Blindleistung für unterschiedliche Anwendungsfälle bereitzustellen. Weiterhin sind sie in der Lage eine netzfrequenzabhängige Wirkleistungsregelung durchzuführen.

Ziel der durchgeführten Messkampagne war es das Verhalten eines WP unter verschiedenen Betriebsmodi zu untersuchen und mit den Vorgaben der Anschlussbedingungen und Richtlinien bezüglich der Systemstabilität zu vergleichen [1]. Dafür wurden unterschiedliche Blindleistungsregelungsmethoden implementiert und das PQ-Diagramm am Anschlusspunkt gemessen. Der WP besteht aus 6 Einzelanlagen mit Synchrongenerator und Vollumrichter und einer Bemessungsleistung S_r von 12 MW. Der WP ist über eine lange Anschlussleitung mit dem HS/MS Umspannwerk verbunden. Das Layout des WP und die Platzierung der verwendeten Messgeräte ist in Bild 1 dargestellt.

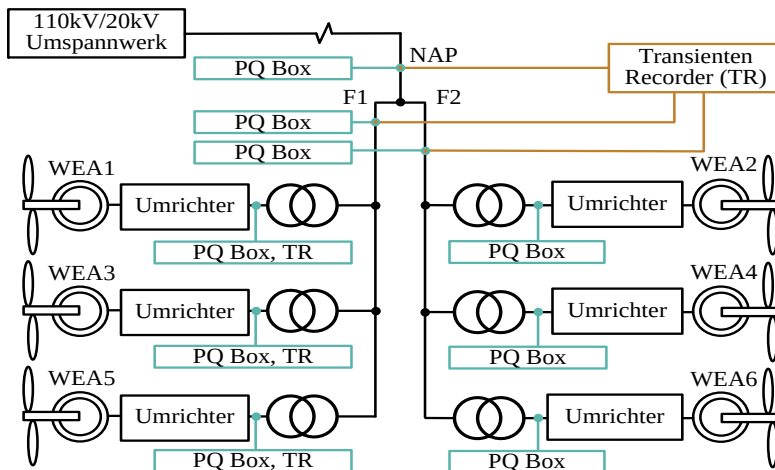
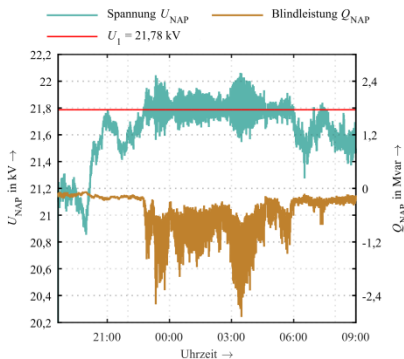


Bild 1: Windpark-Layout mit Messstellen

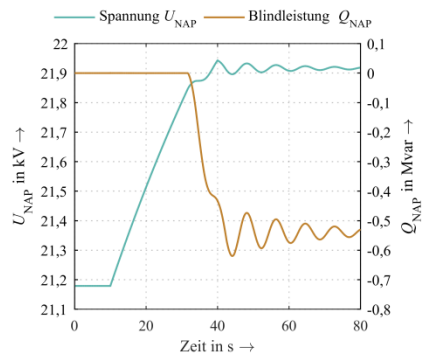
Die Messung bestand aus zwei Teilen. Zunächst wurden die aktiven Messungen mit direkter Sollwert bzw. Regelungsvorgabe durchgeführt. Anschließend wurde das grundlegende Verhalten des WPs im Standardbetrieb über nahezu zwei Monate überwacht. Als Ergebnis der Messungen kann fest gehalten werden, dass die frequenzabhängige Wirkleistungsreduzierung entsprechend der Vorgaben erfolgte und somit der WP zur Frequenzstabilität beitragen kann.

Die volle Blindleistungsfähigkeit des WP konnte aufgrund der Vorgaben des Netzbetreibers während der Messungen nicht ermittelt werden. Der geforderte PQ-Stellbereich am Netzanschlusspunkt (NAP) konnte jedoch nachgewiesen werden.

Die Untersuchungen mit unterschiedlich parametrierter, spannungsabhängiger Blindleistungsregelung (Q/U -Regelung) zeigten die Komplexität dieses Verfahrens auf. So führte die Regelung mit Standard-Parametrierung (Regler und Kennlinie) zu einem instabilen Verhalten im Spannungs- und Blindleistungsverlauf (Bild 2 a). Anzumerken ist, dass diese Regelung für diese Anlage im Normalbetrieb nicht gefordert wird. Anschließende Untersuchungen zeigten, dass der NAP des WP eine sehr geringe Kurzschlussleistung und somit eine sehr geringe Spannungsstabilität aufweist. Die durch umfangreiche Simulationen ermittelten verbesserten Parameter-einstellungen (Bild 2 b) konnten auf Grund längerer Schwachwindbedingungen nicht durchgeführt werden.



(a) Gemessener Verlauf bei Standard-Parametern



(b) Simulierter Verlauf mit empfohlenen Parametern

Bild 2: Spannungs-/ Blindleistungsverlauf bei Q/U -Regelung

- [1] B. Heimbach, et al., Contribution of a wind farm to voltage and system stability: results of a measurement campaign, CIREN 2017, Glasgow, Großbritannien, 2017



Tobias Schnelle, Dipl.-Ing.
Inselbetrieb von Modulen Netzen

Die steigende Anzahl dezentraler Einspeiser führt aufgrund des fluktuierenden Verhaltens zu größeren Abweichungen bei der Prognose der Erzeugungsleistung. Darüber hinaus unterstützt der geplante großflächige Rollout intelligenter Messsysteme den Zubau schaltbarer Lasten im Verteilnetz. Die Steuerung durch Marktakteure kann dabei zum signifikanten Anstieg des Gleichzeitigkeitsfaktors und somit zu stärkeren Lastschwankungen führen. Als Ergebnis der zunehmenden Wirkleistungsdifferenzen steigt die Gefahr von großflächigen Versorgungsausfällen an. Trotz der großen Anzahl steuerbarer Akteure im Verteilnetz ist es nach aktuellem Stand der Technik nicht möglich, bei Ausfall des Übertragungsnetzes eine Energieversorgung über ein Inselnetz sicherzustellen. Ursache dafür sind fehlende Möglichkeiten zur Frequenzregelung im Verteilnetz. Mit dem Konzept der Modulen Netze (MN) wird eine dezentrale Netzführung von Teilnetzen durch den Einsatz einer leistungselektronischen Netzkupplung ermöglicht [1]. Im Normalbetrieb wird das nachgelagerte Teilnetz, bezeichnet als Modulares Netz, durch den Netzbildner aufgebaut. Die dazu erforderliche stabile Zwischenkreisspannung wird durch den Netzstützer unter Wirkleistungsaustausch mit dem vorgelagerten Netz (VN) geregelt.

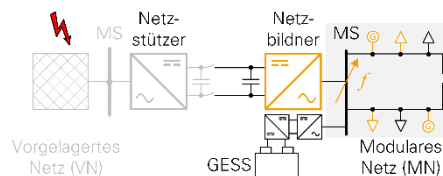


Bild 1: Inselbetrieb eines Modulen Netzes Mithilfe der Frequenzregelung von steuerbaren Akteuren (orange) und eines netzdienlichen Speichers (GESS)

Bei Ausfall des VN ist kein Wirkleistungsaustausch möglich, vgl. Bild 1. Folglich kann die Zwischenkreisspannung nur über die Beeinflussung der Wirkleistungsbilanz im MN geregelt werden. Dazu bestehen zwei Möglichkeiten. Zum einen können vorhandene Flexibilitäten der steuerbaren Akteure genutzt werden. Als Kommunikationssignal eignet sich dazu die gezielte Veränderung der Netzfrequenz durch den Netzbildner [2]. Nachteilig ist jedoch die schlechte Planbarkeit von verfügbaren Anlagen sowie dass das Kundenverhalten durch Zu- und Abschaltung steuerbarer Anlagen eingeschränkt wird. Eine weitere Option stellt die Installation eines durch den Netzbetreiber ansteuerbaren Speichers dar. Diese Lösung ist jedoch kostenintensiv und aufgrund der begrenzten Speichergöße nur zeitlich begrenzt nutzbar.

Durch die Kombination beider Methoden kann eine technisch und wirtschaftlich optimale Lösung gefunden werden [3]. Die Simulationsergebnisse dieses Konzepts sind in Bild 2 anhand eines Tageslastprofils dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Netz bis 18.00 Uhr einen Erzeugungscharakter aufweist. Aufgrund der steigenden Last und sinkenden Einspeisung erhält das Netz in den Abendstunden ein Lastverhalten. Während des Netzverbundbetriebs von 0-6 Uhr wird der Speicher auf einem Ladezustand (SOC, engl. für state of charge) von $SOC_{ref} = 0,5$ p.u. geregelt, wodurch die maximale Regelbandbreite in beide Lastflussrichtungen gewährleistet werden kann. Um 6.00 Uhr wird der Ausfall des VN simuliert. Der Speicher übernimmt durch Leistungsbezug die Regelung der Zwischenkreisspannung, wodurch der Ladezustand steigt. Bei Erreichen des definierten oberen Grenzwertes von $SOC_{oben} = 0,75$ p.u. wird zusätzlich die Frequenzregelung (FR) aktiviert. Durch gezielte Erhöhung der Netzfrequenz auf $f_{MG} = 51$ Hz reduzieren die dezentralen Anlagen die Erzeugungsleistung auf die Hälfte. Dadurch erhält das Gesamtnetz einen Lastcharakter und der Speicher wird entladen. Nach Erreichen von SOC_{ref} wird die FR deaktiviert. Nach Wiederherstellung der Versorgung im VN übernimmt der Netzsützer die Spannungshaltung und der Speicher wird auf SOC_{ref} geladen.

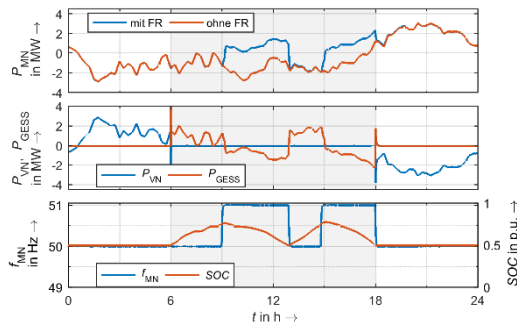


Bild 2: Simulationsergebnisse für einen Inselnetzbetrieb von 6-18 Uhr

Das Konzept der Modularen Netze ermöglicht es dem VNB, einen zuverlässigen Inselbetrieb bei Ausfall des VN sicherzustellen. Kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen werden allein durch den Speicher und somit unmerklich für Netzkunden kompensiert. Längerfristige Versorgungsausfälle können durch die zusätzliche Steuerung von dezentralen Akteuren überbrückt werden. Dadurch wird der erforderliche Speicherbedarf reduziert.

- [1] T. Schnelle, M. Schmidt, P. Schegner Power converters in distribution grids - new alternatives for grid planning and operation. PowerTech Conference, Eindhoven 2015.
- [2] T. Schnelle, A. Schweer, P. Schegner Control of Modular Microgrids by Varying Grid Frequency. PowerTech Conference, Manchester 2017.
- [3] T. Schnelle, A. Schweer, P. Schegner Islanded operation of modular grids. 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow 2017.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Power Quality“



Ana Maria Blanco, Dr.-Ing.
Aggregation characteristic of low-order harmonic currents in residential low-voltage networks

The characteristics of harmonic current emission of residential customers depends significantly on the number of users. While single users have a virtually random behavior, the low order harmonic current of a whole network with several hundreds of residential users usually shows a lower variation of harmonic magnitudes and high level of prevalence of phase angles. Figure 1 shows exemplarily the third harmonic current emission of a single user and a network with 320 aggregated users during two days. Comparing both curves, it is clear that with the increase of users the daily curve of the harmonic magnitudes becomes “smoother” and the harmonic phase angle reduces its diversity and concentrates more and more in one direction.

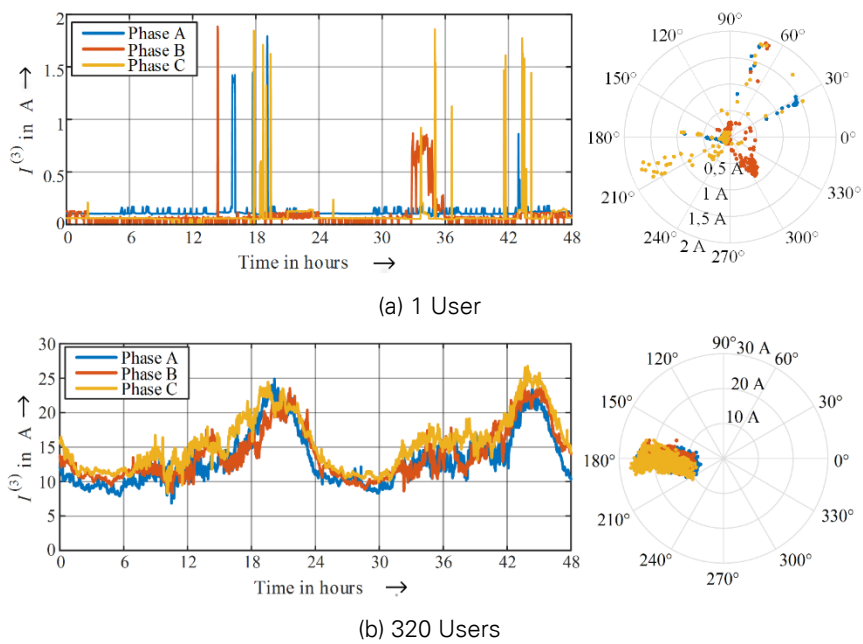


Figure 1: Third harmonic emission of different amount of residential users

The characteristics of the harmonic current aggregation is crucial for the proper modeling and analysis of the emission and propagation of harmonic currents in the networks. Therefore, the aggregation characteristic of low order harmonic currents in residential low-voltage networks was studied based on an extensive measurement database of single users and aggregated users. Based on the measurements of individual users, a systematic simulation of the harmonic currents for groups with stepwise increased number of users was developed. Figure 2 shows the flow-chart of the developed simulation. Twelve cases were defined with different number of users N ($N=3, 5, 8, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 80, 100$).

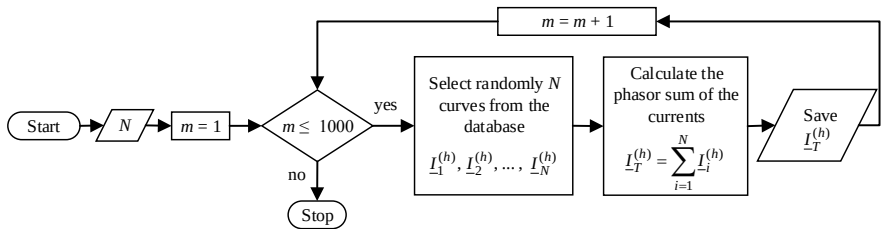


Figure 2: Flow-chart of the implemented iterative calculation

The results of the simulation showed that clear daily curve of harmonic magnitudes and a clear prevailing direction of harmonic phase angles is obtained for groups of 30 users or more. This information is important to decide, which kind of model is suitable to represent harmonic currents of aggregate residential users. For example, if time-series techniques shall be applied to represent the daily variation of harmonic currents, the number of aggregated users should be higher than 30, for which the daily curve of harmonic currents is smooth enough to be modelled by an time-series model. If an aggregate model of less than 30 users is needed, other techniques that increase the variation of harmonic phase angles and that take the highly random behavior of harmonic magnitudes into account are required.

Moreover, the analysis of measurements and simulation results showed that the harmonic unbalance is also an important issue. The harmonic unbalance is extremely high for low amount of users, which is the result of the random distribution of the household appliances to the phase conductors, and its different operating times. With the increase of users, the unbalance decreases, but it does not become negligible. In general, harmonic unbalances varies between 10% and 60%. For higher harmonic orders the unbalance usually increases. Consequently, for detailed and accurate harmonic studies it is required to include harmonic unbalance into the harmonic models. This is of particular importance, if the propagation of harmonic currents to the upstream medium-voltage network shall be analyzed.

- [1] A. Blanco, J. Meyer, P. Schegner. Aggregation characteristic of low-order harmonic currents in residential low-voltage networks. In: IEEE PowerTech, Manchester, 2017.



Max Domagk, Dr.-Ing.
Probabilistischer Vergleich von
Methoden zur Berechnung von
Oberschwingungsgrenzwerten

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Emission von Oberschwingungsströmen individueller Geräte und Kundenanlagen kann zu Spannungsverzerrungen im Netz führen, welche andere Geräte und Installationen unzulässig beeinflussen können. Die Begrenzung der Oberschwingungsemissionen ist somit ein wichtiger Bestandteil zur Koordinierung der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV), um den störungsfreien Betrieb aller angeschlossenen Geräte und Anlagen zu garantieren. Während für Geräte und Kundenanlagen mit einem Nennstrom bis 16 A bzw. 75 A internationale Standards (IEC 6100-3-2 bzw. IEC 6100-3-12) existieren, werden die Grenzwerte für größere Installationen durch individuelle Methoden und Regelwerke vom jeweiligen Netzbetreiber festgelegt. Aktuell existieren weltweit eine Vielzahl an Methoden zur Berechnung von Oberschwingungsgrenzwerten für größere Installationen, welche typischerweise als Stromgrenzwerte angegeben werden [1].

Für den probabilistischen Vergleich wurden 16 verschiedene Methoden aus Nieder-, Mittel- und Hochspannung ausgewählt [2]. Die benötigten Parameter (u.a. die vereinbarte Anlagenleistung und die Nennleistung des speisenden Transformators) für die Berechnung der Grenzwerte werden mittels Monte-Carlo-Simulation aus repräsentativen Wertebereichen für die jeweilige Spannungsebene gezogen. Zusätzlich werden Randbedingungen berücksichtigt um plausible Parameterkombinationen zu erhalten. Exemplarisch sind die Wahrscheinlichkeiten p der Kurzschlussleistungen am Verknüpfungspunkt S_{KV} für die Niederspannung in Tabelle 1 gelistet.

Tabelle 1: Bereiche der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in der Niederspannung [2]

Parameter	Gebiet	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
S_{KV} in MVA	Ländlich	[0,5; 1]	[1; 2]	[2; 15]
		$p = 33\%$	$p = 33\%$	$p = 33\%$
S_{KV} in MVA	Städtisch	[2; 3]	[3; 10]	[10; 15]
		$p = 25\%$	$p = 50\%$	$p = 25\%$

Die "Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen" (MC_DACH) und die VDE Anwenderregel "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz" (DE_4105) werden in Deutschland angewendet und gehören zu den neun für die Niederspannungsebene untersuchten Methoden. Die Ergebnisse in [2] für den Vergleich der maximalen und minimalen Grenzwerte für eine Stichprobe von 100.000 Erzeugungsanlagen sind in Bild 1 dargestellt. Für 54% der Installationen

setzt die internationale Norm IEC 61000-3-14 (IEC_3_14) die minimalen (strengsten) Grenzwerte gefolgt von der MC_DACH mit 14%. Die französische Methode FR_CURTE sowie die chinesische Methode CN_14549 setzen für 40% bzw. 21% aller Installationen die maximalen (größzügigsten) Grenzwerte. Werden nur ungeradzahligte Ordnungen der Oberschwingungen betrachtet, liefert die britische Methode GB_G541 für 46% der Fälle die größzügigsten zulässigen Grenzwerte.

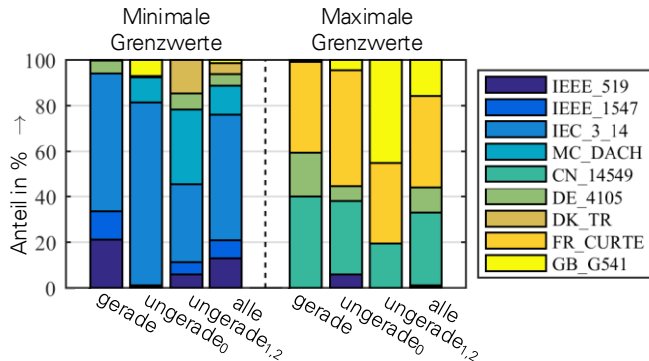


Bild 1: Anteil der jeweiligen Methoden mit minimalen und maximalen Grenzwerten für Erzeugungsanlagen in der Niederspannung; Stichprobengröße: 100.000 Installationen [2]

Die weitere Analyse der Methoden, welche in der Mittel- und Hochspannungsebene angewendet werden, zeigen vergleichbare Ergebnisse. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Kurzschlussleistung und die vereinbarte Anlagenleistung zu den wichtigsten Einflussfaktoren bei der Berechnung von Emissionsgrenzwerten zählen. Insbesondere die in Deutschland angewendeten Methoden tendieren im internationalen Vergleich zu relativ strengen Grenzwerten. Die weiterführenden Untersuchungen der Methoden umfassen die Simulation von Referenznetzen für die jeweiligen Spannungsebene. Mit Hilfe der Simulationen sollen verschiedene Aspekte der Methoden, u.a. deren Einfluss auf die Summe der anschließbaren Erzeugungsanlagen im Referenznetz, verglichen werden.

- [1] J. Meyer et. al.: "Survey on International Practice of Calculating Harmonic Current Emission Limits," in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2016, Belo Horizonte, Brasilien
- [2] M. Domagk et. al.: "Probabilistic Comparison of Methods for Calculating Harmonic Current Emission Limits," in *12th IEEE PES PowerTech Conference*, 2017, Manchester, England

**Etienne Gasch, Dipl.-Ing.**

Einfluss von Messungenauigkeiten auf die Genauigkeit berechneter Qualitätsparameter

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energieaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Für die Auswertung der Elektroenergiequalität werden zahlreiche Qualitätsparameter aus den Grundgrößen Strom und Spannung berechnet (z.B.: Unsymmetrie, THD, harmonische Leistung, harmonische Impedanz, ...). Die jeweiligen Normen sowie die Datenblätter der Messgeräte geben Messungenauigkeiten für die gemessenen Ströme und Spannungen an. Die Messungenauigkeit für daraus berechnete Qualitätsparameter ist unbekannt. Sie ist aber bedeutend für eine Vielzahl von Anwendungen. Deshalb wurde ausgehend von der Messunsicherheit von gemessenen Strom- bzw. Spannungsspektren die Unsicherheit gebräuchlicher, daraus berechneten Qualitätsparameter analysiert.

Für die Analyse wird ein analytischer Ansatz und ein probabilistischer Ansatz mittels Monte-Carlo Simulation verfolgt. Mit der Monte-Carlo Simulation wird die resultierende Messungenauigkeit basierend auf einer Häufigkeitsverteilung bestimmt. Beide Ansätze werden, soweit möglich, auf verschiedene berechnete Qualitätsparameter angewendet.

Der analytische Ansatz bestimmt eine maximale Messungenauigkeit basierend auf dem ersten Term der Taylorreihenentwicklung der Fehlerfunktion für die jeweilige Gleichung zur Berechnung des betrachteten Qualitätsparameters. Der analytische Ansatz setzt eine entsprechend einfache Berechnungsgleichung voraus und ist nicht für alle Qualitätsparameter sinnvoll umsetzbar.

Beim probabilistischen Ansatz werden für die Messgrößen Strom und Spannung

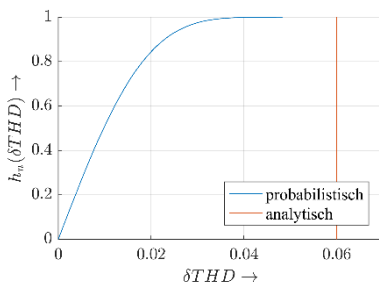


Bild 1: Probabilistische und analytische Fehlerabschätzung für den THD bei 1%/ 1° Fehler der Grundschwingung und 5%/ 5° Fehler aller Harmonischen

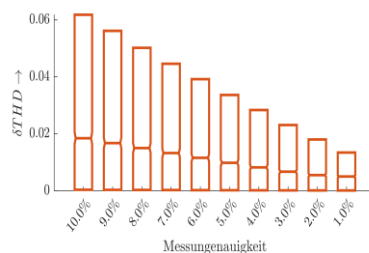


Bild 2: Boxplot des relativen Fehlers des THD für unterschiedliche relative Fehler der Harmonischen; Grundschwingungsfehler konstant mit $\pm 1\%$

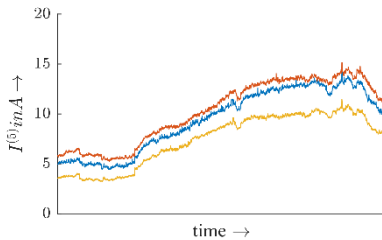


Bild 3: Zeitverlauf der 5. Stromharmonischen

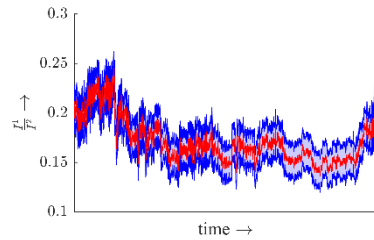


Bild 4: Zeitverlauf der Mitsystemunsymmetrie der 5. Stromharmonischen mit Fehlerintervall

mittels Monte-Carlo Simulation zufällige Messwerte der direkt messbaren Größen generiert, welche getrennt nach Betrag und Winkel, unabhängig voneinander gezogen werden. Im Anschluss an die Ziehung der tatsächlichen Werte wird der dazugehörige zufällige Fehler gezogen und zum tatsächlichen Wert addiert. Danach wird der Fehler zwischen dem tatsächlichen und dem fehlerbehafteten Qualitätsparameter bestimmt.

Bild 1 und 2 zeigen exemplarisch die Auswertung für den THD. Für jede Ziehung von tatsächlichen Werten und Fehlerwerten lassen sich der absolute Fehler ΔTHD und der relative Fehler δTHD berechnen. Durch wiederholtes zufälliges Ziehen ($N = 100.000$) ergibt sich eine Häufigkeitsverteilung der relativen Fehler $h_n(\delta THD)$. Diese ist in Bild 1 blau dargestellt. Die rote Linie zeigt den dazugehörigen analytisch berechneten Maximalfehler (1). In Bild 2 ist der Einfluss verschiedener Betragsfehler für die Harmonischen auf die Genauigkeit des THD dargestellt.

$$\delta THD = \frac{\Delta THD}{THD} = \left| \frac{\Delta U^{(1)}}{U^{(1)}} \right| + \left| \frac{\Delta U^{(h)}}{U^{(h)}} \right| \quad (1)$$

Bild 3 und 4 zeigen die Anwendung der probabilistischen Methode auf reale Messungen. In Bild 3 ist ein Zeitverlauf der 5. Stromharmonischen für alle 3 Leiter abgebildet. Basierend auf der im Vorfeld bestimmten Messungenauigkeit des verwendeten Messgerätes wurde die entsprechende Messunsicherheit bestimmt. Bild 4 zeigt beispielhaft den Zeitverlauf der berechneten Unsymmetrie der 5. Stromharmonischen (rot) und die mit Hilfe der Messungenauigkeit des Messgerätes für jeden Zeitpunkt einzeln simulierten 95% Fehlerintervalle (blau).

- [1] E. Gasch, M. Domagk, J. Meyer, R. Stiegler. *Uncertainty Evaluation for the Impact of Measurement Accuracy on Power Quality Parameters*. IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2017



Jan Meyer, Dr.-Ing.

Beitrag zur Festlegung von Oberschwingungsgrenzwerten für Kundenanlagen

Die Bestimmung von Störaussendungsgrenzwerten für Kundenanlagen basiert auf dem Konzept zur Koordination der Elektromagnetischen Verträglichkeit. Demnach sind Grenzwerte so festzulegen, dass die Summe der Emissionen aller Kundenanlagen nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit zu einer Überschreitung des Verträglichkeitspegels im Niederspannungsnetz bzw. der Planungspegel in den höheren Netzebenen führt. Das grundlegende Konzept verdeutlicht Bild 1.

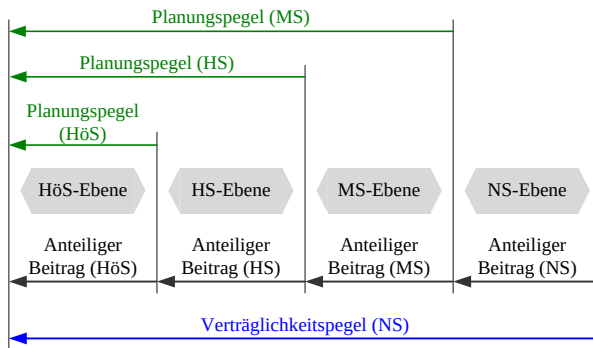


Bild 1: Prinzip der Aufteilung des Verträglichkeitspegels zwischen den Netzebenen (HöS: Höchstspannung; HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung)

Zur Bestimmung der zulässigen Oberschwingungsemission einer Kundenanlage ist der Verträglichkeitspegel (NS) dementsprechend in zwei Schritten aufzuteilen:

- I. zwischen den Netzebenen
- II. zwischen den Kundenanlagen innerhalb einer Netzebene

Dabei sind vier physikalische Wirkungsmechanismen zu beachten:

- Gleichphasigkeit
(Grad der Diversität der Phasenlage einer Harmonischen zwischen mehreren Kundenanlagen)
- Gleichzeitigkeit
(Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens einer Harmonischen bei mehreren Kundenanlagen)

- Dämpfung innerhalb einer Netzebene
(Reduktion der Störaussendung durch endliche Querimpedanzen weiterer angeschlossener Kundenanlagen)
- Übertragung zwischen verbundenen Netzebenen
(Transfercharakteristik der eingesetzten Transformatoren)

Die Gleichzeitigkeit muss sowohl die Wahrscheinlichkeit berücksichtigen, mit welcher eine bestimmte Harmonische bei mehreren Kundenanlagen überhaupt auftritt, als auch die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Kundenanlagen entsprechend ihres Betriebsregimes zur gleichen Zeit eine entsprechende Harmonische emittieren. Die Dämpfung bezieht absichtlich keine Resonanzen ein, da diese sehr ortsspezifisch auftreten. Diese sind durch einen separaten Faktor direkt in der Gleichung zur Berechnung der Emissionsgrenzwerte zu berücksichtigen. In Schritt I wird der Verträglichkeitspegel anteilig auf die vorhandenen Netzebenen aufgeteilt (vgl. anteiliger Beitrag in Bild 1). Der jeweilige Gesamtpegel, welcher im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz auftreten darf, muss dementsprechend geringer als der Verträglichkeitspegel im Niederspannungsnetz sein und wird zur Unterscheidung als *Planungspegel* bezeichnet. Er ergibt sich aus der Summe des anteiligen Beitrags der betrachteten Netzebene und aller übergeordneten Netzebenen. Die genannten Einflussfaktoren werden dabei durch einen Netzebenenfaktor k_{hNX} und einen Summationsexponenten α_h berücksichtigt werden, wobei folgende Beziehung gelten muss:

$$k_{hNH6S}^{\alpha_h} + k_{hNH5S}^{\alpha_h} + k_{hNHMS}^{\alpha_h} + k_{hHNS}^{\alpha_h} = 1 \quad (1)$$

Der anteilige Beitrag je Netzebene u_{hgesx} ergibt sich mit dem Verträglichkeitspegel (NS) u_{hVPNS} zu

$$u_{hgesx} = u_{hVPNS} \cdot k_{hNx} \quad (2)$$

In Schritt II wird der anteilige Beitrag innerhalb der betrachteten Netzebene unter Annahme einer gesamt anschließbaren Leistung S_t leistungsproportional auf die Kundenanlagen (S_{Ai}) aufgeteilt.

$$u_{hzul i} = u_{hgesx} \cdot \left(\frac{S_{Ai}}{S_t} \right)^{\alpha_h} \quad (3)$$

Üblicherweise werden Störaussendungsgrenzwerte als harmonische Ströme angegeben, was durch eine Umrechnung des entsprechenden harmonischen Spannungsbeitrages unter Berücksichtigung der jeweils wirksamen harmonischen Netzimpedanz erfolgt. Derzeit wird an einem Vorschlag für ein ganzheitliches Konzept zur Koordination der anteiligen Beiträge je Spannungsebene durch entsprechende Netzebenenfaktoren gearbeitet, welcher die oben genannten vier Einflussfaktoren sachgerecht berücksichtigt. Die entsprechenden Vorschläge sollen einen Beitrag zur laufenden Überarbeitung der deutschen Anwenderregeln für die Anschlussbeurteilung von Kundenanlagen leisten.



Friedemann Möller, Dipl.-Ing.
Maßnahmen zur Reduzierung des
Einflusses einphasig angeschlossener
Geräte auf die Unsymmetrie in
Niederspannungsnetzen

Projekt gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

In Folge einer Zunahme einphasiger, leistungsstarker Geräte mit langer Betriebsdauer im Niederspannungsnetz (z. B. Photovoltaik-Wechselrichter, Elektrofahrzeuge (EV)) ist bei zufälligem, unkoordiniertem Anschluss der Geräte an die Außenleiter des Netzes mit einer Erhöhung der Unsymmetrie zu rechnen. Durch entsprechende Maßnahmen ist es möglich den Einfluss einphasiger Geräte zu reduzieren bzw. der vorhandenen Spannungsunsymmetrie im Netz entgegenzuwirken. In Anlehnung an gültige Normen und Richtlinien (z. B. IEC 61000-2-2, DIN EN 50160) wird im Folgenden nur die Gegensystemunsymmetrie betrachtet. Bild 1 zeigt das vereinfachte Ersatzschaltbild des Gegensystems für einen beliebigen Verknüpfungspunkt (VP). Dabei ist $\underline{U}_{q2}$ die Gegensystemspannung am VP vor Zuschaltung des Gerätes, $\underline{Z}_2$ die wirksame Gegensystemimpedanz am VP, $\underline{I}_2$ der durch das angeschlossene Gerät verursachte Gegensystemstrom und $\underline{U}_{2res}$ die resultierende Gegensystemspannung am VP. Eine Reduzierung von $\underline{U}_{2res}$ ist somit theoretisch möglich durch

- 1) Beeinflussung von $\underline{U}_{q2}$ (Betrag und/oder Phasenlage)
- 2) Reduzierung von $\underline{Z}_2$ (Erhöhung der Kurzschlussleistung)
- 3) Reduzierung des Betrags von $\underline{I}_2$
- 4) Gezielte Veränderung der Phasenlage von $\underline{I}_2$

Während 1) kaum umsetzbar ist, ist 2) nur durch kostenintensiven Netzausbau möglich. Somit werden Variante 3) und 4) (geräteseitige Beeinflussung) näher betrachtet. Die Reduzierung des Betrags von $\underline{I}_2$ lässt sich bei einphasigen Geräten durch eine Reduzierung des maximalen Betriebsstroms erzielen. Aus Sicht des Netzes kann dies zudem durch eine zyklische und gleichmäßige Verteilung der Geräte auf die Außenleiter ermöglicht werden. Die Veränderung der Phasenlage von $\underline{I}_2$ kann zum einen über den Blindleistungsbezug der Geräte, zum anderen über die Wahl des Außenleiters gesteuert werden. Die Steuerung über den Blindleistungsbezug führt bei Einhaltung eines maximalen Betriebsstroms zu einer Reduzierung der Wirkleistung und ist i. A. aus Gerätesicht unerwünscht. Sie kann u. U. auch Konzepte zur Spannungshaltung negativ beeinflussen und wird deshalb nicht weiter betrachtet. Eine Reduzierung der Gegensystemspannung am VP bei günstiger Außenleiterwahl ist in Bild 2 dargestellt. Zur Bestimmung des günstigsten Außenleiters ist die Kenntnis über den Winkel der Gegensystemimpedanz sowie die Phasenlage der netzseitig vorhandenen Spannungsunsymmetrie nötig.

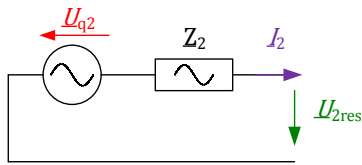


Bild 1: Ersatzschaltbild des Gegensystems

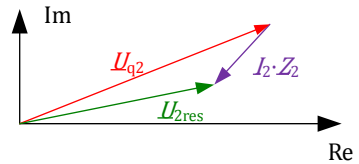


Bild 2: Zeigerdiagramm bei Reduzierung der Gegensystemspannung am VP

Im Zuge des Forschungsprojektes ElmoNetQ [1] wurden verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung der Unsymmetrie in Niederspannungsnetzen mit hohem Anteil an EVs untersucht, insbesondere der Einfluss verschiedener Strategien zur Verteilung einphasiger Geräte auf die Außenleiter. Die Wirkung auf Spannungsband (ΔU), Spannungsunsymmetrie (k_{u2}) und Gegensystemstrom (I_2) ist in Tabelle 1 für zwei Netze (Stadtrandgebiet Ergebnisse links und ländliches Gebiet Ergebnisse rechts) dargestellt. Die Bewertung, Verbesserung (+) bzw. Verschlechterung (-), bezieht sich auf die Spannungen und Ströme bei zufälliger, unkoordinierter Wahl der Außenleiter. Die Wahl des Außenleiters anhand des Betrags der Leiter-Neutralleiterspannungen (Maßnahme d) stellt eine Alternative zur Wahl des Außenleiters dar, falls der Winkel der Gegensystemimpedanz nicht bekannt ist.

Tabelle 1: Bewertung der Maßnahmen zur Begrenzung der Unsymmetrie [1]

Maßnahme		ΔU	k_{u2}	I_2
a	Reduzierung des Ladestrom	+ / +	+ / +	+ / +
b	Symmetrische, zyklische Aufteilung der Ladepunkte	+ / ++	+ / ++	+ / +
c	Anschluss an Außenleiter unter Kenntniss des Impedanzwinkels	+ / +	++ / ++	- / +
d	Anschluss an Außenleiter mit höchste L-N-Spannung	+ / +	- / +	- / +

Maßnahmen a und b bewirken für alle drei betrachteten Kenngrößen, unabhängig vom Netztyp, eine Verbesserung. Der Anschluss von Abnehmern an den Außenleiter mit höchster Leiter-Neutralleiterspannung bewirkt eine Reduzierung der Spannungsdifferenz, kann jedoch durch eine Winkelverschiebung der Spannungen unter Umständen zu einer Erhöhung der Unsymmetrie führen. Die Wahl des Außenleiters unter Berücksichtigung des Winkels der Gegensystemimpedanz bewirkt eine deutliche Reduzierung der Spannungsunsymmetrie, kann jedoch zu einer Erhöhung des Gegensystemstroms und somit zu einer höheren Belastung der Betriebsmittel führen.

[1] TU Dresden *Auswirkungen einer zunehmenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf die Elektroenergiequalität in öffentlichen Niederspannungsnetzen*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. 2017



Sascha Müller, Dipl.-Ing.
**Überlagerung der Oberschwingungs-
 emission von Photovoltaik-
 Wechselrichtern im Parallelbetrieb**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

In den vergangenen Jahren gab es einen hohen Zuwachs von Photovoltaik (PV)-Anlagen in deutschen Niederspannungsnetzen und es wird erwartet, dass auch in den nächsten Jahren die installierte PV-Leistung weiter ansteigt. Dadurch wird es immer wichtiger, die Auswirkungen dieser Anlagen auf die Strom- und Spannungsqualität vorhersagen zu können. Dies erfordert hinreichend genaue Modelle im Frequenzbereich (z. B. gekoppeltes Norton-Modell), die auf Basis von Labormessungen entwickelt werden. Im Hinblick auf größere Anlagen, welche aus mehreren einzelnen Wechselrichtern bestehen, ist es für die angestrebte Durchführung von Netzsimulationen von großem Vorteil, wenn diese mittels eines aggregierten Modells simuliert werden können. Voraussetzung dafür ist, dass sich das Modell der Parallelschaltung aus den Modellen der einzelnen Wechselrichter bestimmen lässt. Um dies zu untersuchen, wurde im Labor der Parallelbetrieb von zwei verschiedenen Wechselrichtern nachgebildet und das Oberschwingungsverhalten dieser Kombination mit der Überlagerung der Modelle der beiden einzeln gemessenen Wechselrichter verglichen.

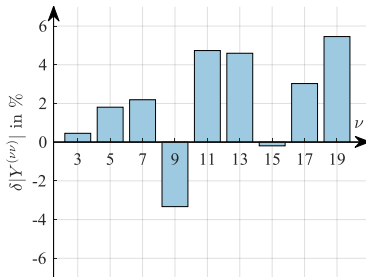
Grundlage der Modellparametrierung ist die sogenannte Fingerprint-Analyse, bei der nacheinander verschiedene Harmonische der Spannungsgrundschwingung überlagert werden [1]. Dabei wird jeweils der Betrag und der Phasenwinkel dieser Harmonischen in festgelegten Stufen variiert. Im Folgenden werden die ungeraden Harmonischen der Ordnung 3 bis 19 mit jeweils vier Stufen für Betrag und Winkel näher betrachtet. Zusammen mit den gemessenen Stromharmonischen lässt sich für den Testpunkt i über die nachfolgende Gleichung jedes Element der Admittanzmatrix berechnen, welche den Quotient aus der Änderung einer Stromharmonischen μ hervorgerufen durch die Änderung der getesteten Spannungsharmonischen v darstellt.

$$\underline{Y}_i^{(v\mu)} = \frac{\underline{I}_i^{(\mu)} - \underline{I}_{ref}^{(\mu)}}{\underline{U}_i^{(v)} - \underline{U}_{ref}^{(v)}} \quad (1)$$

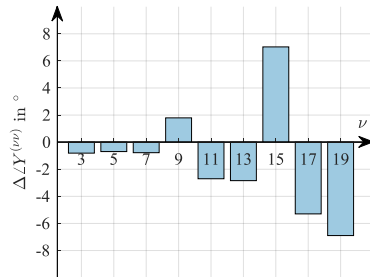
Die Referenz kennzeichnet dabei den Zustand am idealen Netz ohne Vorgabe einer Spannungsverzerrung. Exakt der gleiche Test wurde für beide Wechselrichter einzeln sowie für den Parallelbetrieb durchgeführt. Die resultierende, gemessene Admittanz wird mit der rechnerischen Summe der beiden einzeln gemessenen Admittanzen verglichen.

$$\underline{Y}_{i \text{ sum}}^{(v\mu)} = \underline{Y}_{i \text{ WR1}}^{(v\mu)} + \underline{Y}_{i \text{ WR2}}^{(v\mu)} \quad (2)$$

Die Admittanzen für Strom- und Spannungsharmonische der gleichen Ordnung ($\nu = \mu$) sind in der Regel am höchsten, weshalb im Folgenden für diese die Abweichungen zwischen rechnerischer und messtechnisch ermittelter Summe näher betrachtet werden. Die Auswertung erfolgt in Bild 1 getrennt nach Betrag und Phasenwinkel, wobei die Abweichung des Betrages prozentual angegeben wird.



(a) Prozentualer Betragsfehler



(b) Absoluter Winkelfehler

Bild 1: Differenz von rechnerisch und messtechnisch ermittelter Admittanz ($\nu = \mu$) der Parallelschaltung von zwei Wechselrichtern

Es lässt sich erkennen, dass der Betragsfehler bis auf die 19. Harmonische immer kleiner als 5 % ist. Hinsichtlich des Phasenwinkels ergibt sich bis zur 13. Ordnung ein Fehler von kleiner als 3°, für höhere Ordnungen erhöht sich der Fehler. Unter Berücksichtigung von möglichen Störeinflüssen aufgrund geringfügig abweichender Bedingungen bei der gemeinsamen Messung gegenüber den Einzelmessungen (z. B. Einfluss der Netzimpedanz) und der begrenzten Genauigkeit der verwendeten Messtechnik sind die festgestellten Abweichungen klein und die Anwendbarkeit des Superpositionsprinzips (vgl. Gleichung (2)) ist somit für die untersuchte Kombination aus Wechselrichtern gegeben. Nicht dargestellt sind hier diejenigen Admittanzen, welche die Kopplung zwischen Spannungs- und Stromharmonischen unterschiedlicher Ordnung ($\mu \neq \nu$) darstellen. Für diese ist zwar der relative Betragsfehler größer, der absolute Fehler jedoch erheblich kleiner. Die Kopplung ist für die beiden betrachteten Wechselrichter sehr schwach und hat deshalb auf die Oberschwingungsemission insgesamt nur einen geringen Einfluss. Nächste Schritte im Rahmen des Projektes sind die Analyse der Linearität und deren Auswirkung auf die Anwendbarkeit des auf den dargestellten Admittanzen basierenden Modellansatzes sowie Untersuchungen zur schaltungsbasierten Nachbildung der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz der PV-Wechselrichter und deren Überlagerung. Letzteres ist insbesondere für die Durchführung realistischer Netzsimulationen erforderlich.

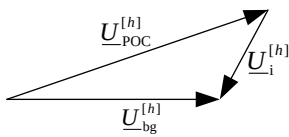
- [1] S. Müller, J. Meyer et al. *Harmonic Modeling of Electric Vehicle Chargers in Frequency Domain*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality, La Coruña, 2015.



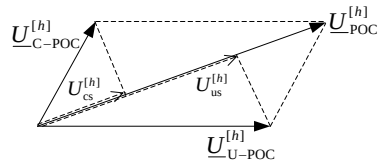
Morteza Pourarab, M.Sc.

Comparison of methods to assess the harmonic contribution of customer installations

Identification of harmonic sources and quantification of the harmonic contributions at the Point of Connection (POC) is one of the main challenges in emission assessment. Implementation of accurate and robust methodologies for the assessment of harmonic emission in modern networks is important from the two perspectives. The first is keeping the overall and individual harmonic voltage distortion within the prescribed limits and ranges, as this will ensure normal operation of the network and all connected users. The second is establishing suitable regulatory frameworks, incentives and policies for a fair and correct allocation of responsibilities and roles in mitigating possible power quality problems. In recent years, several techniques were proposed to assess the harmonic emission of a customer installation, but for various reasons, none of them is widely accepted as a standard approach in practice. The most commonly known solution is the power-direction method, which is based on the direction of harmonic real power flow. Although this method is being used widely, it has been proven to provide unreliable results under specific conditions. Another commonly accepted method is provided by IEC 61000-3-6/14 (IEC method) and assesses the change of the magnitude of the disturbing voltage phasor before and after connection of an installation (Figure 1a). The “harmonic vector method” (HVM) is based on the Thevenin equivalent circuit model. Applying the superposition principle, it could be possible to quantify the contribution of customer and network on the harmonic voltage phasor (Figure 1b).



(a) IEC approach



(b) Harmonic vector method (HVM)

Fig. 1: Phasors illustration of voltage harmonic contributions

One of the main differences of these three methods is in the required input parameters. The harmonic power direction method requires harmonic voltage and current phasors at the point of connection and only provides the direction of harmonic (power) flows, without quantifying the emission from the customer.

The IEC approach is based only on the system impedance (in addition to the information of harmonic voltage and current phasors). The voltage harmonic vector

method requires both system and customer impedances and gives the most accurate results. In practice, the primary concern is the lack of information about the frequency-dependent impedances on utility-side and customer-side. Different ways exist to determine these impedances, like invasive or non-invasive measurement or simplified assumptions based on reference values of network and customer installation. However, the practical implementation of these methods is ultimately determined by the ability to measure/estimate harmonic impedances with sufficient accuracy.

Figure 2 exemplarily shows the 3rd harmonic voltages at the point of connection of a PV installation ($U_{POC}^{[3]}$) along with the share of the utility ($U_{us}^{[3]}$) and customer ($U_{cs}^{[3]}$) based on HVM as well as the background ($U_{bg}^{[3]}$) and emission ($U_{em}^{[3]}$) harmonic voltages based on IEC approach. As it can be seen, both methods confirm the contribution of the installation in the 3rd harmonic voltage. On the other hand, both contribution assessment methods show that the installation can also have a positive impact on voltage distortion.

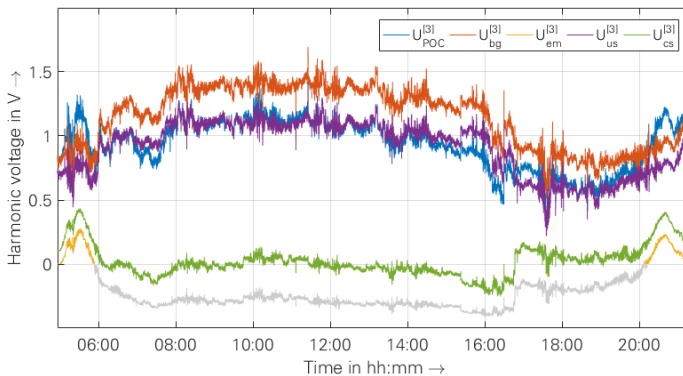


Fig. 2: 3rd harmonic voltage contribution

While harmonic currents and voltages are available with sufficient accuracy, the required network harmonic impedance has been calculated based on the provided information about the network by the utility, but neglecting other customer installations. Presently the impact of harmonic impedances on the assessment results are studied based on a comprehensive simulation.

- [1] A. Špelko, B. Blažič, I. Papič, M. Pourarab, J. Meyer, X. Xu and S. Z. Djokic: *CIGRE/CIGRE JWG C.4.42: Overview of Common Methods for Assessment of Harmonic Contribution from Customer Installation*, in 12th IEEE PES PowerTech Conference, 2017, Manchester.
- [2] M. Pourarab, J. Meyer, and R. Stiegler: *Assessment of Harmonic Contribution of a Photovoltaic Installation Based on Field Measurements*, Renewable Energy and Power Quality Journal, No. 15, April 2017.



Robert Stiegler, Dipl.-Ing.
Vergleich von
Anregeverfahren zur Messung
der frequenzabhängigen
Netzimpedanz

Projekt gefördert durch:

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Grundsätzlich wird für die Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz zwischen zwei Verfahren unterschieden, der invasiven Messung und der nichtinvasiven Messung. Während bei der nichtinvasiven Messung natürlich im Netz vorhandene Fluktuationen und Schalthandlungen ausgewertet werden, wird das Netz im Fall der invasiven Messung durch das Einprägen von Strömen angeregt und deren Auswirkung ausgewertet. Der Vorteil der invasiven Messung besteht darin, dass durch die gezielte Anregung eine kurze Messdauer und hohe Messgenauigkeit im interessierenden Frequenzbereich erzielt werden können. Dem steht allerdings ein höherer technischer Aufwand im Vergleich zur nichtinvasiven Messung gegenüber. Als Grundlage für die Entwicklung eines Messgerätes zur invasiven Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz wurden im Rahmen einer Literatursauswertung mögliche Anregeverfahren hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile verglichen.

Um das Netz anzuregen wird ein Strom mit einer geeigneten Schaltung in das Netz eingepreßt. Diese Einprägung kann entweder durch das Schalten passiver Elemente wie z.B. Widerständen, Kondensatoren oder Induktivitäten oder mit einem aktiven Frontend wie z.B. einem Leistungsverstärker bzw. Umrichter erfolgen. Da einige Stromformen sowohl beim Schalten passiver Elemente als auch für Messungen mit aktivem Frontend anwendbar sind, werden die Anregeverfahren nach der Art des Frequenzspektrums des Stromes systematisiert (Bild 1).



Bild 1: Unterteilung bekannter Messverfahren nach Art des Anregestromes

Die breitbandige Anregung durch einen Impuls bzw. eine Transiente ist aufgrund des niedrigen technischen Aufwandes ein beliebtes Anregeverfahren. In der einfachsten Variante wird ein Thyristor in Reihe zu einer kleinen Induktivität kurz vor dem Spannungsnulldurchgang gezündet, was einen kurzzeitigen hohen Stromimpuls verursacht. Vorteil ist die sehr kurze Dauer einer Einzelmessung. Da die Amplitude der Impulse im Frequenzbereich allerdings mit steigender Frequenz

abnimmt und der Signal-Rauschabstand (SNR) abnimmt, ist der Frequenzbereich dieser Methode begrenzt (0,5 kHz bis 10 kHz). Außerdem sind die Messergebnisse in den meisten Publikationen stark verrauscht. Eine Verbesserung wird meistens durch die Mittelung mehrere Einzelmessungen erreicht. Die Impulse erzeugen allerdings starke transiente Vorgänge, welche sich negativ auf andere angeschlossene Geräte im Netz auswirken können.

Die breitbandige Anregung des Netzes durch die Einprägung von Rauschen ist sehr weit verbreitet. Das Rauschens wird dabei durch das pseudozufällige Schalten von Widerständen (PRBS – Pseudo Random Binary Switching) erzeugt. Die Amplitude des somit erzeugten Frequenzspektrums ist innerhalb eines bestimmten Frequenzbereich relativ gleichförmig, verringert sich aber mit höheren Frequenzen. Mit diesem Verfahren kann eine annehmbare Genauigkeit im Bereich bis ca. 20 kHz erzielt werden. Durch die relativ geringe Amplitude bei einzelnen Frequenzen muss für eine gute Genauigkeit eine relativ hohe Signalenergie genutzt werden, was aber teilweise zu Funktionsstörungen von im Netz angeschlossenen Geräten führt.

Die Erzeugung eines diskreten Spektrums zur Netzanregung ist in Bezug auf die Messgenauigkeit das beste Verfahren. Verbreitet ist hierbei die einfrequente sinusförmige Einspeisung sowie die mehrfrequente Einspeisung. Vorteil dieser Verfahren ist die Konzentration der Signalenergie bei der gewünschten Frequenz, wodurch eine hohe Messgenauigkeit bei gleichzeitig guter Netzverträglichkeit erreicht werden kann. Nachteilig ist dabei die vergleichsweise lange Messdauer und das die Ströme nur mit einem aktivem Frontend erzeugt werden können.

Bei der diskreten mehrfrequenten Anregung besteht der Anregestrom aus der Summe mehrerer Sinusfunktionen, deren Phasenwinkel so optimiert wird, dass der Crest-Faktor des Gesamtsignals möglichst klein wird (Multi-Tone Signal). Dadurch, dass mehrere Frequenzen zugleich angeregt werden, kann die Messung erheblich beschleunigt werden ohne dass die Messgenauigkeit zu stark beeinflusst wird.

Netzverträglichkeit (möglichst geringe Pegel) und Messgenauigkeit (möglichst guter SNR durch hohe Pegel) stehen bei allen Anregeverfahren in einem Spannungsfeld, für das ein Optimum gefunden werden muss.

Der zusammenfassende Vergleich (Tabelle 1) zeigt, dass für die Entwicklung eines neuen Messsystems insbesondere die ein- und mehrfrequente Anregung interessant sind. Eine Kombination beider Verfahren wird zur Optimierung von Messgenauigkeit und Messdauer angestrebt.

Tabelle 1: Vergleich verbreiteter Anregeverfahren

Anregung	Impuls	PRBS	Einfrequent	Mehrfrequent
Geschwindigkeit	++	++	--	++
Genauigkeit	-	+	++	+
Netzverträglichkeit	--	-	++	+
Frequenzbereich	--	0	++	++



Olga Zyabkina, M.Eng.

A feature-based method for automatic identification of anomalies in Power Quality measurements

Recently network operators have intensified their Power Quality (PQ) measurement activities and as consequence, the amount of measurement data gets larger and efficient methods for an automated extraction of useful information from the data become more and more important. One particular aspect is the detection of “atypical” behavior within the time series of a PQ parameter. Such deviations from “typical” behavior are referred to as anomalies and provide useful information to the network operators, as it indicates a change in the operating state of the network or the connected customers.

As a result of a previous work [1] an anomaly classification scheme with three categories is proposed: level of deviation, shape and slope.

Level of deviation describes the deviation of an anomaly compared to the typical daily variation of the data. Anomalies can be located within or outside the typical daily variation and are referred to as inner and outer anomalies. *Slope* of an anomaly describes the level of the change between consecutive values. Compared to the average rate of change in the typical data the slope value can be classified either as lower or higher than the average rate. *Shape* refers to the time characteristic of an anomaly and is characterized by three feature values: single value, multiple oscillating values and multiple consecutive values.

The method presented in [1] is dedicated to “single value” anomalies which are relatively easy to detect. The detection of group anomalies (multiple oscillating or multiple consecutive values) presents a more challenging task and is addressed in the present work.

In order to describe features of time series of PQ data different statistical indices have been calculated and tested. Based on the conducted analysis three indices are proposed: max, mean and slope based index. The category “level of deviation” is quantified using the sample *maximum* value (M1). The *mean* value (M2) is used to distinguish multiple consecutive “shape” of anomaly. The mean’s sensitivity is used to detect shift in data. The slope can capture oscillation and the steepness of changes between consecutive data points. Therefore, a new *slope based index* (S1) is proposed and calculated as mean value of absolute differences between consecutive points.

The proposed method includes three main steps: transformation, threshold application and anomaly classification. In the transformation step, the original data is transformed in time series applying the three above mentioned indices. For each day the set of three indices is calculated. In step 2, over a sliding window of 15 days a

threshold value is calculated for each of the transformed time series. Robust thresholds are calculated based 25th and 75th percentiles and interquartile range (IQR). The window is shifted one point by one point along the time series. With every new shift, the threshold value is recalculated. Abnormal high indices indicate the presence of a certain type of anomaly within days. At the final step, using a combination of the three indices the anomalous days are classified according to anomaly classification scheme.

Exemplarily, the method is applied to time series in the Fig.1 and Fig.2. Results are presented in Table 1.

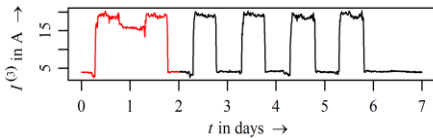


Fig. 1: Weekly time series of the 3rd harmonic current (*black*) for a shop area with high emission during night and morning hours between first 2 working days of the week (*highlighted red*)

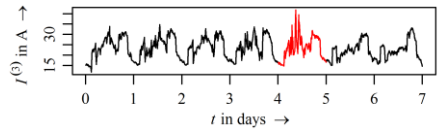


Fig. 2: Weekly time series of the 3rd harmonic current (*black*) for an office building with multiple peaks of high emission in the 5th working day (*highlighted red*)

Table 1

Example	Index			Anomaly type
	M1	M2	S1	
Fig.1 (first 2 days)	-	x	-	inner//low/multiple consecutive
Fig.2 (day 5)	x	-	x	outer /high/ multiple oscillating

The first two days in the Fig.1 have abnormal high value of M2 index, whereas M1 and S1 are within typical range of variation. Therefore, days have inner/low/multiple consecutive type of anomaly. The day number five in the Fig.2 has normal value of M2, however, abnormal high values of M1 and S1 indices, which indicate a variation higher than the typical daily range. Consequently, outer/high/multiple oscillating anomaly is observed within this day.

The proposed method has been tested on different weekly time series that represent the most typical short-term characteristics in public LV networks. On average, the method has high efficacy, 86% of the prior manually identified anomalous days have been detected using M2 index, 100% using M1 and 89% with S1 index.

- [1] O. Zyabkina, M. Domagk, J. Meyer, and P. Schegner, "Classification and Identification of Anomalies in Time Series of Power Quality Measurements," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. (ISGT Eur.)*, p. 6, 2016.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Schutz- und Leittechnik“



Carlo Liebermann, Dipl.-Ing.
Zuverlässige Impedanzberechnung für
Leiter-Erde-Schleifen

Der Distanzschutz ist ein universal einsetzbarer Kurzschlusschutz, welcher die Mitsystemimpedanz der Fehlerschleife auswertet. Eine hohe Selektivität wird dabei durch die Kombination der Zeit- und Reaktanzstaffelung erreicht.

Als Messgrößen stehen dem Distanzschutz i.d.R. die drei Leiter-Erde-Spannungen und die drei Leiterströme zur Verfügung. Der Erdstrom I_E kann über eine Holmgreenschaltung oder über Umbauwandler zur Verfügung gestellt werden. Erfolgt dies nicht, wird der Erdstrom aus der Summe der Leiterströme berechnet.

Aus den Messgrößen lassen sich die Schleifenimpedanzen der drei Leiter-Leiter-Schleifen und der drei Leiter-Erde-Schleifen berechnen. Die Berechnung der Leiter-Erde-Schleifen erfolgt nach Bild 1.

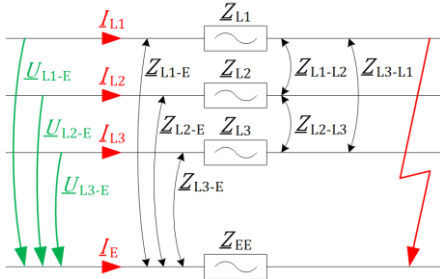


Bild 1: Fehler in der Leiter-Erde-Schleife

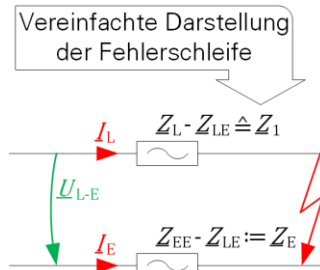


Bild 1: Allgemeine Darstellung von Fehlern in Leiter-Erde-Schleifen

Die im Fehlerfall zu berechnende Impedanz ergibt sich aus der Maschengleichung (2) der fehlerbetroffenen Leiter-Erde-Schleife.

$$\underline{U}_{L-E} = \underline{I}_L \cdot \underline{Z}'_1 \ell_K - \underline{I}_E \cdot \underline{Z}'_E \ell_K \quad (1)$$

Um immer unabhängig von der Fehlerschleife dieselbe Impedanz als Kriterium verwenden zu können, wird bei Leiter-Erde-Schleifen die Impedanz auf die Mitimpedanz der Leitung bezogen. Hierfür wird ein komplexer Drehoperator ($\underline{k}_E$ - Faktor) benötigt, welcher auf die zu schützende Leitung abgestimmt ist.

$$\underline{Z}'_1 \ell_K = \frac{\underline{U}_{L-E}}{\underline{I}_L - \frac{\underline{Z}'_E}{\underline{Z}'_1} \cdot \underline{I}_E} = \frac{\underline{U}_{L-E}}{\underline{I}_L - \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \rightarrow \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}'_E}{\underline{Z}'_1} = \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'_1}{3 \cdot \underline{Z}'_1} \quad (2)$$

Für die Anwendung von Gl. (3) ist die Kenntnis der komplexen Spannungs- und Stromzeiger Voraussetzung. Schnelle Distanzschutzalgorithmen basieren aber auf der Lösung der Differentialgleichung der Fehlerschleife im Zeitbereich:

$$u_{L-E} = R \cdot i(t) + L \cdot \frac{di(t)}{dt} \quad \text{mit} \quad i(t) = i_L(t) - k_E \cdot i_E(t) \quad (3)$$

Die Herausforderung besteht darin, den komplexen k_E -Faktor bei der Berechnung mit Momentanwerten zu berücksichtigen. Bei einem neuen Verfahren [1] wird zunächst die Admittanz durch Invertierung der Gl. (3) betrachtet. Hierbei tritt keine Summe im Nenner mehr auf.

$$(\underline{Z}'_{LK})^{-1} = \underline{Y}_L = \frac{\underline{I}_L}{\underline{U}_{L-E}} - k_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{U}_{L-E}} = \underline{Y}_L - k_E \cdot \underline{Y}_E \quad (4)$$

Die Admittanzen $\underline{Y}_L$ und $\underline{Y}_E$ können als reziproke Berechnungsergebnisse ursprünglicher Distanzschutzalgorithmen interpretiert werden. Die resultierende Mitsystemimpedanz der Leiter-Erde-Schleife berechnet sich aus der reziproken Differenz der Admittanzen $\underline{Y}_L$ und $k_E \cdot \underline{Y}_E$. Die Admittanz $\underline{Y}_L$ berechnet sich aus Leiterstrom und Leiter-Erde-Spannung. Aus dem Summenstrom und der Leiter-Erde-Spannung wird die Admittanz $\underline{Y}_E$ bestimmt.

Wesentliche Vorteile des Verfahrens sind, dass höherfrequente Signalanteile nicht verstärkt werden, zeitliche Verzögerungen wie bei konventionellen Verfahren nicht auftreten und abklingende Gleichanteile im Leiter- bzw. Erdstrom keinen Einfluss auf das Berechnungsergebnis haben. Ein Vergleich mit zwei konventionellen Verfahren (k_{EV1} und k_{EV2}) der Impedanzberechnung einer Leiter-Erde-Schleife mit vollverlagertem Kurzschlussstrom ist im Folgenden dargestellt:

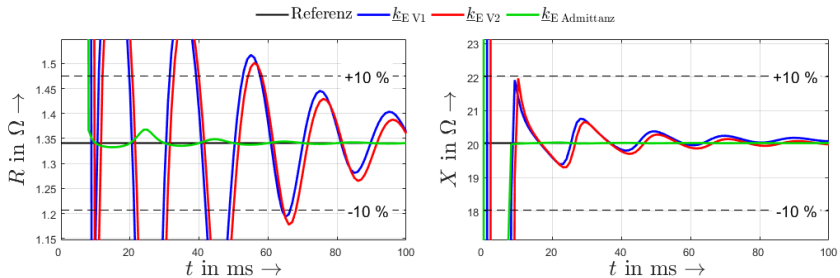


Bild 2: Berechnete Impedanzen nach Fehlereintritt

Das Admittanzverfahren erfordert mehr Rechenleistung bei der praktischen Realisierung, da der Distanzschutzalgorithmus doppelt so häufig aufgerufen wird. Dennoch ist es technisch umsetzbar – in einem prototypischen Schutzgerät ist es inzwischen implementiert worden. Eine Vielzahl von Tests konnten die Leistungsfähigkeit des neuen Admittanzverfahrens bestätigen.

[1] Sprecher Automation GmbH, Erfinder: Carlo Liebermann, Jörg Meyer und Michael Kleemann, „Verfahren zur Steuerung eines Distanzschutzrelais durch Erkennung von Leiter-Erde-Fehlern“. Österreichisches Patent A 50107/2017, Angemeldet am: 09. 02. 2017.

**Jörg Meyer, Dr.-Ing.**

Anforderungen an den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms zur korrekten Funktionsweise numerischer Selektivschutzgeräte

Der zunehmende Beitrag von leistungselektronischen Erzeugungsanlagen zum Kurzschlussstrom hat zur Folge, dass neben der Grundschiwingung auch weitere Schwingungsanteile im Frequenzspektrum auftreten. Der auftretende Zeitverlauf des Kurzschlussstromes wird dadurch zunehmend verzerrt. Es soll geklärt werden, ob die Fehlererkennung von bisher eingesetzten numerischen Selektivschutzgeräten unter diesen Bedingungen weiterhin zuverlässig erfolgt. Dabei wurde von der folgenden Wirkungskette innerhalb digitaler Schutzgeräte ausgegangen:

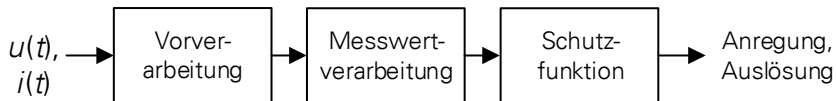


Bild 1: Funktionale Wirkungskette im Schutzgerät

Die *Vorverarbeitung* beinhaltet alle notwendigen Signalverarbeitungsprozesse für eine interne Pegelanpassung und Digitalisierung der analogen Messgrößen (bspw. Eingangswandler, analoge Vorfilterung zur Antialiasing-Filterung, Digitalisierung und evtl. digit. Filterung). In der *Messwertverarbeitung* erfolgt die für die nachgeordneten Schutzfunktionen notwendige Berechnung des entsprechenden Signalparameters (Gesamteffektivwert, Grundschiwingungseffektivwert, Scheitelwert, etc.). In der *Schutzfunktion* wird schließlich der in der Messwertverarbeitung berechnete Signalparameter mit dem eingestellten Schwellwert verglichen und die entsprechende Reaktion abgeleitet.

Bei der Messung der Vorverarbeitung im Schutzgerät wurde zunächst das Frequenzübertragungsverhalten der eingesetzten Eingangsbaugruppen bestimmt. Dabei wurde an verschiedenen Stellen der in Bild 2 dargestellten Signalverarbeitungskette der frequenzabhängige Amplitudengang eines vorgegebenen Eingangssignals ($S(t)$) bestimmt. Die Messung erfolgte für Strom- und Spannungssignaleingänge. Dabei wurden jeweils einfrequente sinusförmige Signale variabler Frequenz eingespeist.

Bei der Beurteilung der Frequenzabhängigkeit der verwendeten Signalparameter wurden die folgenden Berechnungsvarianten für einen Schwellwertvergleich untersucht.

- Gesamteffektivwert
- Grundschiwingungseffektivwert
- Momentanwertvergleich (Scheitelwert oder Spitze-Spitze-Wert)

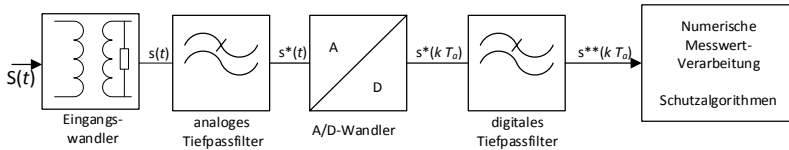


Bild 2: Vorverarbeitung (digit. Schutzgeräte)

Für die Bestimmung des Verfahrens, welches im zu untersuchenden Schutzgerät für den Schwellwertvergleich verwendet wird, wurde folgendes Testsignal erzeugt:

$$s_{Test}(t) = \hat{A} (\sin(\omega t) - \sin(3\omega t)) \quad (1)$$

Das Testsignal hat folgende Eigenschaften:

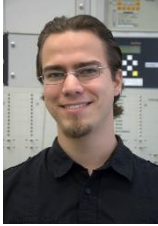
- Konstanter Gesamteffektivwert
- Konstanter Grundschwingungseffektivwert
- Überhöhte Scheitelwerte
- Zusätzliche Nulldurchgänge mit lokalen Extremstellen

Damit kann durch Variation des Scheitelwertes des Testsignals $\hat{A}$ das jeweils verwendete Verfahren des Schwellwertvergleiches bestimmt werden.

Aus den Untersuchungen konnten folgende Anforderungen an den Kurzschlussstrom dezentraler Einspeiser zum konzeptgemäßen Weiterbetrieb vorhandener Schutzgeräte gestellt werden:

- I. Einspeisung eines ausreichend hohen Grundschwingungsstromes zur sicheren Anregung von (Differential-)Schutzgeräten.
- II. Vermeidung der Einspeisung von Oberschwingungen im Kurzschlussstrom die als Blockadekriterium für Schutzfunktionen verwendet werden.
(z.B. 2. und 5. Harmonische für Blockade Differentialschutzauslösung)
- III. Begrenzung des Spektrums der von Einspeisern emittierten Oberschwingungen im Kurzschlussstrom auf $f_{\max} = 500$ Hz.
- IV. Sub- und Zwischenharmonische sollten im Spektrum des Kurzschlussstromes nicht auftreten.
- V. Keine Erzeugung zusätzlicher Nulldurchgänge durch überlagerte Oberschwingungen während einer Grundschwingungsperiode.
- VI. Vermeidung geradzahlgiger Harmonischer.

- [1] Lindner, Martin. Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von kurzschlussströmen zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte. Dresden : IEEH, TU Dresden, 2017.
- [2] Schilbach, Marcel. Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von kurzschlussströmen zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte. Dresden : IEEH, TU Dresden, 2017.
- [3] Ziegler, G. Digitaler Distanzschutz: Grundlagen und Anwendung. Erlangen : Publicis Corporate Publishing, 2008.



Sebastian Palm, Dipl.-Ing.

Bewertungskriterien zum objektiven Vergleich von Inselnetz- Detektionsverfahren

Projekt gefördert durch:
 Deutsche
Forschungsgemeinschaft

Um ungewollte elektrische Inselnetze detektieren und die beteiligten dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) abschalten zu können, wurden zahlreiche Detektionsverfahren entwickelt. Der standardmäßige Entkopplungsschutz aller DEA beinhaltet dazu grundsätzlich den Spannungs- und Frequenzschutz. Abhängig davon wie die Wirk- und Blindleistungsbilanz in einem Teilnetz vor der Trennung vom vorgelagerten Netz ausgeglichen war, können diese Kriterien und Verfahren dennoch nicht immer die Bildung von ungewollten Inselnetzen verhindern. Dies ist in Bild 1(a) für den Spannungs- und Frequenzschutz anhand der nichtdetektierbaren Zone (NDZ) zu erkennen. Jedes Kästchen mit der Kantenlänge $P_{\text{Schritt}} = 1\%$ und $Q_{\text{Schritt}} = 2\%$ stellt dabei das Ergebnis einer Simulation mit unterschiedlich ausgeglichenen Leistungsbilanzen vor der Abtrennung des Teilnetzes dar. Die erzielten Detektionszeiten im Falle einer erfolgreichen Detektion, die in Bild 1(b) eingetragen sind, können im Extremfall jedoch lang sein.

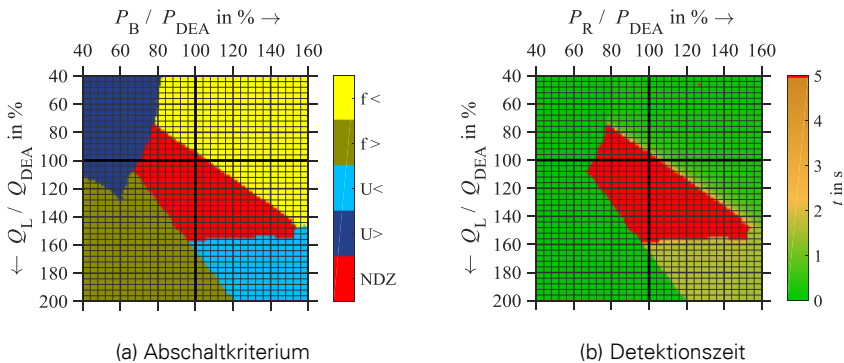


Bild 1: Nichtdetektierbare Zone (NDZ) bei Einspeisung über Wechselrichter und RL-Last

Die Darstellungen in Bild 1 genügen, um qualitative Aussagen zu verschiedenen Detektionsverfahren treffen zu können. Um verschiedene Verfahren jedoch objektiv vergleichen zu können, werden belastbare und allgemeingültige Vergleichskriterien hinsichtlich der Effektivität und Geschwindigkeit verschiedener Verfahren benötigt. Der erste Parameter A_{NDZ} , mit dem eine Bewertung der Verfahren erfolgen kann, beschreibt die Größe der NDZ in den untersuchten Fällen. Der Parameter ergibt sich mit Gl. (1) aus der Anzahl an nichtdetektierten Fällen, multipliziert mit der Schrittwei-

te der durchgeführten Simulationen und damit der Fläche eines einzelnen Kästchens in Bild 1.

$$A_{NDZ} = N_{NDZ} \cdot P_{schritt} \cdot Q_{schritt} \quad (1)$$

In Bild 2 sind die Detektionszeiten aus Bild 1(b) als Summenverteilung $F(t)$ dargestellt. Damit kann der zweite Parameter, die mittlere Detektionszeit t_D , berechnet werden. Diese ist ein Maß für die Geschwindigkeit der erfolgreichen Detektionen und ergibt sich mit Gl. (2) als Zeitfläche der noch nicht erfolgten Detektionen. Diese Fläche ist in Bild 2 orange hinterlegt.

$$t_{DIDM} = \frac{\int_0^{5s} (F(5s) - F(t)) dt}{F(5s)} \quad (2)$$

In Bild 2 ist gut zu erkennen, dass es zahlreiche Situationen gibt, in denen die Abschaltung erst nach 1,5 s erfolgt. Die Ursache dafür ist die Einstellung des Unterspannungsschutzes. Dieser muss die Kriterien für einen fault ride through (FRT) erfüllen und darf daher bei Spannungseinbrüchen oberhalb von $0,45 U_c$ (mit U_c als vereinbarte Spannung im Mittelspannungsnetz) frühestens nach 1,5 s abschalten. Für den standardmäßigen Entkopplungsschutz ergeben sich für die Bewertungskriterien hier die Werte $A_{NDZ} = 3818 \%^2$ (das entspricht einer äquivalenten quadratischen NDZ mit der Kantenlänge $L_{NDZ} = 61,8 \%$) und $t_D = 352$ ms. Zusätzliche Detektionsverfahren müssen A_{NDZ} und im besten Fall auch t_D reduzieren.

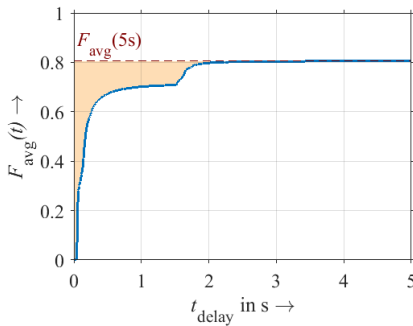


Bild 2: Summenverteilung der Detektionszeiten für den Entkopplungsschutz

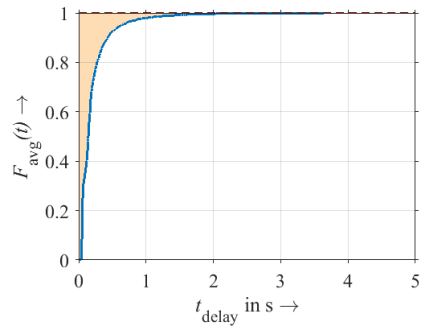


Bild 3: Summenverteilung der Detektionszeiten mit einer $Q(f)$ -Regelung

Für das Verfahren der $Q(f)$ -Regelung, bei der abhängig von einer Frequenzänderung zusätzliche Blindleistung eingespeist wird [1], ist die Summenverteilung in Bild 3 dargestellt. Mit diesem sehr wirksamen Detektionsverfahren konnte beispielsweise $A_{NDZ} = 0 \%^2$ und $t_D = 209$ ms erzielt werden. Zusätzliche Detektionsverfahren sind damit zur schnelleren und wirksamen Abschaltung von ungewollten Inselnetzen erforderlich.

- [1] Zeineldin, H.H.: A $Q-f$ Droop Curve for Facilitating Islanding Detection of Inverter-Based Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Electronics Bd. 24, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Nr. 3, S. 665–673, 2009.



Karsten Wenzlaff, M.Sc.

**Verfahren zur Detektion von
stromstarken Störlichtbögen in
Niederspannungsanlagen**

In Niederspannungsnetzen sind Kurzschlüsse meist mit Störlichtbögen verbunden, die bei unzureichend schneller Abschaltung besonders in stromstarken Schalt- und Verteilanlagen zu einer verheerenden Zerstörung führen können. Für die Erkennung von stromstarken Störlichtbögen werden bisher spezielle, optische Detektionssysteme in diesen Anlagen eingesetzt.

Künftig sollen parallele, stromstarke Störlichtbögen durch einen Signalverlaufsalgorithmus (SVA) werden. Die Grundlage für die Erkennung bilden gemessene und kontinuierlich abgetastete Strom- und Spannungswerte. Beispielhaft zeigt Bild 1 den gemessenen Strom- und Spannungsverlauf eines stromstarken Störlichtbogens.

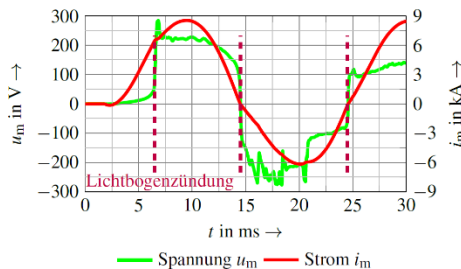


Bild 1: Strom- und Spannungsverlauf eines stromstarken Störlichtbogens

Für die Vergleichbarkeit und Bewertung von Detektionssystemen ist es erforderlich für die Lichtbogenzündung einen einheitlichen Bezugszeitpunkt einzuführen.

Während der Zündphase des Lichtbogens ist im Stromanstieg aufgrund der wärmeabhängigen Widerstandsänderung des Lichtbogens ein lokales Minimum erkennbar. Dieses lokale Minimum der Stromänderung fällt zeitlich mit dem vollständigen Durchzünden des Lichtbogens und damit mit dem Bereich der maximalen Lichtbogenspannung zusammen. Es kann daher angenommen werden, dass die Lichtbogenstrecke vollständig ionisiert ist. Dieser Zeitpunkt wird als Referenzzündzeitpunkt t_{RZ} bezeichnet.

Der SVA wertet für die Detektion eines Störlichtbogens die signifikanten Eigenschaften im Signalverlauf aus. Im Spannungsverlauf werden dazu die auftretenden Spannungssprünge bei der Lichtbogenzündung und in den danachfolgenden Spannungsnulldurchgängen durch die Berechnung und

Auswertung eines Detailkoeffizienten c_q auf Basis einer Wavelet-Transformation mittels Haar-Wavelet nach Gleichung 1 erkannt.

$$c_q(v) = \frac{1}{\sqrt{2^q}} \left[\sum_{k=v-\frac{2^q}{2}+1}^v u_m(k) - \sum_{k=v-\frac{2^q}{2}+1}^{v-\frac{2^q}{2}} u_m(k) \right] \quad (1)$$

Für den Detektionsalgorithmus wird c_q mit der Vorzeichenfunktion der Stromänderung entsprechend Gleichung 2 multipliziert.

$$c_{SVA}(v) = c_q(v) \operatorname{sgn}\left(\frac{di}{dt}\bigg|_v\right) \quad (2)$$

Eine Entscheidung zum detektierten Störlichtbogen erfolgt durch einen anschließenden Schwellwertvergleich von c_{SVA} . Das Ergebnis zeigt Bild 2.

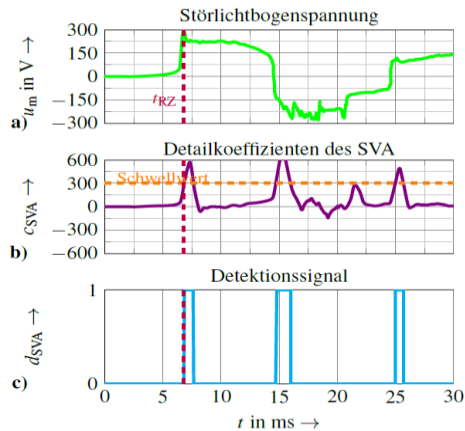


Bild 2: Spannungsverlauf eines Störlichtbogens und der dazugehörige Zeitverlauf des SVA sowie dem Detektionssignal

- a) Spannungsverlauf
- b) berechneter Zeitverlauf des SVA
- c) Detektionssignal des SVA

Die theoretisch berechnete Detektionszeit beträgt damit nur $t_{\text{det}} = 0,1\text{ms}$ nach t_{RZ} bei einem Schwellwert von $c_{SVA} = 300$. Außerdem wird der Störlichtbogen, zusätzlich zu der Lichtbogenzündung, in jedem danach folgenden Spannungsnulldurchgang detektiert.

Der vorgestellte Algorithmus ermöglicht die Detektion von stromstarken Störlichtbögen in Schalt- und Verteilanlagen der Niederspannung durch die Auswertung von abgetasteten Strom- und Spannungsverläufen. Aufgrund des physikalischen Prinzips kennzeichnet sich der Algorithmus durch eine hohe Leistungsfähigkeit und stellt einen elementaren technologischen Fortschritt dar.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Smart Grid“



Tobias Heß, Dipl.-Ing.

Einsatzgrenzen im Verteilnetz für ein integrales Lastmanagement

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Im zukünftigen Netzbetrieb müssen sowohl Erzeuger als auch Lasten am Ausgleich zwischen bereitgestellter und benötigter Energie teilnehmen. Dafür ist es notwendig, dass vor allem auf der Verbraucherseite neue Flexibilitäten erschlossen werden. Ein vieldiskutiert und vielversprechender Lösungsansatz stellt hierbei die Sektorkopplung zwischen den Bereichen Strom, Wärme, Kälte und Verkehr dar [1]. Ziel der Sektorkopplung ist es, das Lastverschiebungspotential durch das optimale Ausnutzen der vorhandenen Speicher in den einzelnen Bereichen zu maximieren. So soll zum Beispiel das Elektrofahrzeug möglichst während eines Überschusses von EEG-Einspeisung geladen werden. Weitere Anlagen, die für eine solche Sektorkopplung geeignet erscheinen, sind Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Wasserversorgungsanlagen.

In der liberalisierten Energieversorgung erfolgt die Erschließung der flexiblen Lasten marktbasiert. Das heißt, je nach Angebot und Nachfrage und dem sich daraus ergebenden Preis wird der Einsatz der Anlagen geplant. Dies hat zur Folge, dass sich eine hohe Gleichzeitigkeit der steuerbaren Lasten ergibt. In den Verteilnetzen, in denen die Anlage angeschlossen ist, können so Engpässe auftreten. Um dies zu vermeiden ist ein integrales Lastmanagement notwendig. Im Projekt SERVING – *Service-Plattform-Verteilnetze zum integralen Lastmanagement* – wird ein solches Lastmanagement entwickelt und in einem Pilot- sowie Feldversuch in die Praxis umgesetzt. Die Berechnung der Einsatzgrenzen im Verteilnetz stellt dabei einen elementaren Bestandteil des integralen Lastmanagements dar [2]. Die Einsatzgrenzen werden dabei den Energiehändlern als weitere Eingangsgröße für den Handel vorgegeben und begrenzen den Einsatz der flexiblen Lasten entsprechend der Netzkapazität. Daneben kann durch die Vorgabe einer unteren Einsatzgrenze auch ein Engpass durch Erzeugungsanlagen im Verteilnetz vermieden werden. Es wird daher eine obere $\theta_{o,k}$ und untere Einsatzgrenze $\theta_{u,k}$ für jeden Zeitpunkt k im betrachteten Verteilnetz definiert. Für die Summe der Leistungen aller steuerbaren Lasten P_l in einem Netzgebiet gilt somit:

$$\theta_{u,k} \leq \frac{\sum_{l \in L} P_{k,l}}{\sum_{l \in L} P_{r,l}} \leq \theta_{o,k} \quad (1)$$

Dabei ist L die Menge aller steuerbaren Lasten, $P_{k,l}$ die Wirkleistung der Anlage l zum Zeitpunkt k und $P_{r,l}$ die Bemessungsleistung der Anlage l . Die Einsatzgrenzen

entsprechen somit quasi dem zulässigen Gleichzeitigkeitsfaktor für die steuerbaren Anlagen im Netz.

Initialisierung Einsatzgrenzen
initiale Leistungsflussberechnung für Grenzszenarien
solange Engpass vorhanden
Berechnung Sensitivitätsfaktoren
Lineare Optimierung der Einsatzgrenzen
Leistungsflussberechnung für Grenzszenarien

Bild 1: Programmablauf zur Berechnung der Einsatzgrenzen

Bild 1 stellt den Ablauf der Berechnung der Einsatzgrenzen dar. Im ersten Schritt werden die Einsatzgrenzen jeder Anlage auf die Werte 0 bzw. 1 initialisiert. Mit der Prognose aller nicht steuerbaren Lasten und Erzeugungsanlagen wird für

jeden Zeitschritt des Planungszeitraums eine Lastflussberechnung durchgeführt. Dabei werden die steuerbaren Lasten einmal an der oberen Einsatzgrenze und einmal mit der unteren Einsatzgrenze betrieben. Wenn dabei die Spannung an einem Knoten oder der Strom auf einer Leitung den zulässigen Wert über- bzw. unterschreitet, werden mit Hilfe der Sensitivitätsfaktoren und einer linearen Optimierung neue Einsatzgrenzen bestimmt, bei denen der Engpass nicht mehr auftritt. Die Sensitivitätsfaktoren beruhen jedoch auf den linearisierten Netzwerkgleichungen. Diese überschätzen in der Regel den Einfluss der Leistungsänderung der steuerbaren Anlagen. Bei der erneuten Leistungsflussberechnung sind daher mit den gewählten Einsatzgrenzen noch nicht alle Engpässe im Netz behoben. Daher wird die Berechnung so oft wiederholt, bis keine Engpässe mehr auftreten.

Bild 2 und 3 stellen beispielhaft den Verlauf der Einsatzgrenzen für einen Sommer- und einen Wintertag dar. Im Winter folgt die obere Einsatzgrenze entgegengesetzt dem Verlauf der Belastung im Netz. Eine untere Einsatzgrenze tritt im untersuchten Fall nicht auf. Im Sommer wird die obere Einsatzgrenze durch die PV-Einspeisung im Netz angehoben. Auch tritt eine untere Einsatzgrenze auf, bei der der Betrieb der steuerbaren Lasten erzwungen wird.

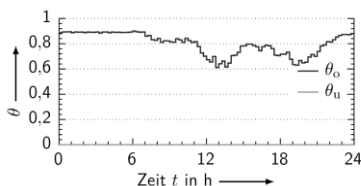


Bild 2: Wintertag

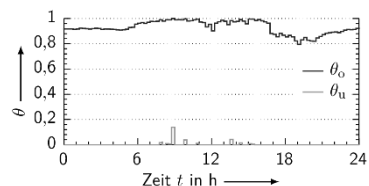
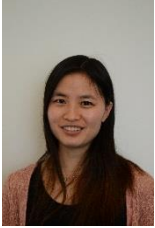


Bild 3: Sommertag

- [1] Gerhardt, N. ; Sandau, F. ; Scholz, A. ; Hahn, H. ; Schumacher, P. ; Sager, C. ; Bergk, F. ; Kämper, C. ; Knörr, W. ; u. a.: Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr. Kassel, 2015.
- [2] Hess, T. ; Schegner, P.: Einsatzgrenzen im Verteilnetz für das integrale Last- und Erzeugungsmanagement. In: BECK, H.-P. ; WENZL, H. (Hrsg.): *Sektorkopplung Strom, Wärme und Kälte (Band 46) 3. Dialogplattform Power-to-Heat Berlin, 15. und 16. Mai 2017*. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2017.



Liya Ma, Dipl.-Ing.

Review der Forschungsbeiträge zur nicht-intrusiven-Lastüberwachung

Bei der Gestaltung der Energiewende wächst der Anteil von dezentralen, auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Anlagen zur Bereitstellung elektrischer Energie. Dabei ist die Produktion dieser Anlagen schwer steuerbar. Um die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz zu erhalten, steigt die Bedeutung des Verbrauchsmanagements, wie z. B. die Verschiebung der Lasten zu Zeitintervallen mit hohen Energieerzeugungen. Aufgrund der großen Anzahl von Erzeugungsanlagen kleiner Leistung, die in den Verteilnetzen angeschlossen sind, ist insbesondere ein Verbrauchsmanagement auch in diese Netzebene notwendig. Die dafür benötigten detaillierten Energieverbrauchsdaten der Einzelgeräten für die Abschätzung, Beurteilung und Planung der steuerbaren bzw. optimierbaren Lasten können durch ein nicht-intrusive-Appliance-Last-Monitoring (NIALM) erhalten werden.

Beim NIALM ist keine Messung an Einzelgeräten notwendig. Die Messung findet nur am Hausanschluss statt. Die Verbrauchsdaten einzelner Geräte werden durch die Zerlegung der Gesamtlast und die Zuordnung zu den Einzelgeräten mittels einer Gerätedatenbank ermittelt. Die Gerätedatenbank wird durch Laboruntersuchungen, öffentliche Resource oder selbstlernenden Systemen erstellt und enthält die signifikanten Merkmalen der Einzelgeräte. Für die elektrischen Geräteigenschaften gibt es stationäre Merkmale und transiente Merkmale. In [1], [2] werden z. B. die Wirk- und Blindleistung, in den unterschiedlichen quasistationären Betriebszuständen eines Gerätes genutzt (stationäre Merkmale). Hingegen werden in [3] der maximale, der mittlere und der effektive Wert der Ströme innerhalb des Einschaltvorgangs untersucht (transient Merkmale). Bei manchen Verfahren werden auch nicht-electrische Merkmale genutzt. Beispielsweise werden in [4] die statistischen Nutzungshäufigkeiten der Geräte betrachtet.

Die Zeitauflösung der Merkmale beeinflusst unmittelbar die Ergebnisse eines NIALMs. In dem Sekunden- oder Minutenbereich, wie bei [1], [2], sind die erkennbaren Gerätetypen beschränkt. Häufig sind diese die Endgeräte mit intensivem Energieverbrauch oder mit periodischen Schaltvorgängen und einer geringen Anzahl von Schaltsequenzen. In [5] werden auch Lampen, Laptops und andere Geräte mit kleineren Energieverbräuchen identifiziert. Dabei wird ein neuronales Netzwerk eingesetzt. Allerdings besteht der Nachteil dabei in dem großen Trainingsaufwand der umfangreichen Datenbank. In der Forschungswelt existieren zum NIALM viele Beiträge, die die Merkmalen mit hoher Zeitauflösung von einigen Kilohertz bis Megahertz verwenden. Dies ist besonders vorteilhaft bei

der Erkennung von Kleingeräten. Ein Beispiel ist in [6] dargestellt, bei dem der Strom- bzw. der Leistungsverlauf innerhalb einer Periode ausgewertet wird.

Die gewählten signifikanten Merkmale werden als Gerätemustern genutzt. Für die eigentliche Lastzerlegung und -zuordnung werden meistens die Verfahren der Mustererkennung oder der Signalsynthese verwendet. Bei Mustererkennung wird eine Selektion oder Segmentierung der einzelnen Gerätemuster aus den gesamten überlappenden Messdaten durchgeführt. Die Mustererkennung lässt sich in "supervised" und "unsupervised" Verfahren unterteilen. Bei einer "supervised" Mustererkennung, wie bei [5], werden die Muster der Einzelgeräte vorab durch Einzelmessungen oder öffentliche Ressourcen zur Verfügung gestellt. Hingegen werden in [2], beim "unsupervised" Verfahren, eine Lernfunktion mit Clusterverfahren und genetische Algorithmen verwendet, um die Musterbestimmung während der Initialisierungsphase oder bei den Geräteanschaffungen zu realisieren. Die mathematischen Verfahren zur Lastzerlegung und -zuordnung sind vielfältig. Beispielsweise wird das Hidden-Markov-Modell in [1], [2], der K-Nearest-Neighbors-Algorithmus in [3] und die Support-Vector-Maschine in [7] verwendet. Bei der Signalsynthese werden die Musterverläufe verschiedener Geräte zusammengeführt und mit der Messung des gesamten Lastgangs verglichen. In [6] werden die hochauflösend zeitlichen Stromverläufe der Einzelgeräte innerhalb einer Netzperiode vorab abgespeichert. Die Lastzuordnung erfolgt durch den Vergleich des Summenlastgangs mit der Summation gespeicherter Stromverläufe für verschiedene Gerätekombinationen. Es wird quasi eine passende Gerätekombination gesucht.

Aus mehreren Gründen fehlt aktuell die Umsetzung eines NILAMs im privaten Haushalten. Zum einen ist die Erstellung einer vollständigen Datenbank aufgrund der Vielfältigkeit der Haushaltsgeräte schwer realisierbar, zum anderen ist eine dauerhafte Erfassung der hochzeitauflösenden Stromdaten zu sehr aufwendig und nicht praktikabel. In der Zukunft besteht die Herausforderung darin, ein NILAM-Verfahren zu entwickeln, das trotz niedrig zeitauflösender Messdaten und geringes Datenbankumfangs die detaillierten Informationen vielfältiger Geräte liefert.

- [1] G. W. Hart, *Nonintrusive Appliance Load Monitoring*. IEEE, 1870–1891, 1992.
- [2] M. Baranski, *Energie-Monitoring im privaten Haushalt*. 2006.
- [3] M. S. Tsai and Y. H. Lin, *Modern development of an Adaptive Non-Intrusive Appliance Load Monitoring system in electricity energy conservation*. Applied Energy 96, 2012.
- [4] M. Zeifman and K. Roth, *Viterbi algorithm with sparse transitions (VAST) for nonintrusive load monitoring*. IEEE SSCI 2011.
- [5] K. Yoshimoto, Y. Nakano, Y. Amano, and B. Kermanshahi, "Non-Intrusive Appliances Load Monitoring System Using Neural Networks," *Aceee*, 2000.
- [6] S. Inagaki, T. Egami, et al. *Nonintrusive Appliance Load Monitoring Based on Integer Programming*. SICE Annual Conference, 2008.
- [7] L. Jiang, J. Li et al. *Power Load Event Detection and Classification Based on Edge Symbol Analysis and Support Vector Machine*, "Comput. Intell. Soft Comput. 2012.



Maximilian Schmidt, Dipl.-Ing.
Mehrstufige restringierte
Zustandsidentifikation unter Ausnutzung
kontrahierter Unsicherheitsintervalle

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die sich verändernde Lastflusssituation in Verteilnetzen erfordert neue Ansätze im Bereich der Netzbetriebsführung. Die bisher ausschließlich passiv betriebenen Nieder- und Mittelspannungsnetze müssen zunehmend eine aktive Rolle übernehmen, wie z.B. durch das Lastmanagement. Dazu sind in der Regel Informationen bezüglich des momentanen Netzzustandes erforderlich.

Durch die geringe Anzahl von Messungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen werden zur Zustandsidentifikation zusätzlich Pseudo-Messwerte, d.h. synthetisch generierte Messwerte, herangezogen. Eine Quantifizierung des dabei auftretenden Fehlers ist in der Praxis schlecht durchzuführen. Für eine probabilistische Modellierung steht in der Regel keine ausreichend große Datenbasis zur Verfügung. Zur Beschreibung des systemimmanenten Fehlers wird das Konzept der Unsicherheitsintervalle eingeführt. Diesem liegt die Annahme zugrunde, dass Fehler von Pseudo-Messwerten zwar unbekannt, jedoch auf einen Wertebereich begrenzt sind. Die mathematische Darstellung eines Unsicherheitsintervalls lautet:

$$[y^-, y^+] := \{y \in \mathbb{R} \mid y^- \leq y \leq y^+\} \quad (1)$$

Angewendet auf das Energiesystem können bekannte Betriebsgrenzen, wie z. B. die installierte Leistung einer Photovoltaik-Anlage oder die maximal erwartete Leistung eines Industrieabnehmers, herangezogen werden. Die so erzeugten, statischen Intervalle sind mitunter sehr groß und grenzen den Lösungsraum für die Zustandsidentifikation nur unzureichend ein. Zudem können sie im Widerspruch zu aktuellen Messinformationen stehen. Unter Berücksichtigung der Netzdaten können mittels geeigneter Verfahren zu den Messwerten konsistente, geschmälerte Intervallgrenzen bestimmt werden. Die Kontraktion des Unsicherheitsintervalls für ein Pseudo-Messwert P_i kann durch die Lösung eines restringierten, nichtlinearen Optimierungsproblems erfolgen:

$$\begin{aligned} P_i^+ &:= \arg \max P_i(\mathbf{x}) \\ \text{u. d. N. } g_{j0}^- &\leq g_j(\mathbf{x}) \leq g_{j0}^+ \quad \forall g_j \in \mathcal{P} \\ h_k(\mathbf{x}) &= z_k \quad \forall h_k \in \mathcal{Z} \end{aligned} \quad (2)$$

Dabei beschreibt $\mathbf{x}$ den Zustandsvektor, g_j einen beliebigen Pseudo-Messwerte, $\mathcal{P}$ die Menge aller Pseudo-Messwerte, $\mathcal{Z}$ die Menge aller Messgrößen und z den jeweiligen Messwert. Das Messmodell $h(\mathbf{x})$ stellt den analytischen Zusammenhang zwischen Messgröße und Zustandsvektor her. Das Intervall $[g_{j0}^-, g_{j0}^+]$ beschreibt das initiale Unsicherheitsintervall des Pseudo-Messwertes g_j . Durch Minimierung des

selbigen Problems kann die untere Intervallgrenze P_i^- bestimmt werden. Die Beschränkung des Lösungsraumes auf einen zu den Messdaten konsistenten Bereich führt zu einer höheren Genauigkeit des identifizierten Netzzustandes. Dazu müssen allerdings die kontrahierten Unsicherheitsintervalle im Lösungsverfahren der Zustandsschätzung Berücksichtigung finden:

$$\begin{aligned} \arg \min \quad & \sum_{i=1}^m w_i \cdot (z_i - h_i(\mathbf{x}))^2 \\ \text{u. d. N.} \quad & g_j^- \leq g_j(\mathbf{x}) \leq g_j^+ \quad \forall g_j \in \mathcal{P} \\ & P_k(\mathbf{x}) = 0 \quad \forall P_k \in \mathcal{V} \end{aligned} \quad (3)$$

Die Menge $\mathcal{V}$ enthält alle Verzweigungsknoten, bei den bekannt ist, dass keine Leistungsabnahme erfolgt. Bild 1 zeigt das Konzept der mehrstufigen Zustandsidentifikation am Beispiel einer exemplarischen Last mit $P_{\max} = 3,2 \text{ kW}$. Das initiale Unsicherheitsintervall der Verbraucherwirkleistung kann mit $[0 \text{ kW}, 3,2 \text{ kW}]$ angegeben werden. Durch Lösung des Optimierungsproblems nach Gleichung (2) wird eine Kontraktion auf bis $[2,9 \text{ kW}, 3,2 \text{ kW}]$ erzielt, siehe Lastfluss-Szenario 8 im Bild 1. Während der initiale Schätzwert der Wirkleistung deutlich vom wahren Wert abweicht, stimmt der finale Schätzwert, der die kontrahierten Unsicherheitsintervalle berücksichtigt, sehr gut mit dem wahren Wert überein. Hervorzuheben ist, dass der wahre Wert stets im ermittelten Unsicherheitsintervall liegt. Somit kann die obere Intervallgrenze zusätzlich für eine *worst-case* Abschätzung herangezogen werden.

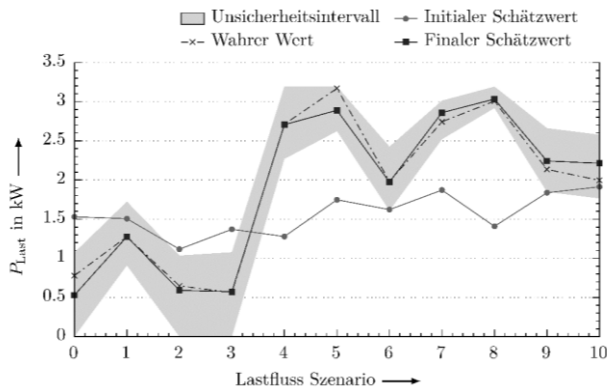


Bild 1: Unsicherheitsintervall, Schätz- und wahrer Wert der Verbraucherwirkleistung für verschiedene Lastfluss-Szenarien

Mit Hilfe des beschriebenen zweistufigen Verfahrens ist es möglich, vorhandene Informationen maximal auszunutzen und trotz der spärlichen Messkonfiguration ein adäquates Netzabbild zu erzeugen.



Jens Werner, Dipl.-Ing.
Betriebserfahrungen zum Feldtest des
Regionalen Virtuellen Kraftwerks

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Virtuelle Kraftwerke (VK) werden zukünftig maßgebend an Bedeutung gewinnen, um dezentrale Anlagen system- und marktgerecht zu betreiben. Aktuell können Anlagen mit einer elektrischen Leistung von etwa 100 kW wirtschaftlich in ein VK eingebunden werden. Dieser Grenzwert wird zukünftig aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung, geringeren Kosten für Kommunikationstechnik sowie neuer Vermarktungsmöglichkeiten sinken. In Kooperation mit der EWE AG betreibt die TU Dresden aktuell ein Regionales Virtuelles Kraftwerk (RVK) in der Region Oldenburg. Ziel hierbei ist es, die praktische Erprobung der Sektorkopplung Strom-Wärme mit hybriden Systemen (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK), Heizstab, Therme) sehr kleiner elektrischer Leistung praktisch zu demonstrieren. Die Systemarchitektur sowie der Feldtest ist umfangreich in [1] und [2] beschrieben. Gesteuert werden die Anlagen durch das RVK-Gateway (RVK-GW), welches lokal Steuerbefehle generiert oder Steuerbefehle aus der Zentrale des VK umsetzt.

Seit Januar 2017 werden die Systeme koordiniert in verschiedenen Testszenarien betrieben. Erste gesammelte Betriebserfahrungen werden nachfolgend diskutiert.

Kommunikationsausfälle:

Im Feldtest zeigte sich, dass die netzwerktechnische Anbindung der verschiedenen RVK-GW von verschiedenen Verfügbarkeiten geprägt ist. Insbesondere Liegenschaften mit Powerline-Communication (PLC) waren von vielen kurzzeitigen Verbindungsabbrüchen betroffen (Dauer bis zu 5 min). Für diese kurzzeitigen Abbrüche ist das geregelte System anfällig, da hierdurch die Anlage im VK als nicht verfügbar gilt ($P_{KWK} = 0W$). Durch den zentralen Regler wird der Fehler ausgeglichen, z.B. eine andere Anlage zugeschaltet. In Verbindung mit minimalen Laufzeiten der KWK kann es zur Übererfüllung kommen, wenn die Anlage wieder zur Verfügung steht.

Leistungsfluktuation:

Die Einspeisung des Systems ist nicht regelbar, was eine Leistungsfluktuation gem. Bild 1 aufgrund zusätzlich angeschlossener Peripherie (Pumpen, Therme, etc.) von bis zu 20 % der Bemessungsleistung der KWK (1kW) bewirkt. Die Fluktuation ist liegenschaftsspezifisch und zeitlich variabel. Eine Korrelation zur Außentemperatur konnte gezeigt werden. Zusätzlich muss der Eigenbedarf des Systems berücksichtigt werden, welcher ebenfalls bis zu 20 % der Bemessungsleistung der KWK betragen kann. Die liegenschaftsspezifische Leistung im Zustand EIN und AUS muss im Planungsprozess zuverlässig vorhergesagt werden, damit eine wirtschaftliche Vermarktung möglich ist. Systematische Fehler sind auszuschließen.

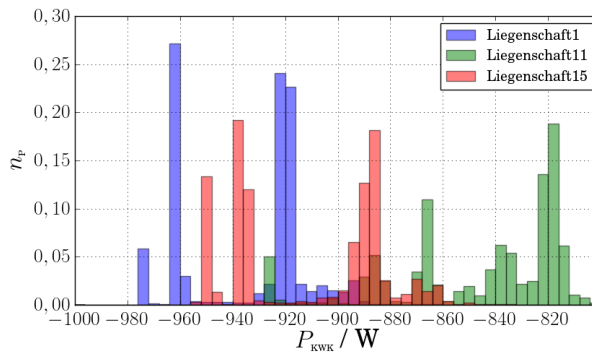


Bild 1: Histogramm der Leistungsverteilung als relative Häufigkeit n_p im Zustand EIN der μ KWK für 3 Liegenschaften

Anlagenrestriktionen:

Für den ordnungsgemäßen Betrieb des RVK müssen Spezifika der Anlagen berücksichtigt werden. Drei wesentliche Restriktionen konnten bestimmt werden: durch Nutzer der Anlage vorgegebene Sperrzeiten für die KWK (Ansteuerung nicht möglich); die Anlaufzeit der KWK sowie kurzzeitige Abschaltungen der KWK aufgrund von Sicherheitsalgorithmen im Regler der KWK.

Regelpotential:

Die Sektorkopplung von Strom-Wärme impliziert hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren, da der Betrieb der Anlagen an den Wärmebedarf und folglich an die Außentemperatur gekoppelt ist. Diese unterscheidet sich in einer Region kaum. Durch diese Gleichzeitigkeit in Verbindung mit dem homogenen VK (gleiche Anlagen) wird das Regelpotential deutlich eingeschränkt. Dies erschwert den Ausgleich von Abweichungen und macht Maßnahmen zur Besicherung des Pools unabdingbar.

Die dargestellten Betriebserfahrungen wirken auf den zuverlässigen Betrieb eines VK. Der Betrieb einer Einzelanlage muss dabei als nicht deterministisch angenommen werden, wodurch sich die Forderung nach ausreichender Resillienz der wirkenden Regler im VK ergibt. Aufgrund der besonderen Spezifika der Anlagen kleiner Leistung, in denen das Nutzerverhalten signifikanten Einfluss auf das Betriebsverhalten hat, muss ein hoher Automatisierungsgrad bei der Bestimmung von Anlagenparametern sowie bei der Systemüberwachung angestrebt werden.

[1] J. Werner *Erprobung des Betriebskonzepts des Regionalen Virtuellen Kraftwerks im Feldtest*. Jahresbericht IEEH, 2016.

[2] J. Werner, P. Schegner, J. Seifert *Erprobung der Sektorkopplung Strom-Wärme im Feldtest des Regionalen Virtuellen Kraftwerks*. 3. Dialogplattform Power to Heat, Berlin, 2017.

3.1.2 Publikationen

Poster

Blanco, A.M.; Meyer, J.; Heimbach, B.; Wartmann, B.; Mangani, M.; Oeschger, M.: *Harmonic, Interharmonic and Supraharmonic Characterization of a 12-MW-Windpark based on field measurements.*
24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Jäschke, C.; Schegner, P.; Mohns, E.; Fricke, S.: *Measuring Harmonics using a Capacitive Current Clamp Sensor.*
Combined final dissemination workshop of SmartGrid-II, FutureGrid and GridSens projects,
Haarlem, Niederlande, 19.-20.04.2017

Jäschke, C.; Stiegler, R.; Schegner, P.: *Frequency Response of a Resistive Voltage Divider for Multifrequency Signals.*
Combined final dissemination workshop of SmartGrid-II, FutureGrid and GridSens projects,
Haarlem, Niederlande, 19.-20.04.2017

Müller, S.; Möller, F.; Klatt, M.; Meyer, J.; Schegner, P.: *Impact of Large-Scale Integration of E-Mobility and Photovoltaics on Power Quality in Low Voltage Networks.*
ETG Congress,
Bonn, Deutschland, 28.-29.11.2017

Müller, S.; Meyer, J.; Schegner, P.: *Black-Box Modeling of PV Inverters for Roof Top Application for Harmonic Studies.*
IEEE Workshop on Electronics Power Transmission and Distribution (ET&D), Aalborg, Dänemark, 07.-09.11.2017

Palm, S.; Schegner, P.; Schnelle, T.: *Measurement and Modeling of Voltage and Frequency Dependences of Low-Voltage Loads.*
IEEE PES General Meeting 2017,
Chicago, Illinois 16.-20.07.2017

Schmidt, M.; Hess, T.; Schegner, P.: *Optimal Measurement Locations Based on Uncertainty Intervals for State Identification in Distribution Grids.*
IEEE PES General Meeting 2017,
Chicago, Illinois, 16.-20.07.2017

Schnelle, T.; Schweer, A.; Schegner, P.:
Islanded operation of modular grids.
24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Vorträge

Bauer, H.:
Unser 5. „Blaues“ Buch – vom ersten Gedanken bis zur Fertigstellung.
Festveranstaltung 125 Jahre VDE Dresden,
07.06.2017 in Dresden

Bauer, H.:
40 Persönlichkeiten in unserem Jubiläumsband 125 Jahre VDE Dresden
80. Sitzung des VDE-Ausschusses „Geschichte der Elektrotechnik“,
24.10.2017 in Frankfurt am Main

Bauer, H.:
Isolationskoordination in Verteilnetzen.
FGH-Seminar „Isolationskoordination“,
25./26.11.2017 in Köln

Bauer, H.:
Isolationskoordination und Überspannungsschutz.
Tagung „Hochspannungsschaltanlagen“,
7./8.11.2017 in Dresden

Blanco, A.M.; Meyer, J.; Heimbach, B.; Wartmann, B.; Mangani, M.; Oeschger, M.:
Harmonic, Interharmonic and Supraharmonic Characterization of a 12-MW-Windpark based on field measurements.
24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Blanco, A.M.; Meyer, J.; Schegner, P.:
Aggregation characteristic of low-order harmonic currents in residential low-voltage networks.
12th IEEE PES PowerTech Conference,
Manchester, 18.-22.06.2017

Domagk M., J. Meyer, M. Hoven, K. Malekian, F. Safargholi, and K. Kuech:
Probabilistic Comparison of Methods for Calculating Harmonic Current Emission Limits.

12th IEEE PES PowerTech Conference,
Manchester, 18.-22.06.2017

Eberl, G. und M. Domagk:

Konzeption, Implementierung und Nutzung von Power Quality Messungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen.

20. Symposium Netzleittechnik/12. Symposium Informationstechnik,
Dresden, 18.-19.10.2017

Gasch, E., M. Domagk, R. Stiegler, and J. Meyer:

Uncertainty Evaluation for the Impact of Measurement Accuracy on Power Quality Parameters.

2017 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS),
Liverpool, 20.-22.09.2017

Jäschke, C.; Schegner, P:

A Model to Compute the Resonance Effects in High Current Instrument Transformers.

IEEE International Magnetics Conference (Intermag) 2017,
Dublin, Irland, 24.-28.04.2017

Krahmer, S.; Kreutziger, M.; Stiegler, R.:

Aspekte der Frequenzregelung sowie spannungs- und wirkleistungsabhängigen Blindleistungsregelung.

VSE-Tagung „Verhalten von umrichtbasierten Erzeugungsanlagen am Netz“,
Lenzburg, Schweiz, 42872, 17.05.2017

Krahmer, S.:

Ergebnisse einer Messkampagne - Beitrag eines Windparks zur Systemstabilität.

VDE AK Verteilnetze,
Flensburg, Deutschland, 13.-14.11.2017

Malekian, K., F. Safargholi, K. Küch, M. Domagk, J. Meyer, and M. Hoven:

Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies.

International ETG Congress 2017,
Bonn, 28.-29.11.2017

Möller, F.:

Unsymmetrie in öffentlichen Niederspannungsnetzen.

POWER QUALITY - Vertiefungsseminar 2017,

Mannheim, Deutschland, 21.-23.02.2017

Möller F.; Müller, S.; Meyer J.:

Impact of Electric Vehicles on Power Quality in Central Charging Infrastructures.

1st E-Mobility Power System Integration Symposium,

Berlin, Deutschland, 23.10.2017

Müller, S.; Möller, F.; Klatt, M.; Meyer, J.; Schegner, P:

Impact of Large-Scale Integration of E-Mobility and Photovoltaics on Power Quality in Low Voltage Networks.

International ETG Congress 2017,

Bonn, Deutschland, 28.-29.11.2017

Nilges, M.; Schegner, P.:

Einfluss verschiedener Geometrieparameter auf das Frequenzübertragungsverhalten von Luftspulenanordnungen.

Dresdener Kreis,

Duisburg, Deutschland, 23.-24.03.2017

Palm, S.:

Inselnetze – Grundlagen und Erkennung.

Workshop zur VDE-Studie "Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen",

Nürnberg, Deutschland, 10.-11.05.2017

Palm, S.:

Bildung und Detektion von elektrischen Inselnetzen.

Cluster-Forum: Stromausfall - Versorgungssicherheit im Inselnetzbetrieb mit dezentraler Einspeisung,

Augsburg, Deutschland, 07.-08.11.2017

Schmidt, M.; Schegner, P.:

Impact of Dependence on State Identification Results in Distribution Grids Using Copula Theory.

NEIS Conference 2017,

Hamburg, Deutschland, 21. - 22.09.2017

Schmidt, M.; Hess, T.; Schegner, P.:

Optimal Measurement Locations Based on Uncertainty Intervals for State Identification in Distribution Grids.

IEEE PES General Meeting 2017,
Chicago, Illinois, 16.-20.07.2017

Schnelle, T.; Schweer, A.; Schegner, P.:

Control of Modular Microgrids by Varying GridFrequency.

12th IEEE PES PowerTech Conference,
Manchester, 18.-22.06.2017

Schnelle, T.; Schweer, A.; Schegner, P.:

Islanded operation of modular grids.

24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Wenzlaff, K.; Meyer, J.; Schegner, P.; Anheuser, M.:

Neue Verfahren zur Detektion von stromstarken Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen.

Albert-Keil-Kontaktseminar 2017,
Karlsruhe, Deutschland, 11. – 13.10.2017

Werner, J.; Seifert, J.; Schegner, P.:

Erprobung der Sektorkopplung Strom-Wärme im Feldtest des Regionalen Virtuellen Kraftwerks.

3. Dialogplattform Power-to-Heat,
Berlin, Deutschland, 15.05.2017

Veröffentlichungen

Bauer, H.:

Isolationskoordination in Verteilnetzen mit Berechnungen für 24-kV-Netze.

FGH-Tagungsband „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“
Köln, 25.-26.11.2017

Bauer, H.:

Isolationskoordination und Überspannungsschutz mit Berechnungen für 123-kV-Netze.

Tagungsband „Hochspannungsschaltanlagen“
Dresden, 7.-8.11.2017

Bärwald, W.; Bauer, H.; Edelmann, H.; Herbrich, G.; Nerger, D.; Schulz, H.; Siegmund, D.:

125 Jahre VDE Bezirksverein Dresden e.V. - Die Gründer und ihre Nachfolger.

Herausgeber: VDE Dresden, ISBN: 978-3-00-056625-7

Blanco, A.M.; Meyer, J.; Schegner, P.:

Aggregation characteristic of low-order harmonic currents in residential low-voltage networks.

12th IEEE PES PowerTech Conference,
Manchester, 18.-22.06.2017

Blanco, A.M.; Meyer, J.; Heimbach, B.; Wartmann, B.; Mangani, M.; Oeschger, M.:

Harmonic, Interharmonic and Supraharmonic Characterization of a 12-MW-Windpark based on field measurements.

24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Bollen, M. H. J.; Das, R.; Djokic, S.; Ciufo, P.; Meyer, J.; Ronnberg, S. K.; Zavoda, F.:

Power Quality Concerns in Implementing Smart Distribution-Grid Applications,

IEEE Transactions on Smart Grid,
vol. 8, no. 1, Januar 2017

Domagk, M., J. Meyer, M. Hoven, K. Malekian, F. Safargholi, and K. Kuech:

Probabilistic Comparison of Methods for Calculating Harmonic Current Emission Limits.

12th IEEE PES PowerTech Conference,
Manchester, 18.-22.06.2017

Gasch, E., M. Domagk, R. Stiegler, and J. Meyer:

Uncertainty Evaluation for the Impact of Measurement Accuracy on Power Quality Parameters.

2017 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS),
Liverpool, 20.-22.09.2017

Grevener, A.; Meyer, J.; Rönnerberg, S.; Bollen, M.; Myrzik, J.:

Survey of Supraharmonic Emission of Household Appliances,
24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Heimbach, B. ; Mangani, M. ; Wartmann, B. ; Oeschger, M. ; Kelm, C. ; Krahmer, S.; Kreutziger, M. ; Schegner, P.:

Contribution of a Wind Farm to Voltage and System Stability: Results of a Measurement Campaign.

24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Jäschke, C.; Schegner, P:

A Model to Compute the Resonance Effects in High Current Instrument Transformers.

IEEE International Magnetism Conference (Intermag) 2017,
Dublin, Irland, 24.-28.04.2017

Jäschke, C.; Schegner, P:

Computing the Coupling Resistances in High Current Instrument Transformers Considering Skin- and Proximity Effect.

IEEE Transactions on Magnetism,
November 2017

Liebermann, C.; Meyer, J.; Schegner, P.; Kleemann, M.:

Zuverlässige Impedanzberechnung für Leiter-Erde-Schleifen.

Netzschutz - Das Magazin für Schutztechniker,
Ausgabe 02/17, 18.09.2017

Malekian, K., F. Safargholi, K. Küch, M. Domagk, J. Meyer, and M. Hoven:

Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies.

International ETG Congress 2017,
Bonn, 28.-29.11.2017

Meyer, J.; Blanco, A.-M.; Domagk, M.; Schegner, P.:

Assessment of Prevailing Harmonic Current Emission in Public Low-Voltage Networks.

IEEE Transactions on Power Delivery,
Volume: 32, Issue: 2, April 2017

Meyer, J.; Blanco, A.-M.; Rönnberg, S.; Bollen, M.; Smith, J.:

CIGRE C4/C6.29: Survey of utilities experiences on Power Quality Issues Related to Solar Power,

24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Meyer, J.; Stiegler, R.; Schegner, P.; Röder, I.; Belger, A.:
Harmonic Resonances in Residential Low Voltage Networks caused by Consumer Electronics,
24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Möller F.; Müller, S.; Meyer J.:
Impact of Electric Vehicles on Power Quality in Central Charging Infrastructures.
1st E-Mobility Power System Integration Symposium,
Berlin, Deutschland, 23.10.2017

Müller, S.; Möller, F.; Klatt, M.; Meyer, J.; Schegner, P.:
Impact of Large-Scale Integration of E-Mobility and Photovoltaics on Power Quality in Low Voltage Networks.
International ETG Congress 2017,
Bonn, Deutschland, 28.-29.11.2017

Nilges, M.; Schegner, P.:
Einfluss verschiedener Geometrieparameter auf das Frequenzübertragungsverhalten von Luftspulenordnungen.
Dresdener Kreis,
Duisburg, Deutschland, 23.-24.03.2017

Palm, S.; Schegner, P.; Schnelle, T.:
Measurement and Modeling of Voltage and Frequency Dependences of Low-Voltage Loads.
IEEE PES General Meeting 2017,
Chicago, Illinois 16.-20.07.2017

Schinke, L.; Beyer, M.; Seifert, J.; Jäschke, C.:
Untersuchungen zum Wärmeübergang und Druckverlust bei der Wärmeauskoppelung an magnetokalorischen Material zur Nutzung in DEC-Klimaanlagen.
GI – Gebäudetechnik in Wissenschaft & Praxis,
Ausgabe 5/17 , Oktober 2017

Schmidt, M.; Hess, T.; Schegner, P.:
Optimal Measurement Locations Based on Uncertainty Intervals for State Identification in Distribution Grids.
IEEE PES General Meeting 2017,
Chicago, Illinois, 16.-20.07.2017

Schmidt, M.; Schegner, P.:

Impact of Dependence on State Identification Results in Distribution Grids Using Copula Theory.

NEIS Conference 2017,

Hamburg, Deutschland, 21. - 22.09.2017

Schnelle, T.; Schweer, A.; Schegner, P.:

Islanded operation of modular grids.

24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),

Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Schnelle, T.; Schweer, A.; Schegner, P.:

Control of Modular Microgrids by Varying Grid Frequency.

12th IEEE PES PowerTech Conference,

Manchester, 18.-22.06.2017

Schwanz, D.; Möller, F.; Rönnberg, S. K.; Meyer, J.; Bollen, M. H. J.:

Stochastic Assessment of Voltage Unbalance due to Single-Phase-Connected Solar Power,

IEEE Transactions on Power Delivery,

Volume: 32, Issue: 2, April 2017

Smith, J.; Rönnberg, S.; Meyer, J.; Blanco, A.-M.; Bollen, M.; Mushamaliirwa, D.; Koo, K.-L.:

Power Quality aspects of Solar Power – results from CIGRE JWG C4/C6.29,

24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),

Glasgow, Scotland, 12.-15.06.2017

Špelko, A.; Blažič, B.; Papič, I.; Pourarab, M.; Meyer, J.; Xu, X.; Djokic, S. Z.:

Overview of Common Methods for Assessment of Harmonic Contribution from Customer Installation.

12th IEEE PES PowerTech Conference,

Manchester, 18.-22.06.2017

Pourarab, M.; Meyer, J.; Stiegler, R.:

Assessment of Harmonic Contribution of a Photovoltaic Installation Based on Field Measurements.

Renewable Energy and Power Quality Journal,

No. 15, April 2017

Waniek, C.; Wohlfart, T.; Myrzik, J.; Meyer, J.; Schegner, P.:
Topology Identification of Electronic Mass-Market Equipment for Estimation of Life-time Reduction by HF Disturbances above 2 kHz,
12th IEEE PES PowerTech Conference,
Manchester, 18.-22.06.2017

Wenzlaff, K.; Meyer, J.; Schegner, P.; Anheuser, M.:
Neue Verfahren zur Detektion von stromstarken Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen.
Albert-Keil-Kontaktseminar 2017,
Karlsruhe, Deutschland, 11. – 13.10.2017

Werner, J.; Seifert, J.; Schegner, P.:
Erprobung der Sektorkopplung Strom-Wärme im Feldtest des Regionalen Virtuellen Kraftwerks.
3. Dialogplattform Power-to-Heat,
Berlin, Deutschland, 15.05.2017

Xu, X.; Collin, A. J.; Djokic, S.; Yanchenko, S.; Möller, F.; Meyer, J.; Langella, R.:
Analysis and Modelling of Power-Dependent Harmonic Characteristics of Modern PE Devices in LV Networks.
IEEE Transactions on Power Delivery,
vol. 32, no. 2, April 2017

3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Elektrische Kontakte und Verbindungen

Untersuchen der Alterung von ruhenden elektrischen Verbindungen in der Elektroenergietechnik seit 35 Jahren:

- Bestimmen der Lebensdauer und der Grenztemperatur stromführender Verbindungen mit beschichteten und unbeschichteten Kontaktpartnern
- Untersuchungen zu den physikalischen Mechanismen der Alterung (Kraftabbau, Interdiffusion, chemische Reaktionen, Reibverschleiß und Elektromigration)
- Modellieren und Berechnen der Alterung stromführender Verbindungen
- Weiterentwickeln von Prüfungen zur elektrischer Alterung von stromführenden Verbindungen für die Anwendung in Normen
- Betriebs- und Langzeitverhalten von Steckverbindungen mit Federelementen für Hochstromanwendungen
- Untersuchen von Armaturen für Hochtemperatur-Freileitungsseile
- Langzeitverhalten und Grenztemperaturen von Ganzbereichssicherungen bei erhöhter Umgebungstemperatur
- Elektrische Eigenschaftsprofile umformtechnischer Fügeverbindungen (z. B. Pressen, Clinchen, Stanznieten)

Hochspannungstechnik

Isolierungen für Hochspannungs-Gleichstromübertragungen:

- Untersuchen des Durchschlagverhaltens von Öl-Papier-Isolierungen
- Ermitteln der Feldverteilung unter Berücksichtigung der Ionendriftvorgänge
- Untersuchen von Druckgasisolierungen bei inhomogenen Temperaturverteilungen
- Dimensionieren von Abschirmelektroden für Freiluftisolierungen

Hochspannungsmaschinenisolierungen:

- Belastung und Lebensdauer der Windungsisolierung bei Impulsspannung
- Experimentelle und theoretische Untersuchungen zum Verhalten des Endenglimmschutzsystems

Untersuchungen zu Elektroimpulsverfahren zur Gesteinszerstörung

Arbeiten unter Spannung

Strombelastbarkeit und Erwärmung

Untersuchen der Strombelastbarkeit und Erwärmung elektrischer Betriebsmittel:

- Experimentelle Untersuchungen zur Erwärmung von Betriebsmitteln der Elektroenergietechnik
- Berechnen des thermischen Verhaltens von Betriebsmitteln der Elektroenergietechnik mit der Wärmenetzmethode
- Grundlagenversuche zum Wärmeübergang in Gasen und Flüssigkeiten
- Berechnen des Wärmeübergangs durch Konvektion in Gasen und Flüssigkeiten mit CFD
- Experimentelle Untersuchungen zur Stromverteilung bei Mehrleiteranordnungen
- Berechnen der Stromverteilung bei Mehrleiteranordnungen im Wechsel- und Drehstromsystem unter Berücksichtigung des Proximity- und des Skin-Effekts

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Elektrische Kontakte und Verbindungen“



Katrin Bäuml, Dipl.-Ing.

**Verhalten elektrischer Kontakte von
normal- und supraleitenden Materialien
bei tiefen Temperaturen abhängig von der
Strombelastung**

Für den Einsatz von REBCO – Hochtemperatur-supraleiter (HTSL), in z.B. supraleitenden Strombegrenzern, ist die Qualifizierung stromführender Verbindungen mit Flächenkontakten bei tiefen Temperaturen ein entscheidendes Merkmal für den sicheren Betrieb im Energieversorgungsnetz. Derzeit werden hauptsächlich blei- und kadmiumhaltige Lote zum Fügen dieser Bandleiter verwendet. Da es seitens der Europäischen Union mit z. B. der RoHS (RoHS = Restriction of Hazardous Substances) [1] Richtlinie Bestrebungen gibt, Kadmium sowie Blei aus industriellen Anwendungen zu verbannen, beschäftigt sich diese Arbeit mit alternativen Fügemethoden. Es wurden daher Verbindungen mit den Fügetechnologien Klemmen, Kleben und RMS-Löten (RMS = reactive nano-meter multilayers) mit unterschiedlichen Materialpaarungen hergestellt und untersucht. Dabei wurden normalleitende Bänder (NL) aus Kupfer (Cu), versilberte Kupferbandleiter (Ag) und HTSL mit Silber- oder Kupferdeckschicht eingesetzt [2]. Tritt ein Kurzschluss im Netz auf, wirken auf die eingesetzten Bandleiter und Verbindungen auch mechanische Kräfte. Um zu untersuchen, ob diese sicher beherrscht werden, wurden Zugversuche (Bild 1) bei Raumtemperatur (RT) und bei der Betriebstemperatur von HTSL Bandleitern, in siedendem flüssigem Stickstoff (LN_2 , $\vartheta_s = -195,8\text{ °C}$) durchgeführt.



Bild 1: Prüfaufbau zur Durchführung der Zugversuche bei a) RT und b) in LN_2

In Bild II wird deutlich, dass die Kupfer- und die versilberten Kupferbandleiter, die eine kubisch-flächenzentrierte Gitterstruktur aufweisen, in LN_2 eine höhere Zugfestigkeit besitzen als bei RT. Dieses Verhalten lässt sich auch bei den

Verbindungen beobachten. Mit den RMS gelöteten Verbindungen konnten ähnliche Festigkeitswerte erreicht werden, wie mit den nicht gefügten Bauelementen.

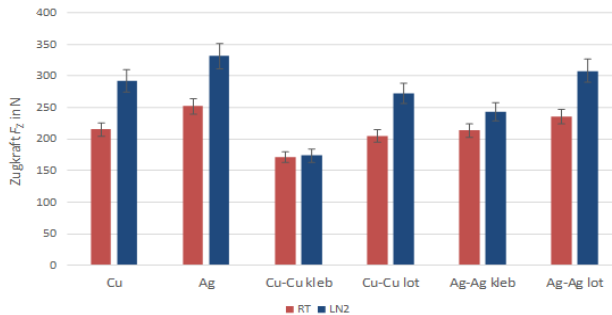


Bild 2: Vergleich der ermittelten mittleren Zugkräfte FZ der NL-Verbindungen zwischen RT und LN₂

Bei den mit HTSL Bauelementen gefügten Verbindungen (Bild III) zeigt sich die erhöhte Zugfestigkeit in LN₂ lediglich bei den RMS gelöteten Verbindungen. Der verwendete Klebstoff für die Verbindungen Variante 2 und 3 hat bei FZ ≈ 620 N seine maximale Bruchkraft erreicht.

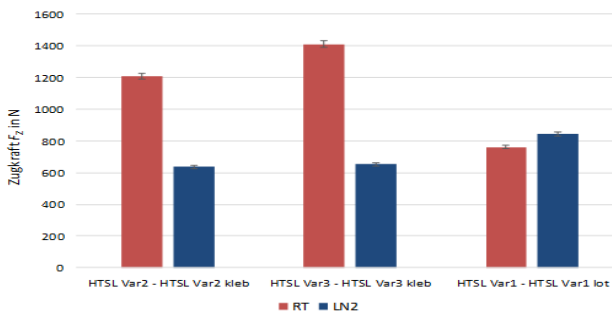


Bild 3: Vergleich der ermittelten mittleren Zugkräfte FZ der Verbindungen mit HTLS zwischen RT und LN₂

Die gemessenen Kräfte können nun mit den auftretenden radialen und axialen Kräften in der praktischen Anwendung im Kurzschlussfall verglichen werden.

- [1] ZVEI.[Online]. <http://www.zvei.org/Themen/GesellschaftUndUmwelt/Seiten/RoHS-Richtlinie.aspx>, (08.02.2016)
- [2] K. Bäuml, A. Ramonat, S. Großmann, Electrical and thermal behaviour of electrical joints with normal- and superconducting materials at low temperatures, ICEC Konferenz, Dresden, 2014



Torsten Fuhrmann, Dipl.-Ing.
Entwickeln zeitstandfester
Aluminiumlegierungen mit
Dispersoiden zum Reduzieren des
Kraftabbaus in stromführenden
Verbindungen der
Elektroenergietechnik

GEFÖRDT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Für die Anwendung von Aluminiumleitern in der Elektroenergietechnik sind derzeit nur zwei Werkstoffe in Form von stranggepressten Stromschienen standardisiert (DIN 40501-2:2005). Erfahrungen zum Langzeitverhalten von stromführenden Schraubenverbindungen mit Stromschienen aus Al 99,5(A) und Al MgSi(B) zeigen bei Betriebstemperaturen von 140 °C (Sammelschienen und Leiter aus Kupfer und Kupferlegierungen - IEC 61439-1:2011) einen starken Abbau der Verbindungskraft (Bild 1), [1], [2], [3]. Damit besteht die Gefahr, dass im Betrieb eine minimale Verbindungskraft unterschritten wird und der elektrische Kontakt ausfällt.

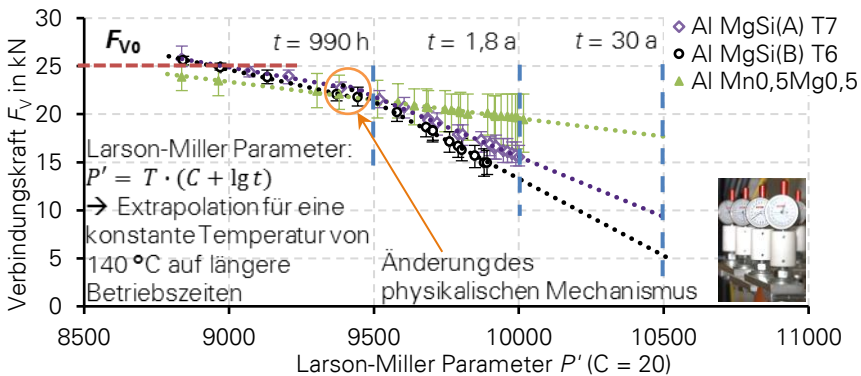


Bild 1: Extrapolierte Verbindungskraft abhängig vom Larson-Miller Parameter von Schraubenverbindungen mit Stromschienen aus Aluminium bei einer Temperatur von 140 °C

In einem geförderten Verbundprojekt wurden in interdisziplinärer Zusammenarbeit mehrere Legierungen mit dispersoidbildenden Legierungselementen Fe, Ni, Mn und Zr entwickelt und untersucht. In Zeitstandversuchen wurde unter anderem die Kriechfestigkeit des Materials und in Langzeitversuchen an stromführenden Schraubenverbindungen mit Stromschienen der Abbau der Verbindungskraft ermittelt [2], [3]. Verbindungen mit Stromschienen aus Al Mn0,5Mg0,5 hatten, im Vergleich zu allen in diesem Projekt untersuchten Werkstoffen, die höchste mittlere Verbindungskraft von 19,5 kN nach zwei Jahren kontinuierlicher thermischer Beanspruchung von 140 °C (Bild 1). In der Darstellung der mittleren Verbindungskraft von je zehn Verbindungen abhängig vom Larson-Miller Parameter wird ein linearer Zusammenhang erwartet. Bedingung dafür ist, dass sich der physikalische Mechanis-

mus der zum Kraftabbau führt während der Versuchszeit nicht ändert. Bei den Verbindungen mit Stromschienen aus Al MgSi wurde eine Änderung des Mechanismus zwischen (500 und 1000) Betriebsstunden festgestellt. In Korrelation mit den Messungen zur Materialhärte (Bild 2) und der elektrischen Leitfähigkeit (Bild 3) deutet das auf eine Materialentfestigung durch das Vergrößern der Mg-Si-Ausscheidungen hin. Wenige große Teilchen führen dabei zu einer höheren elektrischen Leitfähigkeit im Vergleich zu wenigen kleinen im Querschnitt homogen verteilten Teilchen [2].

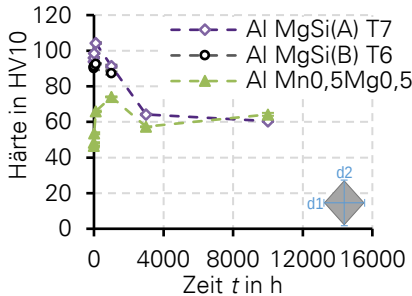


Bild 2: Härte der Legierungen abhängig von der Zeit im Wärmeschrank bei 140 °C

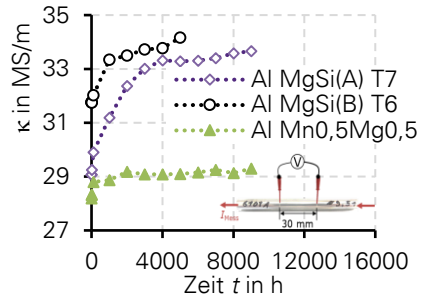
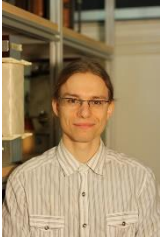


Bild 3: Elektr. Leitfähigkeit κ abhängig von der Zeit im Wärmeschrank bei 140 °C

Beim Aushärten von Al MgSi-Legierungen entstehen die Ausscheidungen zwischen (155 ... 190) °C. Im Vergleich dazu wurde im naturharten Al Mn0,5Mg0,5 indirekt die Bildung von thermisch stabilen Mn-haltigen Dispersoiden in kalorimetrischen Untersuchungen in einem Temperaturbereich zwischen (400 ... 500) °C mit den Messungen der elektrischen Leitfähigkeit und Härte nachgewiesen [2]. Durch die wesentlich höhere Temperatur beim Entstehen von Dispersoiden im Vergleich zu Mg-Si-Ausscheidungen sind diese bei Betriebstemperaturen von 140 °C thermisch stabil. Ziel für die weiteren Untersuchungen ist es mit einem optimierten Homogenisierungsprozess eine Dispersionshärtung im Al Mn0,5Mg0,5 einzustellen, bei der der Werkstoff zusätzlich zur guten Zeitstandfestigkeit die maximale elektrische Leitfähigkeit bei annähernd gleicher Festigkeit im Vergleich zu dem genormten Al MgSi(B) erreicht.

- [1] T. Fuhrmann, et al.: *Langzeitverhalten von optimierten Verbindungssystemen mit Leitern aus Al- und Al-Legierungen bei Temperaturen über 90 °C*. 22. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 2013.
- [2] T. Fuhrmann, et al.: *Entwickeln, Erforschen und Qualifizieren neuer Aluminiumlegierungen für stromführende Verbindungen*. 24. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 2017.
- [3] R. H. Kemsies, et al.: *Effect of Dispersoids on Long-Term Stable Electrical Aluminium Connections*. Materials Science Forum, ISSN: 1662-9752, Vol. 877, pp 409-415, © Trans Tech Publications, Switzerland 2017.



Christian Hildmann, Dr.-Ing.
Einfluss der radialen Abmessungen von
Leiter und Armatur auf das elektrische
Kontaktverhalten von Pressverbindungen

Zum stromführenden Verbinden von mehr-, fein- und feinstdrähtigen elektrischen Leitern haben sich Pressverbindungen seit langem bewährt. Damit Verbindungen dieses Typs generell eine lange Lebensdauer erreichen, ist ein sehr gutes elektrisches Kontaktverhalten entscheidend. Um zu ermitteln, wie dieses von der Konstruktion der Verbindung abhängt, wurden experimentelle Untersuchungen durchgeführt, in denen die radialen Abmessungen der Pressarmatur variiert wurden. Die Geometrie einer Pressverbindung mit gegebenem Leiterseil und Presseinsatz ist dabei mit dem Kompressionsfaktor K_F , dem Passungsfaktor p und der Verbindungslänge vollständig bestimmt (Bild 1).

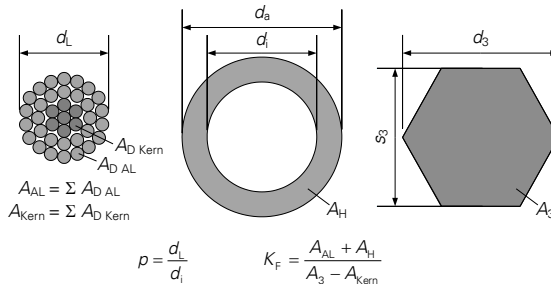


Bild 1: Abmessungen von Leiterseil, Presshülse und Sechskant zum Erläutern des Kompressionsfaktors K_F und des Passungsfaktors p

Als elektrische Leiter wurden ein Aluminium-Stahl- und ein Hochtemperatur-Leiterseil mit geringem Durchhang verwendet. Die Verbindungen wurden gemäß einem Versuchsplan aufgebaut [1]. Mit dem gewählten Aufbau konnte das genaue und reproduzierbare Messen der Verbindungswiderstände gewährleistet werden (Bild 2). Aus den gemessenen Verbindungswiderständen wurden zum Bewerten des elektrischen Kontaktverhaltens die spezifischen Querswiderstände R'_q berechnet. Die Pressverbindungen mit einem hohen Kompressionsfaktor hatten geringere spezifische Querswiderstände mit einer geringeren Streuung (Bild 3). Dieser Zusammenhang wurde für die Verbindungen mit den beiden Leiterseilen gleichermaßen festgestellt. Ein signifikanter Einfluss der untersuchten Werkstoffe der Armatur auf das elektrische Kontaktverhalten der Pressverbindungen wurde nicht ermittelt.

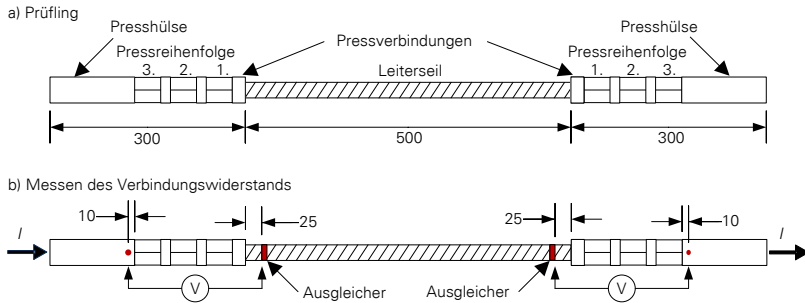


Bild 2: Versuchsaufbau und Messen des Verbindungswiderstands

Dazu unterschieden sich die mechanischen Eigenschaften der Aluminiumwerkstoffe nur wenig [1]. Die geringen Unterschiede im spezifischen Querwiderstand von Pressverbindungen mit Armaturen aus den beiden untersuchten Werkstoffen könnten sich z. B. auch aus unterschiedlichen Fremdschichtwiderständen zwischen den Drähten des Leiterseils ergeben. Das elektrische Kontaktverhalten der untersuchten Pressverbindungen war folglich besser, wenn diese einen hohen Kompressionsfaktor hatten.

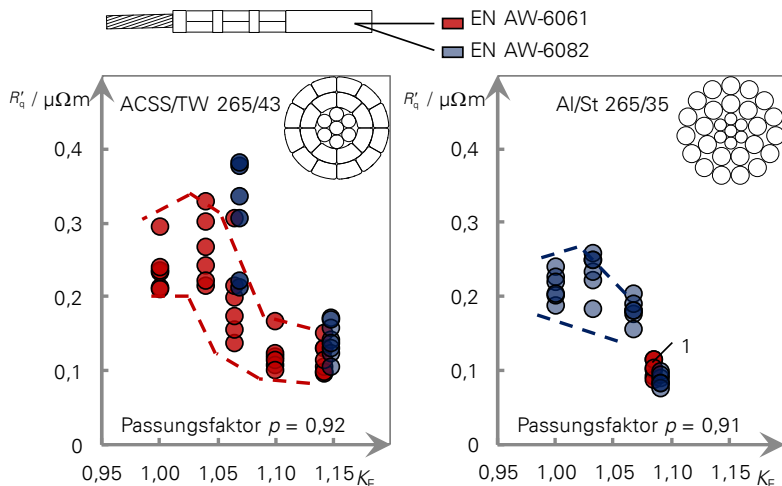


Bild 3: Spezifischer Querwiderstand von Pressverbindungen mit zwei Leiterseilen
1 – Passungsfaktor $p = 0,96$ bei diesen Versuchsreihen

- [1] C. Hildmann: Zum elektrischen Kontakt- und Langzeitverhalten von Pressverbindungen mit konventionellen und Hochtemperatur-Leiterseilen mit geringem Durchhang. Dissertation, TU Dresden, 2017.



Toni Israel, Dipl.-Ing.

**Der Einfluss des Kurzschlussstroms
auf Steck- und Gleitverbindungen mit
Kontaktelementen in der
Hochstromtechnik**

Kontaktelemente werden für steckbare Verbindungen zwischen Betriebsmitteln der Nieder-, Mittel-, und Hochspannungstechnik eingesetzt oder wenn Relativbewegungen zwischen den Anschlussleitern auftreten. Da elektrische Kurzschlüsse in jedem Netz auftreten können, müssen diese Kontaktsysteme den Kurzschlussstrom sicher führen (Bild 1).

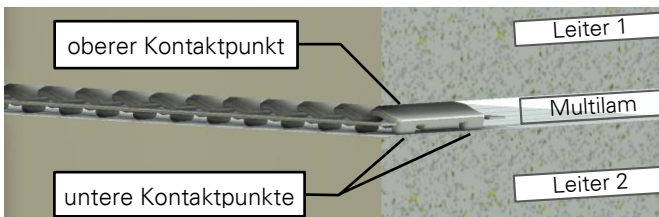


Bild 1: Kontaktsystem mit Kontaktelement (Multilam) zwischen zwei Leitern

Hierzu wurde neben der Erweiterung eines bestehenden Berechnungsmodells ein Versuchsstand aufgebaut, der die Halbwellen-genaue Belastung und Analyse der Kontaktelemente mit hohen Kurzschlussströmen ermöglicht. (Bild 2, Bild 3) [1]



Bild 2: Versuchsaufbau mit Hochstrom-Transformator und Steuerung

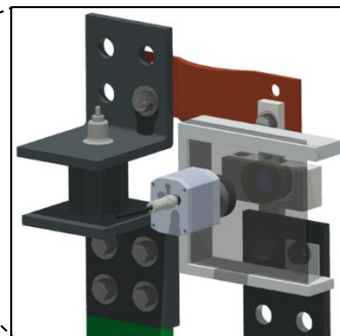


Bild 3: Modell-Kontaktsystem, Wärmebildkamera, Hochstrom-Shunt

Für den Fall des generatorfernen Wechselstrom-Kurzschlusses (Gl. (1)) besteht dieser aus einem abklingenden Gleichanteil und dem Dauerkurzschlussstrom.

$$i_K(t) = \sqrt{2} \left(\underbrace{I_K e^{\left(-\frac{t}{T_g}\right)}}_{\substack{\text{abklingender} \\ \text{Gleichanteil}}} - \underbrace{I_K \cos(2\pi f t)}_{\substack{\text{Dauerkurzschluss-} \\ \text{Wechselstrom}}} \right) \quad (1)$$

Beide Anteile belasten die Kontaktelemente unterschiedlich. Der abklingende Gleichanteil bewirkt einen Stoßstrom (Bild 4), der zur maximalen thermischen Beanspruchung der Kontaktpunkte zwischen Kontaktelement und Leiter (Vgl. Bild 1) führt. Diese Belastung kann leicht so hoch sein, dass die Silberbeschichtung entfestigt. Dies setzt den Kontaktwiderstand um bis zu 50 % herab. [2] Bei noch höheren Stoßströmen besteht schließlich die Gefahr des Verschweißens.

Durch das Entfestigen reduziert sich die während des Dauerkurzschlussstromes (Bild 4) entstehende Verlustleistung. Durch Implementieren dieses Entfestigungsverhaltens in eine numerische Berechnung konnte eine gute Übereinstimmung der gemessenen und berechneten maximalen Temperaturen erzielt werden (Bild 5).

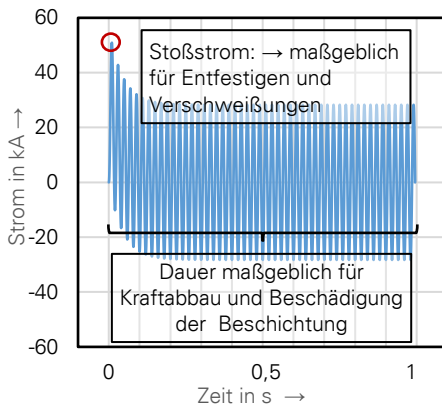


Bild 4: Generatorferner Kurzschlusseintritt
Nulldurchgang ein, $\kappa = 1,8$

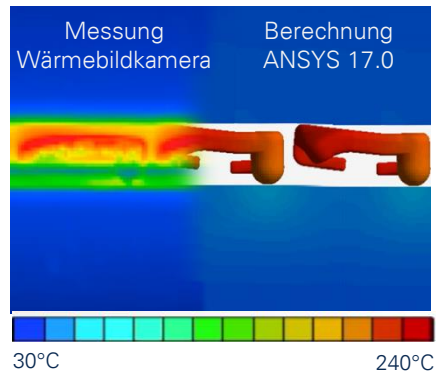


Bild 5: Temperaturverteilung im Kontaktsystem nach 1s Kurzschlussdauer

Das erweiterte Berechnungsmodell ermöglicht es, beim Entwickeln neuer Kontaktsysteme eine genauere Aussage zur Erwärmung und damit zur Schädigung durch den Kurzschluss zu treffen. Ziel ist, hierdurch die Entwicklungszeit zu verkürzen und aufwendige Prototypen-Versuche zum Teil zu ersetzen.

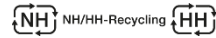
- [1] Gatzsche, M.; Israel, T.; Lücke, N.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.: Grenzen der Gültigkeit des I²t-Kriteriums beim Prüfen der Kurzschlussfestigkeit von Kontaktsystemen. Symposium Connectors 2017, Lemgo, Deutschland, 15.-16.03.2017.
- [2] Israel, T.; Gatzsche, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.: The Impact of Short Circuits on Contact Elements in High Power Applications. 63rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Denver, Colorado, 10.-13.09.2017.



Christian Kühnel, Dipl.-Ing.

Der Einfluss hoher Temperaturen auf das Schaltverhalten von Schmelzleitern für NH-Ganzbereichssicherungen im Bereich kleiner Überströme

Projekt gefördert durch:



NH- Sicherungseinsätze (gG) werden im Niederspannungsnetz in hoher Stückzahl zum Schutz elektroenergietechnischer Betriebsmittel vor Kurzschlussströmen und anhaltenden Überlastströmen eingesetzt. Vor allem im Kontext eines kontinuierlich zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien im modernen Energieversorgungsnetz, führen neue Randbedingungen oftmals zu einer deutlich höheren thermischen Beanspruchung der Sicherungseinsätze im Normalbetrieb. Dies kann eine beschleunigte Alterung der Schmelzleiter zur Folge haben und vor allem die Funktion der Sicherungseinsätze im Bereich kleiner Überströme beeinträchtigen. Dabei ist bisher nicht bekannt, inwieweit sich die zulässige Temperatur des Schmelzleiters im Dauerbetrieb erhöhen lässt, ohne die Funktion des Sicherungseinsatzes unzulässig zu beeinträchtigen.

In aktuellen Untersuchungen werden daher die Auswirkungen einer erhöhten thermischen Beanspruchung im Normalbetrieb auf die Funktion von Schmelzleitern im Grenzbereich zwischen Bemessungsbetrieb und dem Bereich kleiner Überströme untersucht. Dazu wurden an unterschiedlichen Schmelzleitern (Tabelle 1), die in vorangegangenen Langzeitversuchen für 10.000 h bei verschiedenen Temperaturen thermisch beansprucht wurden [1], Erwärmungs- und Schaltversuche an einem vereinfachten Sicherungseinsatz (Bild 1) in einer Modellumgebung durchgeführt.

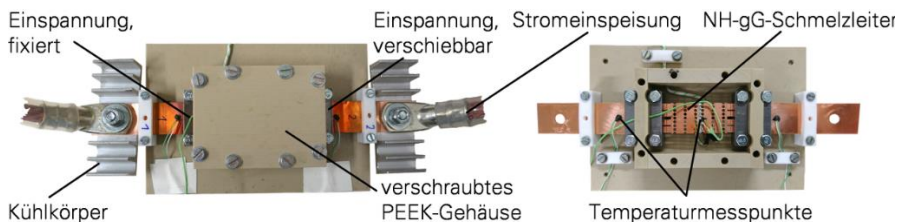


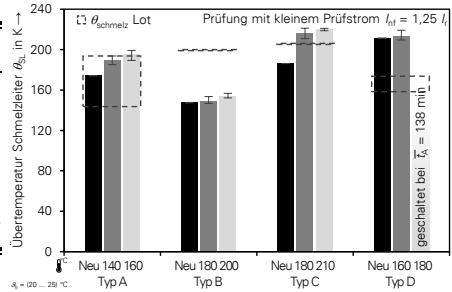
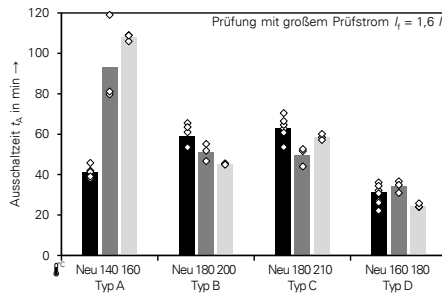
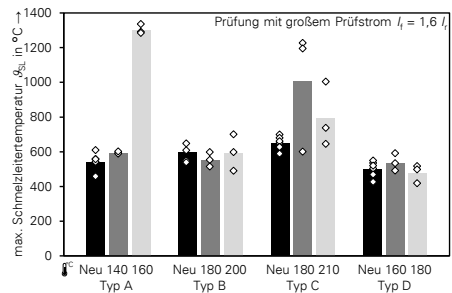
Bild 1: Vereinfachtes Sicherungsmodell für Erwärmungs- und Schaltversuche mit neuen und gealterten NH-gG-Schmelzleitern

Die Funktion der Schmelzleiter wird dabei maßgeblich von der verwendeten Werkstoffkombination beeinflusst. Insbesondere der Lotwerkstoff ist relevant. Es konnte gezeigt werden, dass bereits eine Beanspruchung unterhalb der Soliduslinie des Lotes irreversible Veränderungen der Schmelzleiter verursachen und deren Funktion beeinträchtigen kann. Die Alterung der Schmelzleiter führte dabei sowohl zu Fehlern in Form eines verfrühten Abschaltens (Bild 2, Typ D), als auch zu einem

Schaltversagen, das sich durch deutlich verlängerte Ausschaltzeiten (Bild 3, Typ A) und teilweise signifikant erhöhte Schmelzleitertemperaturen von über 1000 °C (Bild 4, Typ A & C) auszeichnete. Mit den durchgeführten Untersuchungen konnte so der zulässige Temperaturbereich der Schmelzleiter für einen langzeitstabilen Betrieb von Sicherungseinsätzen bereits deutlich eingeschränkt werden [2].

Typ	A	B	C	D
Schmelz-leiter	Cu	Cu, Ag-beschich-tet	Cu	Cu
Lot	SnBiCu	SnAg	SnCu	SnCd
$\vartheta_{\text{Schmelz, Lot}}$ in °C	165 - 215	221	227	180 - 195

Tabelle 1: Untersuchte Schmelzleitertypen


Bild 2: Übertemperatur des Schmelzleiters bei Prüfung mit I_t

Bild 3: Ausschaltzeit bei Prüfung mit I_t

Bild 4: Maximale Schmelzleitertemperatur bei Prüfung mit I_t

Weiterführende Untersuchungen haben zum Ziel, diese in den Modelluntersuchungen hergeleiteten zulässigen Grenztemperaturen für Schmelzleiter in anwendungsbezogenen Langzeitversuchen an realen NH-Sicherungseinsätzen zu bestätigen und zu spezifizieren, um zukünftig Grenztemperaturen für einen zuverlässigen Langzeitbetrieb auch bei hoher thermischer Beanspruchung angeben zu können.

- [1] C. Kühnel, S. Schlegel, S. Großmann *Investigations on the Long-Term Behavior and Switching Function of Fuse-Elements for NH-Fuse-Links (gG) at Higher Thermal Stress*. 6th International Youth Conference on Energy, Budapest, 2017.
- [2] C. Kühnel, S. Schlegel, S. Großmann *Grenztemperaturen für NH-gG-Schmelzleiter im modernen Energieversorgungsnetz*. 24. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 2017.



Marcella Oberst, Dipl.-Ing.
**Einfluss von Diffusionsprozessen auf
 die Alterung stromtragender
 Verbindungen**

Gefördert durch:



Bundesministerium
 für Wirtschaft
 und Energie

aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

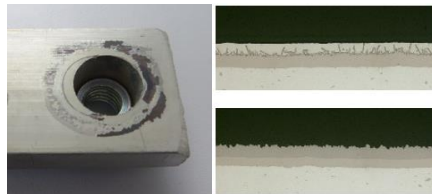
IGF-Vorhaben: 17EWBG

In Photovoltaik- und Windkraftanlagen treten häufig die Materialkombinationen Ag-Sn und Ni-Sn auf. Es werden z.B. in Ganzbereichs-Sicherungen für PV-Anlagen Silberschmelzleiter mit einem Zinnlotdepot eingesetzt. Kommt es durch hohe Temperaturen im Betrieb zu einer Interdiffusion der beiden Materialien obwohl keine Überlast vorliegt, kann es zu einem vorzeitigen Versagen der Sicherung kommen (Bild 1 a).

In Windkraftanlagen werden aufgrund des geringeren Gewichts bei gleicher Stromtragfähigkeit häufig Leiter aus Al eingesetzt. Um die Montage zu erleichtern werden die Kontaktflächen der Verbinder in der Regel verzinkt. Um das Sn auf dem Al haften abzuscheiden, wird insbesondere Ni als Zwischenschicht eingesetzt. Zwischen der Zwischen- und der Deckschicht bilden sich intermetallische Phasen (IMP). Diese können z.B. bei einer Revision der Verbindung zum Abreißen der Beschichtung führen (b).



(a) Gealterte Sicherung



(b) Abreißen der Beschichtung

Bild 1: Schadensfälle durch das Bilden intermetallischer Phasen

Die elektrischen Eigenschaften und Wachstumsparameter der IMP in den Systemen Ag-Sn und Ni-Sn bei Wachstum der Phasen im Temperaturbereich $< 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ sind bisher weitgehend unbekannt. Durch Versuche an beschichteten Blechproben sollen in Kooperation mit dem fem (Forschungsinstitut für Edelmetalle und Metallchemie) zunächst die Wachstumsparameter der IMP beider Systeme bestimmt werden. Außerdem werden phasenreine Proben der IMP hergestellt an denen deren spezifische elektrische Widerstände bestimmt werden sollen.

Im Gegensatz zu den genannten Materialkombinationen wurde für Bimetallverbindungen mit Al und Ag nachgewiesen, dass die IMP nicht hauptsächlich für den Anstieg des Verbindungswiderstands verantwortlich sein können [1]. Stattdessen wurde durch Versuche unter Ausschluss von Sauerstoff in einer Glovebox nachgewiesen, dass Sauerstoff, der aus der Umgebungsluft in die Kontaktfläche

gelangt und mit dem Al reagiert, als wesentliche Ausfallursache gilt. Versilberte und blanke Kontaktpartner (KP) aus Al wurden unter verschiedenen Bedingungen gefügt und anschließend bei einer Temperatur von 115 °C gelagert (Tabelle 1).

Tabelle 1: Untersuchte Varianten der Verbindungen mit versilberten Leitern aus Aluminium

KP 1	KP 2	Montage	Lagerung
Al / Ag	Al / Ag	in Luft	in Luft
Al / Ag	Al	in Luft	in Luft
Al / Ag	Al	in Luft	in Stickstoff
Al / Ag	Al	in Stickstoff	in Stickstoff / in Luft

Unter Inertgas (GB) gelagerte Verbindungen haben deutlich niedrigere Verbindungswiderstände als die in Luft (L) gelagerten (Bild 2). Werden die Verbindungen in Luft montiert, sind die Widerstände geringfügig höher als bei einer Montage unter Inertgas in der Glovebox, da sich zwischen dem Vorbehandeln der Kontaktflächen und dem Fügen Sauerstoff an den Kontaktflächen anlagern kann. Der Großteil der Widerstandserhöhung lässt auf den Sauerstoff aus der Umgebungsluft zurückführen. Dies ist deutlich an der Versuchsreihe zu erkennen, die zunächst in der Glovebox unter Stickstoff und anschließend in Luft gelagert wurde (Bild 2). Erst nach Entnahme aus der Glovebox erhöhten sich die Widerstände stark.

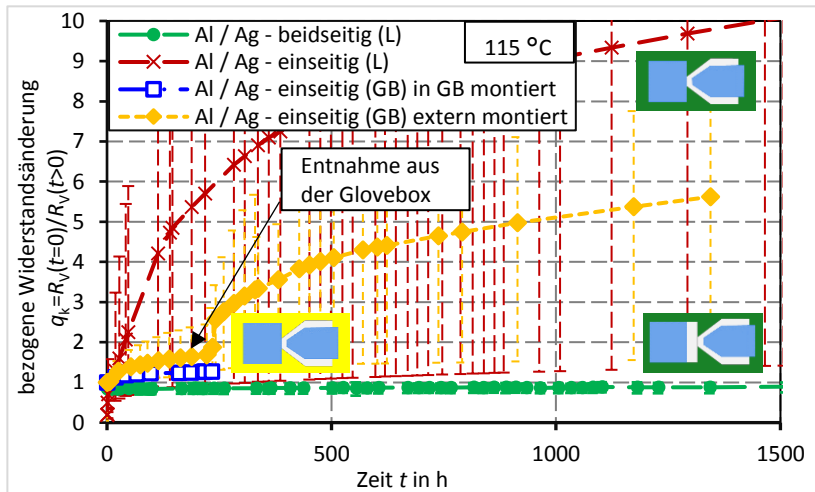
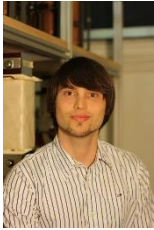


Bild 2: Auf den Ausgangszustand bezogene Widerstandsänderung von Verbindungen mit Leitern aus Al und einem bzw. zwei versilberten Kontaktflächen unter Luft und in Stickstoff

- [1] Pfeifer, S. *Einfluss intermetallischer Phasen auf der Systeme Al-Cu und Al-Ag auf den Widerstand stromtragender Verbindungen im Temperaturbereich von 90 °C bis 200 °C*. Dissertation TU Dresden, 2016.



Alexander Ramonat, Dipl.-Ing.
**Optimierung umformtechnischer
Fügeverfahren zur Kontaktierung
elektrischer Leiter**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

IGF-Vorhaben: 18617BR / 2

Die zunehmende Elektrifizierung im Automobilbau, besonders der Ausbau der Elektromobilität, führen zu neuen Anforderungen an die dort eingesetzten Verbindungen. Die ursprünglich vorrangig mechanisch verwendeten Verbindungen von Karosserieteilen und Masseanschlüssen müssen eine hohen mechanische Festigkeit aufweisen und gleichzeitig in der Lage sein Betriebs- und Fehlerströme über die gesamte Lebenszeit des Automobils sicher zu führen. Zusätzlich sind diese Verbindungen teilweise sehr harschen Umgebungsbedingungen wie z. B. hohen Temperaturen im Motorraum ausgesetzt. Im Automobilbau werden häufig umformtechnische Fügeverfahren eingesetzt (Bild 1). Um Karosserieteile miteinander zu verbinden wird z. B. das Clinchen und Stanznieten genutzt. Masseanschlüsse werden häufig durch das Setzen von Funktionselementen wie Einnietmutter und Stanzbolzen realisiert.

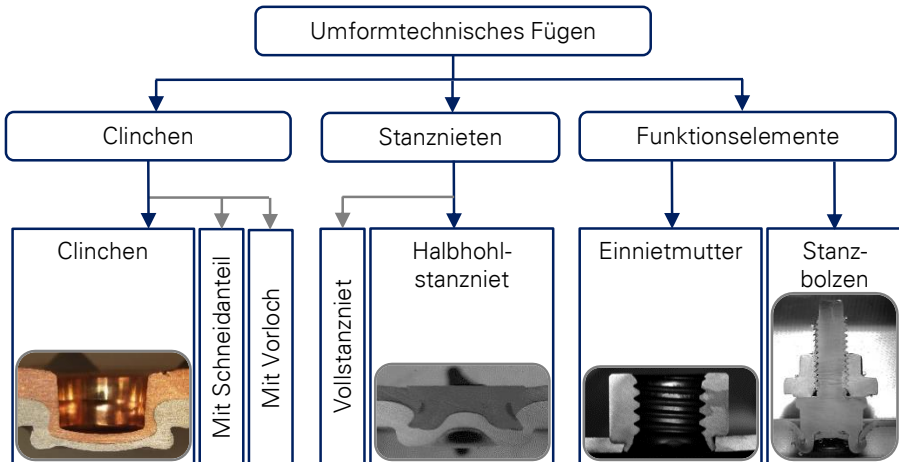


Bild 1: Umformtechnische Fügeverfahren (Auswahl), untersuchte Verfahren bebildert

Diese Fügeverfahren wurden in der Vergangenheit ausführlich hinsichtlich ihrer mechanischen Eigenschaften optimiert. Erste Untersuchungen zu den elektrischen Eigenschaften haben gezeigt, dass bei der Auslegung stromführender Verbindungen ein Kompromiss zwischen mechanischen und elektrischen Eigenschaften notwendig ist [1]. Im Rahmen des Projekts werden die Fügeverfahren daher, unter

Berücksichtigung der mechanischen Eigenschaften, hinsichtlich ihrer elektrischen Eigenschaften optimiert. Damit die Untersuchungen die harschen Umgebungsbedingungen abbilden, wird das Kontakt- und Langzeitverhalten der Verbindungen bei Temperaturen von 120 °C untersucht. Zusätzlich wird das Erwärmungsverhalten der Verbindungen bei Belastung mit Strom berechnet und gemessen.

Am Beispiel von Verbindungen mit Halbhohlstanzniet wird die Kompromissauslegung deutlich (Bild 2). Der mechanisch optimierte lange Niet durchschneidet den oberen Verbindungspartner. Zusätzlich entstehen im Randbereich des Niets nur wenige Mikrokontakte, da die Kontaktpartner nicht abrasiv vorbehandelt wurden, sodass das Fügeelement im Strompfad liegt. Die Gütefaktoren nach dem Fügen streuten stark von $k_U = 3,4 - 11,0$ und wurden bereits nach der Wärmebehandlung des Aluminiums (Festigkeitszustand T4 $\rightarrow$ T6) größer. Die Verbindungen sind nach wenigen hundert Stunden im Wärmeschränk bei einer Temperatur von 80 °C ausgefallen. Wird ein wesentlich kürzerer Niet verwendet, wird der obere Verbindungspartner nicht durchgeschnitten sondern sehr stark umgeformt. Durch die Relativbewegung zwischen den Verbindungspartnern reißen die Oxidschichten auf und es kann sich eine Vielzahl von Mikrokontakten ausbilden. Es wurden Gütefaktoren von $k_U = 1,4 - 1,7$ erreicht, die auch nach der Wärmebehandlung des Aluminiums konstant blieben. Laufende Versuche (ca. 500 h) bei 120 °C im Wärmeschränk zeigen bisher noch keine kritischen Änderungen der Verbindungswiderstände aber teilweise deutliche Tendenzen zu höheren Werten.

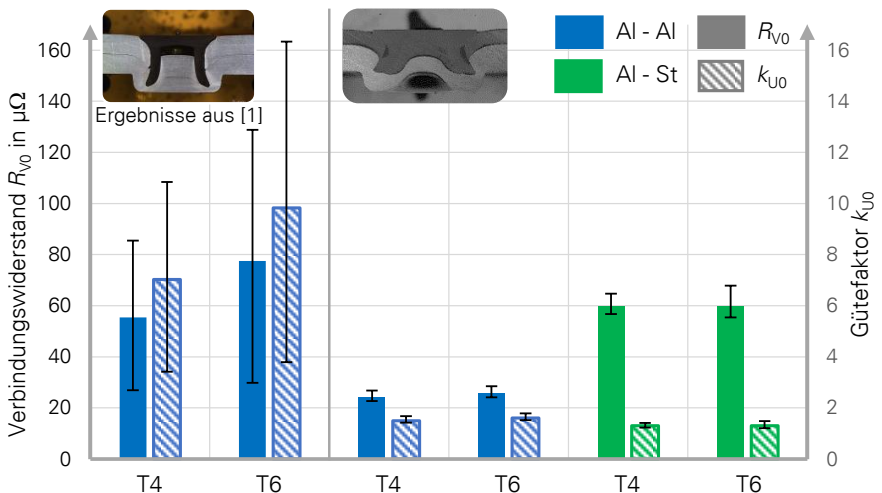


Bild 2: Verbindungswiderstand und Gütefaktor von Verbindungen mit langem (links) und kurzem (rechts) Halbhohlstanzniet nach dem Fügen

[1] U. Füssel, S. Großmann, J. Kalich, S. Schlegel, J. Schmid. *Elektrisches Eigenschaftsprofil umformtechnischer Fügeverbindungen*, EFB Forschungsvorhaben AiF/EFB 16952BF



Stephan Schlegel, Dr.-Ing.
Prüfverfahren für stromführende
Verbindungen in Anwendungen der
Elektroenergietechnik

Die Energiewende und die E-Mobilität führen dazu, dass vorhandene und neue Strukturen des Elektroenergieversorgungsnetzes stärker belastet werden. Es müssen höhere Ströme über längere Zeiten geführt werden. Damit erhöht sich die Verlustleistung und die Temperatur der Betriebsmittel. Besonders stark wirkt sich dies auf die stromführenden Verbindungen aus. Nach zum Teil jahrzehnte langem Betrieb im Bereich von (30 ... 40) % des Bemessungsstroms, müssen nun deutlich höhere Belastungen ertragen werden. Des Weiteren wird klassische Verbindungstechnik in neuen Bereichen angewendet, wie z. B. in Windkraft- und Photovoltaikanlagen oder als Bestandteil von Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

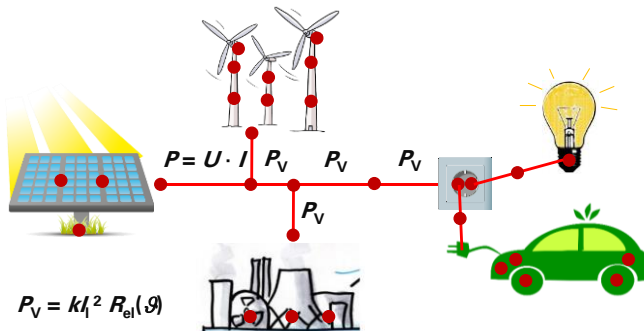


Bild 1: Stromführende Verbindungen (•) im Netz der Elektroenergieversorgung¹

Neue Leitertypen insbesondere im Bereich der mehrdrähtigen Leiter für Kabel aber auch Freileitungen, stellen dabei eine besondere Herausforderung dar. Die Grenztemperatur von Leitern und damit Verbindungen wird zudem immer weiter erhöht. So sind für HTLS-Freileitungsseile Temperaturen über 200 °C zugelassen und es wird im Bereich der Ladesteckverbindungen für Elektrofahrzeuge über bis zu 200 °C diskutiert.

Die in bisher veröffentlichten Standards beschriebenen Prüfverfahren beruhen zum Großteil auf jahrelangen Erfahrungen und sind historisch gewachsen. Gehäufte

¹ Unter Verwendung von Creative Commons-Lizenzen
¹ HTLS – high temperature low sag

Ausfälle in der Praxis zeigen aber, dass Verbindungen, die die Prüfung nach Norm bestanden haben, den realen Anforderungen einiger praktischer Anwendungen nicht mehr gerecht werden. Die sich stark geänderten Anforderungen und Randbedingungen im Betrieb machen es notwendig, die Prüfverfahren anzupassen. Dabei hat sich gezeigt, dass elektrische, thermische und mechanische Prüfungen gekoppelt werden sollten, um reale Belastungen abzubilden und aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten [1]. Es müssen damit der Prüfablauf, die Prüfdauer und die Bewertungskriterien neu überdacht werden. Hierzu wurde bereits ein erfolgreiches Projekt „NOVEL“ durchgeführt, in dem ein Prüfverfahren beschrieben wurde, dass Festlegungen aus gültigen Standards harmonisiert und durch wissenschaftliche Erkenntnisse aus 40 Jahren Forschung ergänzt [2]. Das Wissen insbesondere aus Projekten mit zahlreichen Langzeitversuchen an Armaturen für HTLS-Freileitungen soll nun angewendet werden, um ein Prüfverfahren zu erarbeiten, dass den zuständigen nationalen oder auch internationalen Gremien als Vorlage dienen soll.

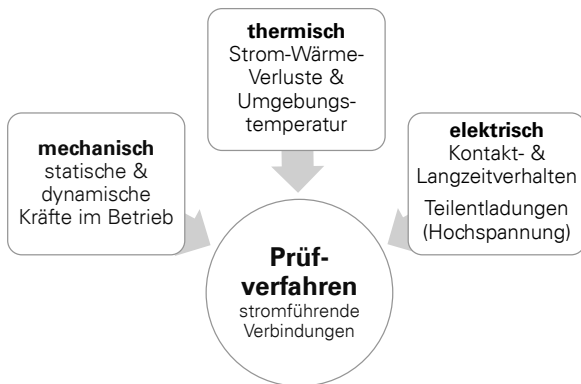


Bild 2: Anforderungen an stromführende Verbindungen

Ziel der Forschung ist es, die Zuverlässigkeit und Sicherheit von hochbelasteten stromführenden Verbindungen im Betrieb zu erhöhen. Diese Betrachtungen erfolgen derzeit gleichermaßen in laufenden Projekten auch für Steckverbindungen, Schraubenverbindungen und für Verbindungen, hergestellt durch umformtechnische Fügeverfahren. Es wird angestrebt, veröffentlichte Ergebnisse zum Kontakt- und Langzeitverhalten von stromführenden Verbindungen für die Standardisierung verfügbar zu machen, damit zukünftige Prüfverfahren der zunehmenden Bedeutung der Elektronenergie gerecht werden.

- [1] Hildmann, C.; Schlegel, S.; Lücke, N.; Großmann, S.; et al: Vergleich genormter elektrischer Alterungsprüfungen für Verbindungen der Elektroenergietechnik mit Erkenntnissen aktueller wissenschaftlicher Untersuchungen. 5. Connector Symposium, Lemgo, 2015.
- [2] Bericht zum BMWi-Projekt (FKZ 01FS13038): Verbundprojekt: Normenkonzept für Verbindungen der Elektroenergietechnik zur Bewertung der Lebensdauer (NOVEL), Teilvorhaben Analyse und Bewerten des Langzeitverhaltens elektrischer Verbindungen. 2016

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Hochspannungstechnik“



Karsten Backhaus, Dr.-Ing.
Bestimmung und Modellierung des
nichtlinearen Steuerverhaltens des
Endenglimmschutzes von
Hochspannungsmaschinen

Das Isoliersystem rotierender Hochspannungsmaschinen erfährt aufgrund der großen Leistungsdichte eine sehr hohe elektrische und thermische Belastung. Dabei besteht das Isoliersystem selbst aus den verschiedenen Bändern für Hauptisolierung, Nutteilglimmschutz und Endenglimmschutz (EGS), welche erst mit der Tränkung und Aushärtung durch ein Isolierharz seine eigentlichen elektrischen, thermischen und mechanischen Eigenschaften erhält.

Im Rahmen der Forschungskooperation mit der VEM Sachsenwerk GmbH werden verschiedene hochspannungsisoliertechnische Aspekte des festen Isoliersystems untersucht. Ein Teilaspekt ist dabei die Schaffung einer kombinierten, experimentell-rechnerischen Methode zur zielgerichteten Dimensionierung des EGS-Systems.

Da die eigentlichen Leitfähigkeitseigenschaften entsprechender EGS-Halbzeuge fertigungsprozessabhängig sind, werden zylindrische Prüfkörper im industriellen Prozess hergestellt. Anhand der Geometrie können die Spannungs-Strom-Messergebnisse von entsprechenden Leitfähigkeitsmessungen in eine feldstärkeabhängige Leitfähigkeit-Kennlinie

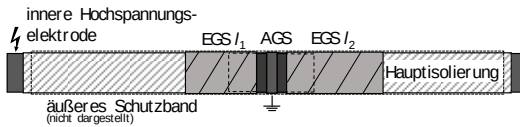
$$\kappa = \frac{ab|\vec{E}|e^{\frac{-c}{|\vec{E}|}}}{\vec{E}} \quad (1)$$

für die Materialien überführt und einer FEM-basierten Feldberechnung zugeführt werden. Anhand des Näherungsansatzes

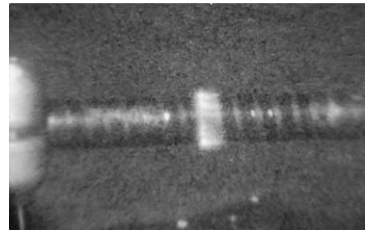
$$0 = ab|\vec{E}|e^{\frac{-c}{|\vec{E}|}} + \epsilon_0 \epsilon_r \frac{\partial |\vec{E}|}{\partial t} \quad (2)$$

können unter Berücksichtigung des gesamten belastenden Gebietes für die dünnen EGS-Schichten sowohl die mittlere Steuerfeldstärke als auch die Länge des steuernden Bereichs berechnet werden.

Die so gewonnenen Ergebnisse stimmen sehr gut mit den experimentell ermittelten Steuerfeldstärken bei Prüfkörpern mit variabler EGS-Länge – Bild 1(a) – bei Wechselspannungsbelastung in überein.



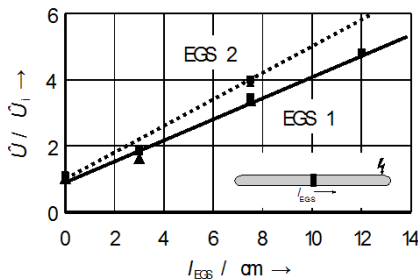
(a) Schema: Prüfling



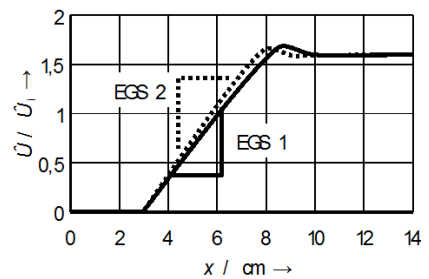
(b) Entladungseinsatz am EGS-Ende

Bild 1: Schema und Beispiel des Teilentladungsverhaltens der Prüflinge

Wird der äußere Teilentladungseinsatz für die jeweiligen unterschiedlichen EGS-Längen bestimmt – Bild 1(b) –, kann dabei auf die mittlere Steuerfeldstärke des jeweiligen EGS-Systems rückgeschlossen werden – Bild 2(a).



(a) Experimentell ermittelte Einsetzspannung



(b) berechnete Potential- und Feldstärkeverteilung

Bild 2: Vergleich der experimentell ermittelten und der exemplarisch berechneten Spannungsverteilungen für zwei verschiedene EGS-Systeme (Normierung auf Einsetzspannung ohne EGS)

Zukünftig soll diese Methode auf Impulsspannungsbelastung übertragen werden, welche bei Umrichter-Betrieb auftritt. Dabei ändert sich die Gesamtimpedanz des Systems in verschiedener Hinsicht. Zum einen vergrößern sich bei höherer Frequenz die kapazitiven Verschiebungsströme durch die Hautisolierung, welche im Endenglimmschutz selbst höhere resistive Verluste erzeugen. Zum anderen führt eine höhere Temperatur des Siliziumcarbid-Harz-Verbundes zu einer Abnahme der elektrischen Leitfähigkeit im EGS. Beide Effekte bewirken eine größere Steuerfeldstärke in der umgebenden Luft.



Tobias Gabler, Dipl.-Ing.

**Durchschlagexperimente zum Nachweis
eines ladungsträgerbasierten Modells zur
Beschreibung des dielektrischen Verhaltens
von Öl-Papier-Isolierungen bei
Gleichspannungsbelastung**

Isolierwerkstoffe werden nach aktuellem Stand der Technik mit Hilfe eines *RC*-Netzwerkmodells nachgebildet, um deren dielektrisches Verhalten beschreiben zu können. Jedoch zeigten sich in Voruntersuchungen Diskrepanzen zu diesem Modell, welche nur mithilfe eines ladungsträgerbasierten Modells erklärt werden können [1]. Dieses ladungsträgerbasierte Modell beschreibt die Generation, die Drift sowie die Rekombination der verschiedenen Ladungsträgerspezies im Öl sowie deren Einfluss auf die Feldstärkeverteilung im System. Mithilfe des nichtlinearen Gleichungssystems nach *Poisson-Nernst-Planck* (PNP) kann diese physikalische Modellvorstellung nachgebildet werden [2]. In vorangegangenen Arbeiten wurde bereits gezeigt, dass sich zwischen den Modellvorstellungen nach *RC* und PNP signifikante Unterschiede in der Feldstärkeverteilung ergeben. Entsprechend durchgeführte Durchschlagsversuche bestätigten ebenfalls, dass die durch diese Ladungsträger beeinflusste Feldstärkeverteilung zu berücksichtigen ist [1].

Vor diesem Hintergrund sind an einer planparallelen Plattenanordnung weitere Durchschlagexperimente durchgeführt worden, um das ladungsträgerbasierte Modell weiter zu verifizieren. Dabei wurden unter anderem Anordnungen mit zwei eingeschobenen Papierbarrieren, drei Ölspalten und blanken Elektroden untersucht (Bild 1) [3]. Da sich in den Untersuchungen ein starker Einfluss des umgebenden Ölvolumens auf die Ergebnisse zeigte, wurde die Anordnung mit einer Barriere aus Transformerboard umschlossen (Bild 2) [1, 3].

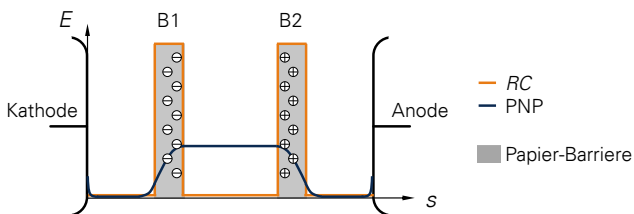


Bild 1: Qualitative Feldstärkeverteilung nach PNP und RC für die Anordnung mit zwei eingeschobenen Papierbarrieren und drei Ölspalten unter Gleichspannung [3]

Entsprechend des ladungsträgerbasierten Modells werden die Papierbarrieren aufgrund der geringeren Mobilität der Ladungsträger im Papier mit Ladungsträgern angereichert. Da diese Ladungsträger dieselbe Polarität besitzen wie die blanken Elektrode desselben Ölspaltes, werden die äußeren Ölspalte entlastet und der

mittlere Ölspalte entsprechend stärker belastet. Somit sollte sich in den Ergebnissen der Durchschlagversuche zum einen eine starke Abhängigkeit der Durchschlagsspannung von der Größe des gesamten Ölspaltes der Anordnung einstellen. Zum anderen sollten die Durchschlagsspannungen nahezu unabhängig von den äußeren Ölspalten sein.

Um diese beiden Effekte nachzuweisen, wurden drei Anordnungen gewählt, in denen zuerst alle Ölspalte verändert und anschließend nur die äußeren Ölspalte verringert wurden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Gewählte Ölspalte der Versuchsanordnungen (VA) mit drei Ölspalten nach Bild 1

VA	$s_{\text{Kat-B1}}$	$s_{\text{B1-B2}}$	$s_{\text{B2-An}}$
A	1 mm	1 mm	1 mm
B	3 mm	3 mm	3 mm
C	1 mm	3 mm	1 mm

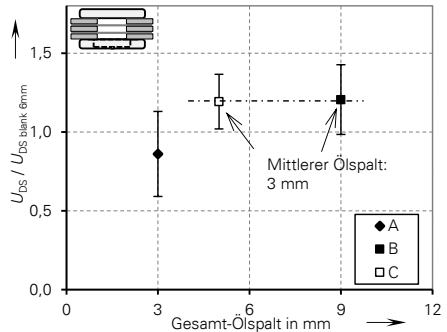


Bild 2: Durchschlagsspannungen der Anordnung mit blanken Elektroden und drei Ölspalten [3]

Die Ergebnisse der Durchschlagversuche können diese ladungsträgerbasierte Modellvorstellung weiter bestätigen (Bild 2). Werden alle drei Ölspalte vergrößert, stellen sich ebenfalls größere Durchschlagsspannungen ein (vgl. VA A – B). Dies zeigt, dass die größte Beanspruchung in den Ölspalten und nicht im Papier auftritt. Des Weiteren kann gezeigt werden, dass eine Verringerung der äußeren Ölspalte keine Verringerung der Durchschlagsspannung mit sich bringt (vgl. VA B – C). An dieser Anordnung werden entsprechend der Modellvorstellung die äußeren Ölspalte entlastet, weshalb sich die größte Beanspruchung im mittleren Ölspalt einstellt (vgl. Bild 1). Diese Ergebnisse stehen somit im direkten Widerspruch zur RC-Modellvorstellung, da diese eine weitaus stärkere Beanspruchung in der Papierbarriere und somit keine Abhängigkeit vom Ölspalt zeigen würde. [3]

- [1] Gabler, T.; Backhaus, K.; Speck, J.; Großmann, S.; Fritsche, R.: *Untersuchungen zum ladungsträgerbasierten Durchschlagverhalten von Öl-Papier-Isolierungen bei Belastung mit hoher Gleichspannung*. VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin, 2016.
- [2] Backhaus, K.: *Das dielektrische Verhalten der Öl-Papier-Isolierung bei Belastung mit hoher Gleichspannung*. Dissertation, TU Dresden, 2016
- [3] Gabler, T.; Backhaus, K.; Speck, J.; Großmann, S.; Fritsche, R.: *Experimental Validation of the Charge Carrier-based Modelling of Oil-Paper-Insulations at high DC Voltage Stress*. 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, 2017



Thomas Götz, Dipl.-Ing.

**Grundlegende Untersuchungen zum
Teilentladungsverhalten in Gas-Feststoff-
Isoliersystemen unter
Gleichspannungsbelastung**

Projekt gefördert durch:
DFG Deutsche
Forschungsgemeinschaft

Die verlustarme Energieübertragung über weite Entfernungen, die Anbindung von Offshore-Windparks an das bestehende Netz und andere Anwendungen erfordern es, kleinräumige gasisolierte Schaltanlagen (GIS) und gasisolierte Leitungen (GIL) auch für den Gleichspannungsbetrieb zu realisieren.

Die Basis für eine unterbrechungsfreie Energieversorgung ist der sichere Betrieb der Energieversorgungsinfrastruktur. Metallische Störstellen, welche während des Betriebs entstehen oder während der Montage in Anlagen zurückbleiben können, führen zu Teilentladungen (TE) im System, die die Festigkeit der Isolierung maßgeblich herabsetzen. Demnach muss das Verhalten von TE bei kurzzeitiger (Kurzzeitverhalten), aber auch während einer dauerhaften Spannungsbelastung (Langzeitverhalten) bekannt sein, um eine

hohe Versorgungszuverlässigkeit sicherstellen zu können.

Bei Gleichspannungsbelastung haben die Bildung von Raum- und Oberflächenladungen, die gerichtete Bewegung von Ladungsträgern und der Übergang zu einem leitfähigkeitsbedingten Feld einen signifikanten Einfluss auf das TE-Verhalten. Dadurch kann es zu einer Veränderung der Einsetzspannung, zum Verlöschen und Wiederzünden der Entladung im Zeitraum von Minuten oder Stunden und zu Veränderungen der Entladungsart kommen. Weitgehend unbekannt ist auch, welche optischen und elektrischen Charakteristika TE bei Gleichspannungsbelastung in Gasen und Gas-Feststoff-Isoliersystemen aufweisen.

Abgeleitet aus den Erfahrungen der Vorarbeiten ist das Ziel des Projektes, das von der Dauer der Beanspruchung bestimmte Entladungsverhalten abhängig von Isoliergasdruck, elektrischer Feldstärke und Spannungspolarität bei Gleichspannungsbelastung grundlegend zu verstehen. Die Beantwortung der folgenden Fragen soll dabei im Mittelpunkt der Untersuchungen stehen:

1. Welche optischen und elektrischen Charakteristika weisen die Entladungen auf?
2. Welchen Einfluss haben Raum- und Oberflächenladungen auf die Stabilität und den Einsatz der Entladung?
3. Verändert sich das TE-Verhalten bei dauerhafter Spannungsbelastung durch die Aufladung von Isolierstoffoberflächen und den kapazitiv-resistiven Übergang?
4. Welche prinzipiellen Möglichkeiten der Identifikation von TE bestehen bei Gleichspannungsbelastung?

Basierend auf den durchgeführten, orientierenden Versuchen soll das TE-Verhalten systematisch und reproduzierbar erforscht werden. Dazu wird eine grundlegende Elektrodenanordnung mit und ohne Isolierstoffgrenzfläche in einem gekapselten Versuchsgefäß verwendet. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen eine Weiterentwicklung der für alle Gase allgemein gültigen Modelle zur Entladungsbildung ermöglichen, indem die nur bei Gleichspannungsbelastung auftretenden Effekte mit einbezogen werden. Die Charakterisierung der TE erfolgt durch die zeitsynchrone Messung und Auswertung von leitungs- und feldgebundenen elektrischen Größen im Zeit- und Frequenzbereich, was eine wesentliche methodische Neuerung gegenüber den bisher durchgeführten Untersuchungen darstellt. Dadurch wird sichergestellt, dass anhand der Untersuchung eines breiten Frequenzspektrums (Bild 1) die physikalischen Phänomene besser verstanden werden können.

Die Untersuchungsergebnisse sollen Rückschlüsse auf TE-Charakteristika erlauben, die eine sichere Detektion und Identifikation von Störstellen in Gas-Feststoff-Isoliersystemen bei Gleichspannung ermöglichen.

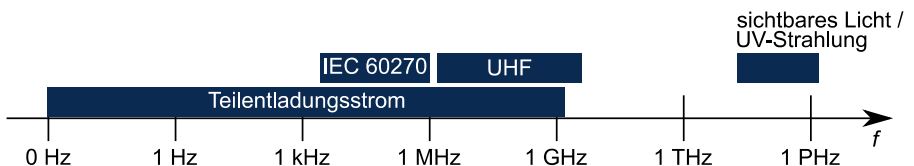


Bild 1: Abdeckung des Frequenzbandes zur Charakterisierung der Entladung

Das Projekt, gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) (Projekt-nummer 379542208) beginnt im November 2017. Die Projektlaufzeit beträgt 36 Monate.



Khaled Arafa Aly Helal, M.Sc.

Partial discharge characteristics in oil-paper insulation system due to presence of small gas cavities.

The presence of small cavities in the insulation system can be considered as one of the most dangerous problem that may occur to this insulation system. PD can take a place when the electric stress on the cavity exceed its inception stress limit. According to Paschen's law; this inception electric stress is depending on the geometry of the cavity and the pressure inside this cavity [1].

It has been emphasized that the drift of charge carriers needed to be taken into account when describing the dielectric behaviour of oil-paper insulation system under the effect of DC voltage electric stress [2].

This research aims to identify the differences between the PD characteristics under the effect of either AC or DC electric stress in presence of such a defect in oil-paper insulation system.

The gas bubble has been artificially initiated between two parallel polished brass electrodes by a syringe. The volume of the cavity is changed between (0.1, 0.2, 0.3, and 0.4) ml. Figure 1 shows a sketch of the electrode arrangement that has been used in the following tests.

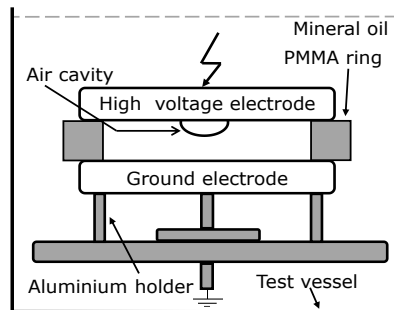


Fig 1: sketch of the electrode arrangement

The relation between the voltage level, test timing, and recorded PD activities in the presence of 0.4 ml cavity when HVDC is applied is illustrated in figure 2. The oil gap between the electrodes is 20mm. It is clear that no stable partial discharge is detected before the explosion of the gas cavity that completely bridges the oil gap distance and consequently a complete breakdown occurs to the whole insulation

system. This breakdown take place to the main cavity regardless of the applied voltage is DC or AC.

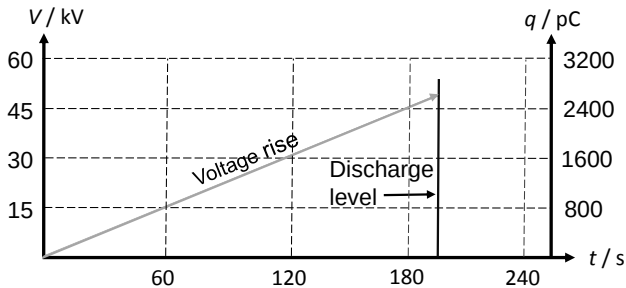


Fig 2: Recorded 0.4 ml cavity discharge under the effect of DC stress.

The recorded discharge event shown in Fig.3 illustrate that there is a big difference between the discharge level recorded in cases of HVDC and HVAC. The magnitude of the discharge pulse in DC case is extremely higher than its value in AC case. This remarkable difference take place regardless of the cavity volume.

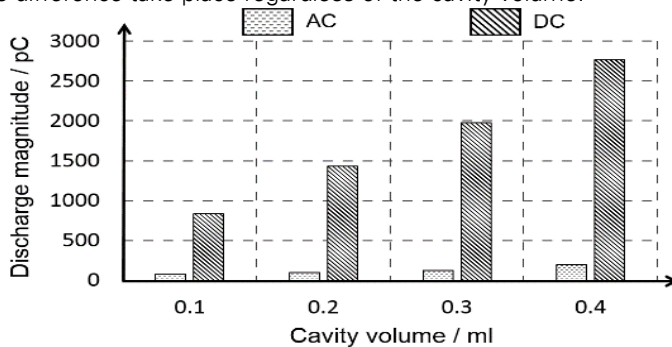


Fig. 3: Comparison between discharge magnitude levels in cases of AC and DC electric stresses.

- [1] G. Bhuvaneswari, B. C. Mahanta, *Analysis of Converter Transformer Failure in HVDC Systems and Possible Solutions*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 24, No. 2, April 2009.
- [2] K. Backhaus J. Speck1, S. Großmann, T. Fritze, R. Fritsche, M. Schenk, *Dielectric Strength and Conductivity Behavior of Oil-Paper Insulation*, XVII International Symposium on High Voltage Engineering, Germany, 2011.



Matthias Voigt, Dipl.-Ing.

**Entwicklung und Erprobung eines
Bohrkopfs auf Basis des Elektro-Impuls-
Verfahrens (EIV) und Untersuchung des
Zündverhaltens von Funkenstrecken**

Projekt gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Im Rahmen eines Förderprojekts des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird ein Bohrsystem entwickelt, welches auf dem Elektro-Impuls-Verfahren (EIV) basiert [1] und mit dem Bohrungen in Hartgestein bis in eine Tiefe von 5000 m durchgeführt werden können. Ziel des Vorhabens ist es, Hartgestein effizienter abzutragen als mit konventionellen Bohrsystemen, um beispielsweise Geothermiebohrungen kostengünstiger abzuteufen.

Nach erfolgreichen Labortests wird das entwickelte Bohrsystem, bestehend aus Bohrkopf und Antriebsstrang, im dritten und vierten Quartal 2017 in-situ auf dem Campus der TU Bergakademie Freiberg getestet – Bild 1.



Bild 1: Modell des Bohrsystems und in-situ-Versuchsstand an der TU Freiberg

Das Antriebssystem des Bohrkopfs generiert die notwendige elektrische Energie direkt im Bohrloch aus der kinetischen Strömungsenergie der Bohrspülung, die primär benötigt wird, um das abgetragene Gestein (Cuttings) aus dem Bohrloch zu transportieren. Die erzeugte dreiphasige Wechsellspannung wird hochtransformiert und gleichgerichtet, um den Impulsspannungsgenerator zu versorgen. Am Ausgang des Generators wird die Impulsspannung über eine speziell geformte Elektrode durch das Gestein zum Bohrstrang (Masse) geleitet. Die Einzelkomponenten des Bohrsystems sowie die Bohranlage wurden innerhalb des Projekts durch die TU Dresden und deren Kooperationspartner entwickelt und gefertigt.

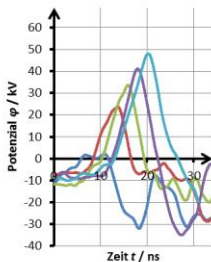
Neben den Untersuchungen zum Durchschlagmechanismus in Gestein und der Entwicklung des Bohrsystems wird das Zündverhalten des Impulsspannungs-

generators erforscht. Um die thermischen Energieverluste möglichst gering zu halten, wurden die Ladewiderstände durch Ladeinduktivitäten ersetzt. Aufgrund des geringen Bauraums und der einzuhaltenden Isolierabstände sind die Elektrodenabstände zudem sehr klein gehalten. Dies hat jedoch zur Folge, dass es unter Druckgas (Stickstoff) zu Fehlzündungen im Generator kommen kann. An einem Probe-Impulsspannungsgenerator wurden die Spannungsverhältnisse an den einzelnen Funkenstrecken mithilfe eines ohmschen Spannungsteilers messtechnisch erfasst – Bild 2. Um hochfrequente kapazitive Einkopplungen zu unterdrücken, wurde der Teiler geschirmt.

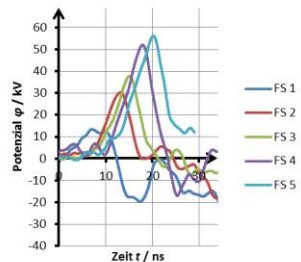


Bild 2: Impulsspannungsgenerator und geschirmter Messteiler

Die Potenzialverhältnisse an den Hochspannungs- und Erdelektroden der ersten fünf Funkenstrecken sind in Bild 3 dargestellt.



(a) Hochspannungspotenzial



(b) Erdpotenzial

Bild 3: Potentiale der ersten bis fünften Funkenstrecke

Die Ladespannung betrug im Versuch etwa 10 kV. Es ist ersichtlich, dass die Funkenstrecken zeitlich gestaffelt zünden. Das Durchzünden der einzelnen Funkenstrecken hebt das Potenzial der darauf folgenden Funkenstrecken gegenüber der Erde an. Zudem wird die Spannung über den Funkenstrecken erhöht, so dass ein gestaffeltes Zünden erfolgt.

Mithilfe eines *RLC*-Netzwerkmodells wurde dieses Verhalten verifiziert.

- [1] Advanced Evaluation and Research of Electric Impulse Technology – from laboratory to practice – drilling under borehole like conditions. Celle Drilling, Celle, 12.09.2016

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Strombelastbarkeit und Erwärmung“



Maher Bakka, M. Eng.

**Untersuchungen zur elektrischen
Festigkeit ultrahochfesten Betons**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Um Elektroenergie über große Entfernungen mithilfe von Trassen geringen Flächenbedarfs transportieren zu können, bieten sich Kompakt-Freileitungs-masten aus ultrahochfestem Beton (UHPC) an. Bisher ist das elektrische Verhalten von UHPC unter Belastung mit Hochspannung noch nicht bekannt. Speziell die Erkenntnisse über das Durchschlagverhalten und die elektrische Festigkeit von ultrahochfestem Beton sind international bisher noch nicht ausreichend erforscht und aufgrund der individuellen Zusammensetzung nicht allgemein beschreibbar. Anhand von Probekörpern werden experimentelle Untersuchungen durchgeführt, um umfassende Kenntnisse über das Isoliervermögen und Verhalten bis zum Durchschlag zu erhalten.

Es wurde ein Versuchstand mit einer Hochspannungsanlage und geeigneten Messgeräten konzipiert (Bild 1) Um die zylindrische Scheibe als Probekörper im homogenen Feld mit Hochspannung belasten zu können, wurden Borda Elektroden verwendet [1].

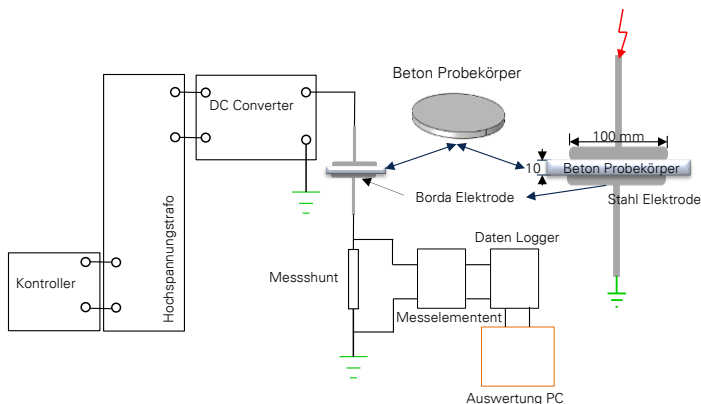


Bild 1: Die Schaltungsskizze für Spannungssteigerungsversuch der UHPC Proben

Es wurde die Durchschlagspannung bei verschiedenen Proben gemessen, wobei die Proben beim Durchschlag zerstört wurden. Mithilfe der Spannungssteigerungsversuche wurde die elektrische Festigkeit ermittelt (Bild 2) [2].

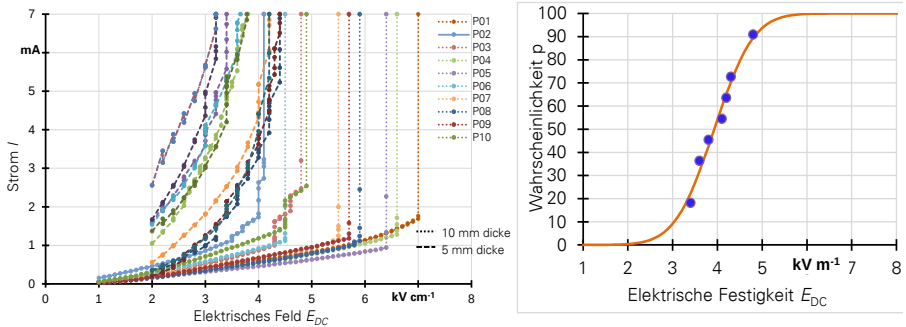


Bild 2: Strom in Abhängigkeit von der Stufe der Feldstärke gemessen an Prüfkörpern

Bild 3: Verteilungsfunktion der elektrischen Festigkeit

Aus den Verläufen der Spannungssteigerungsversuche und aus weiteren Voruntersuchungen kann der Prozess, der zum Versagen des Betons in seiner Eigenschaft als Isolierstoff führt, als Wärmedurchschlag identifiziert werden. Aufgrund der hohen elektrischen Leitfähigkeit (geringer elektrischer Widerstand im Vergleich zu typischen Isolierstoffen) und der Polarisation fließt Strom durch den Beton. Durch den Stromfluss entstehen Wirkleistungsverluste, die zur Erwärmung des Betons führen. Die Leitfähigkeit wird mit zunehmender Temperatur größer. Ist die Wärmeabgabe des Betons an die Umgebung gleich der erzeugte Wärme ergibt sich eine stationäre Temperaturverteilung. Ist die erzeugte Wärme größer als die abgegebene, so kommt es zur weiteren Erwärmung bis die Leitfähigkeit des Betons so groß ist, dass ein leitfähiger Kanal zwischen den Elektroden entsteht. Das Isolierstoffvolumen und die Isolierstoffstruktur (Inhomogenität des jeweiligen Prüfkörpers) haben deutliche Auswirkungen auf die Leitfähigkeit und begünstigen die Entwicklung des Wärmedurchschlages. Aufgrund der starken Inhomogenität ergibt sich eine große Exemplarstreuung. Die statistische Auswertung der Versuche erfolgt anhand der Größen arithmetischer Mittelwert und Spannweite. Die in den Spannungssteigerungsversuchen ermittelten elektrischen Festigkeiten bei Gleichspannungsbelastung zeigen jeweils eine Normalverteilung. Aus der Verteilungsfunktion der gemessenen elektrischen Festigkeiten werden die 10 %-Quantil ermittelt (Bild 3). Diese dienen als Maß für das Isoliervermögen des Betons bei der entsprechenden Spannungsbelastung. Für die Probekörper ergibt sich bei negativer Gleichspannung eine elektrische Festigkeit von $E_d = 3,4 \text{ kV cm}^{-1}$.

[1] DIN EN 60243, Elektrische Durchschlagfestigkeit von isolierenden Werkstoffen - Prüfverfahren, Norm, Jan. 2014.

[2] Oesterheld, J.: Dielektrisches Verhalten von Silikongummi-Isolierungen bei hohen elektrischen Feldstärken, Dissertation IEEH TU Dresden 199



Julian Heger, Dipl.-Ing.

**Thermische Optimierung des druckfesten
Gehäuses eines explosionsgeschützten
Fehlerstrom-Schutzschalters mit
Überstromauslöser mit der
Wärmenetzmethode**

Um Personen und Leitungen zu schützen, werden in explosionsgefährdeten Bereichen explosionsgeschützte Fehlerstrom-Schutzschalter mit Überstromauslöser (RCBO) eingesetzt (Bild 1). Der Explosionsschutz wird erreicht, indem der RCBO in ein druckfestes Gehäuse eingebaut wird und die Oberflächen des druckfesten Gehäuses festgelegte Grenztemperaturen nicht überschreiten dürfen. Damit sich der eingebaute RCBO sowie die Gehäuseoberflächen im Betrieb nur möglichst gering erwärmen, wurde ein thermisch optimiertes Design des druckfesten Gehäuses mit der Wärmenetzmethode erarbeitet. Im Vergleich zu anderen Methoden benötigen Wärmenetze sehr kurze Rechenzeiten und bieten die Möglichkeit Wärmenetzmodelle verschiedener Betriebsmittel mit geringem Aufwand zusammenzuschalten [1], [2]. Um das Wärmenetz des druckfesten Gehäuses aufzubauen, wurden Untersuchungen zu den Vorgängen der Wärmeübertragung vom RCBO auf das Gehäuse, innerhalb der Gehäusewände und von der Gehäuseoberfläche an die Umgebung durchgeführt. Der Wärmeübergang innerhalb des Gehäuses und vom Gehäuse an die Umgebung wurde im Wärmenetz mit Wärmeübergangswiderständen durch Konvektion und Strahlung modelliert. Um Heißpunkttemperaturen auf den Oberflächen zu berechnen, wurden die Wände des druckfesten Gehäuses im Wärmenetz mit Wärmeleitwiderständen fein aufgelöst aufgebaut (Bild 2).

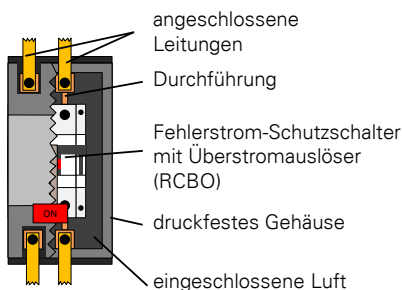


Bild 1: explosionsgeschützter Fehlerstrom-Schutzschalter mit Überstromauslöser

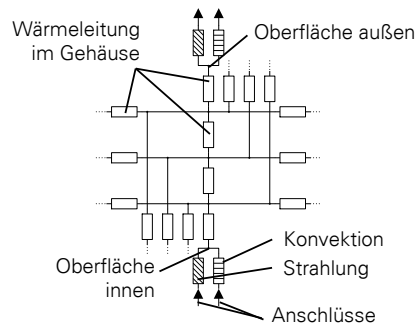


Bild 2: Ausschnitt des Wärmenetzes des druckfesten Gehäuses

Ein Teil der Wärme wird vom RCBO über die Durchführungen in die angeschlossenen Leitungen geleitet. Im Wärmenetz wurden die Durchführungen

mit Wärmeleitwiderständen aufgebaut. Das aufgebaute Wärmenetz des Gehäuses wurde mit dem bereits fertig aufgebauten und verifizierten Wärmenetz des RCBOs zusammengeschaltet [2]. Die am explosionsgeschützten RCBO mit dem druckfesten Gehäuse gemessene Temperaturverteilung stimmt sehr gut mit der im verifizierten Wärmenetz berechneten Temperaturverteilung überein (Bild 3). Um das thermische Design des druckfesten Gehäuses zu optimieren, wurde die Erwärmung für drei verschiedene Fälle, zusätzliche Kühlrippen am Gehäuse, 10-fach höhere Wärmeleitfähigkeit des Gehäusematerials [3] sowie gemeinsam zusätzliche Kühlrippen und 10-fach höhere Wärmeleitfähigkeit, berechnet.

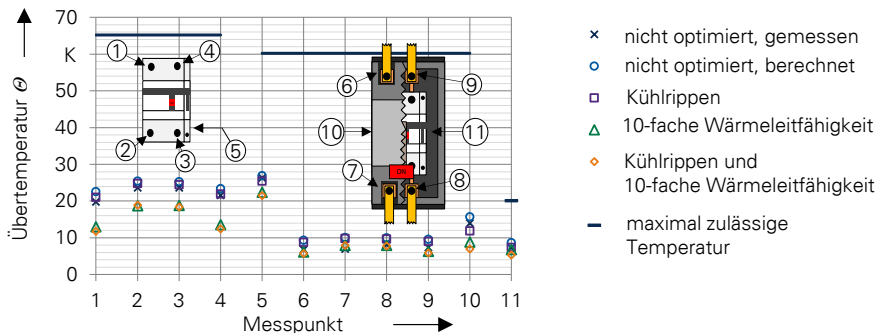


Bild 3: gemessene und im Wärmenetz berechnete Verteilung der Übertemperaturen des explosionsgeschützten RCBOs

Mit zusätzlichen Kühlrippen werden am explosionsgeschützten RCBO keine signifikant geringeren Temperaturen als mit dem ursprünglichen Gehäusedesign berechnet. Durch eine 10-fach höhere Wärmeleitfähigkeit des Gehäusematerials werden die Temperaturen an den Anschlüssen und der Oberfläche des RCBOs sowie die höchste Temperatur auf der Oberfläche des druckfesten Gehäuses deutlich geringer berechnet. Beide Varianten gemeinsam führen zu keinen signifikant geringeren Temperaturen am explosionsgeschützten RCBO als die Variante nur mit der 10-fach höheren Wärmeleitfähigkeit des Gehäusematerials. Um das thermische Design des druckfesten Gehäuses zu optimieren, muss die Wärmeleitfähigkeit des Gehäusematerials erhöht werden. Kühlrippen optimieren das thermische Design des ursprünglichen Gehäuses nicht wesentlich.

- [1] C. Gramsch, A. Blaszyk, et al.: *Thermal Network Method in the Design of Power Equipment*. Scientific computing in electrical engineering SCEE, Sinaia pp. 213-219, 2006.
- [2] J. Heger, O. Walch, S. Großmann: *Thermal Dimensioning of an Explosion Protected Residual Current Operates Circuit-Breaker with Overcurrent Protection by the Thermal Network Method*. 6th International Youth Conference on Energy, Budapest, 2017.
- [3] L. Geon-Woong, P. Min, et al.: *Enhanced thermal conductivity of polymer composites filled with hybrid filler*. Composites Part A: Applied science and manufacturing, Vol. 37, Issue 5, pp 727-734, 2006.



Markus Schladitz, Dipl.-Ing.
Thermisches Dimensionieren eines
Hochstromgleichrichters mit
anschließender Prüfung

Um Betriebsmittel im Zuge von Prüfverfahren mit hohen Gleichströmen belasten zu können, muss die von der Niederspannungsverteilung anliegende Wechselspannung gleichgerichtet werden. Der Hochstromgleichrichter beruht auf dem Grundprinzip einer Sechspulsbrückenschaltung und soll für einen Ausgangsstrom $I_D = 12 \text{ kA}$ konzipiert werden. Aufgrund der Verschaltung als Sechspulsbrückenschaltung existieren drei verschiedene Stromwerte in den Pfaden (Bild 1).

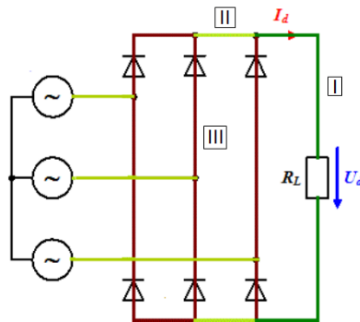


Bild 1: Unterteilte Sechspulsbrückenschaltung
nach Strombelastung der Pfade

Die unterschiedlich große Strombelastung in den verschiedenen Leitern des Gleichrichters verursacht eine unterschiedlich große Verlustleistung. Damit die Erwärmung des Gleichrichters möglichst homogen erfolgt, muss jeder Teilbereich entsprechend erzeugter und abgegebener Verlustleistung separat dimensioniert werden. Die Erwärmungsberechnungen hierfür wurden unter Zuhilfenahme des Wärmenetzmodells durchgeführt. Weiterhin wurde eine Wasserkühlung zum Reduzieren der Diodentemperatur implementiert.

Folgende thermische Grenzwerte dürfen nicht überschritten werden:

- Temperatur am p-n-Übergang der Dioden $\vartheta_{j,\max} = 170 \text{ °C}$
- Temperatur an Stromschienen $\vartheta_{s,\max} = 100 \text{ °C}$
- Temperatur des Kühlwassers $\vartheta_{w,\max} = 70 \text{ °C}$

Die thermische Berechnung zeigte, dass die geforderten Grenztemperaturen problemlos eingehalten werden konnten (Bild 2).

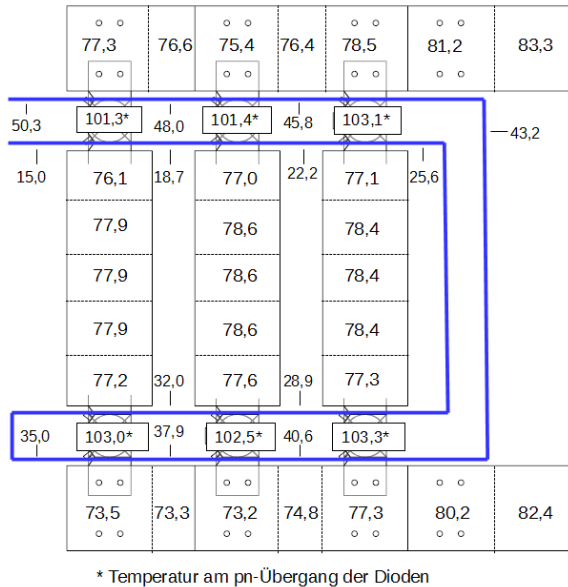


Bild 2: Temperaturverteilung für $I_{DC} = 12 \text{ kA}$ und Kühlwasserstrom $v = 10 \text{ l/min}$

Nach dem Aufbau des Hochstromgleichrichters wurde zusätzlich noch eine Kühlkreisüberwachung implementiert. Fällt der Kühlwasserdurchfluss nach dem Ausfluss des letzten Kühlkörpers im Gleichrichter unter einen Grenzwert, wird die Kühlwasserzufuhr komplett abgeschaltet und der Stelltransformator wird zeitgleich ausgeschaltet. Mit dieser Modifikation ist es möglich, den Hochstromgleichrichter im Dauerversuch auch ohne Beaufsichtigung zu betreiben, ohne dass ein beschädigter Kühlwasserschlauch zu einer Überhitzung des Gleichrichters führen kann.



Bild 3: Aufgebauter HS-Gleichrichter

Bisher wurde der Hochstromgleichrichter mit einem maximalen Dauerstrom $I_{DC} = 6,25 \text{ kA}$ betrieben. Der vorgeschaltete Hochstromtransformator begrenzte eine Erhöhung des Stroms. Mit dem Austausch der Stelltransformatoreinheit und einem neuen Hochstromtransformator wird zukünftig ein dauerhafter Gleichstrom $I_{DC} = 8,2 \text{ kA}$ bereitgestellt werden können (Bild 3).

3.2.2 Publikationen

Poster

Götz, T.; Hering, M.; Speck, J.; Backhaus, K.; Großmann, S.; Riechert, U.:
Investigations on the influence of electron emission at bare metal electrodes on the capacitive-resistive transition in gas insulated DC systems.
20th International Symposium on High Voltage Engineering,
Buenos Aires, Argentinien, 27.08.-01.09.2017

Helal, K.; Backhaus, K.; Speck, J.; Großmann, S.; Aly, R.; Dessouky, S:
Impact of small cavities on partial discharge behaviour in oil-paper insulation system under the effect of DC electric stress.
20th International Symposium on High Voltage Engineering,
Buenos Aires, Argentinien, 27.08.-01.09.2017

Israel, T.; Gatzsche, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:
The Impact of Short Circuits on Contact Elements in High Power Applications.
63rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,
Denver, Colorado, 10.-13.09.2017

Kühnel, C.; Bardl, R.; Stengel, D.; Kiewitt, W.; Großmann, S.:
Investigations on the Mechanical and Electrical Behaviour of HTLS Conductors by Accelerated Ageing Tests.
24th International Conference on Electricity Distribution,
Glasgow, Schottland, 12.06.-15.06.2017

Kühnel, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.:
Investigations on the Long-Term-Behavior and Switching Function of Fuse-Elements for NH-Fuse-Links (gG) at Higher Thermal Stress.
6th International Youth Conference on Energy,
Budapest, Ungarn, 21.06.-24.06.2017

Vorträge

Anders, E.; Lehmann, F.; Voigt, M.; Mezzetti, M.:
Electric Impulse Drilling - the future of drilling technology begins now.
36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering - OMAE2017,
Trondheim, Norway, 25.06.-30.06.2017

Anders, E.; Voigt, M.; Weber, J.; Lehmann, F.; Reich, M.:

Gesteinszerstörung mit dem Elektro-Impuls-Verfahren unter hohen Drücken - Grundlagen zur Anpassung des Prozesses an Bohrlochbedingungen.

DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2017,

Celle, 05.04.-06.04.2017

Fuhrmann, T.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kemsies R.; Milkereit B.; Kessler O.; Lentz M. C.; Aegerter J.:

Entwickeln, Erforschen und Qualifizieren neuer Aluminiumlegierungen für stromführende Verbindungen.

24. Albert-Keil-Kontaktseminar "Kontaktverhalten und Schalten",

Karlsruhe, Deutschland, 11.10.-13.10.2017

Gabler, T.; Backhaus, K.; Speck, J.; Großmann, S.; Fritsche, R.:

Experimental Validation of the Charge Carrier-based Modelling of Oil-Paper Insulations at high DC Voltage Stress.

20th International Symposium on High Voltage Engineering,

Buenos Aires, Argentinien, 27.08.-01.09.2017

Gatzsche, M.; Israel, T.; Lücke, N.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:

Grenzen der Gültigkeit des I²t-Kriteriums beim Prüfen der Kurzschlussfestigkeit von Kontaktsystemen.

Symposium Connectors 2017,

Lemgo, Deutschland, 15.-16.03.2017

Israel, T.; Gatzsche, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:

The Impact of Short Circuits on Contact Elements in High Power Applications.

63rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,

Denver, Colorado, 10.-13.09.2017

Kühnel, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.:

Grenztemperaturen für NH-gG-Schmelzleiter im modernen Energieversorgungsnetz.

24. Albert-Keil-Kontaktseminar "Kontaktverhalten und Schalten",

Karlsruhe, Deutschland, 11.10.-13.10.2017

Lehmann, F.; Anders, E.; Voigt, M.:

Electric Impulse Drilling - faster and energy efficient reaching of the target.

Deutscher Geothermiekongress,

Essen, 29.11.-01.12.2016

Ramonat, A.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kudoke, M.:
Investigations on the Contact- and Long-Term Behavior of Connections with Cylindrical Aluminum Conductors for High-Current Devices.
6th International Youth Conference on Energy,
Budapest, Ungarn, 21.06.-24.06.2017

Ramonat, A.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kudoke, M.:
Press- and shrink-fit connections with cylindrical aluminum conductors for high-current applications –contact- and long-term behavior depending on mechanical parameters.
63rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,
Denver, Colorado, 10.09.-13.09.2017

Schlegel, S.; Großmann, S.; Johne, V.; Kalich, J.; Füssel, U.:
Elektrisches Eigenschaftsprofil von Verbindungen im Fahrzeug- und Maschinenbau.
7. Fügetechnische Gemeinschaftskolloquium der DVS/EFB/FOSTA,
Dresden, 12.-13.12.2017

Schlegel, S.; Oberst, M.; Großmann, S.; Johne, V.; Füssel, U.:
Schrauben als stromführende Verbindungselemente Elektrisches Kontaktverhalten, Material und Systemauswahl.
12. Workshop Industrielle Schraubmontage 2017 - Neue Ergebnisse und Trends,
Dresden, 22.03.2017

Heger, J.; Großmann, S.; Walch, O.:
Thermal Dimensioning of an Explosion Protected Residual Current Operated Circuit-Breaker with Overcurrent Protection by the Thermal Network Method.
6th International Youth Conference on Energy,
Budapest, Ungarn, 21.06.-24.06.2017

Veröffentlichungen

Anders, E.; Lehmann, F.; Voigt, M.; Mezzetti, M.:
Electric Impulse Drilling - the future of drilling technology begins now.
36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering - OMAE2017,
Trondheim, Norway, 25.06.-30.06.2017

Anders, E.; Voigt, M.; Weber, J.; Lehmann, F.; Reich, M.:
Gesteinszerstörung mit dem Elektro-Impuls-Verfahren unter hohen Drücken - Grundlagen zur Anpassung des Prozesses an Bohrlochbedingungen.
DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2017,
Celle, 05.04.-06.04.2017

Fuhrmann, T.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kemsies R.; Milkereit B.; Kessler O.; Lentz M. C.; Aegerter J.:

Entwickeln, Erforschen und Qualifizieren neuer Aluminiumlegierungen für stromführende Verbindungen.

24. Albert-Keil-Kontaktseminar "Kontaktverhalten und Schalten",
Karlsruhe, Deutschland, 11.10.-13.10.2017

Gabler, T.; Backhaus, K.; Speck, J.; Großmann, S.; Fritsche, R.:

Experimental Validation of the Charge Carrier-based Modelling of Oil-Paper Insulations at high DC Voltage Stress.

20th International Symposium on High Voltage Engineering,
Buenos Aires, Argentinien, 27.08.-01.09.2017

Gatzsche, M.; Israel, T.; Lücke, N.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:

Grenzen der Gültigkeit des I²t-Kriteriums beim Prüfen der Kurzschlussfestigkeit von Kontaktsystemen.

Symposium Connectors 2017,
Lemgo, Deutschland, 15.-16.03.2017

Götz, T.; Hering, M.; Speck, J.; Backhaus, K.; Großmann, S.; Riechert, U.:

Investigations on the influence of electron emission at bare metal electrodes on the capacitive-resistive transition in gas insulated DC systems.

20th International Symposium on High Voltage Engineering,
Buenos Aires, Argentinien, 27.08.-01.09.2017

Heger, J.; Großmann, S.; Walch, O.:

Thermal Dimensioning of an Explosion Protected Residual Current Operated Circuit-Breaker with Overcurrent Protection by the Thermal Network Method.

6th International Youth Conference on Energy,
Budapest, Ungarn, 21.06.-24.06.2017

Helal, K.; Backhaus, K.; Speck, J.; Großmann, S.; Aly, R.; Dessouky, S:

Impact of small cavities on partial discharge behaviour in oil-paper insulation system under the effect of DC electric stress.

20th International Symposium on High Voltage Engineering,
Buenos Aires, Argentinien, 27.08.-01.09.2017

Hering, M.; Speck, J.; Großmann, S.; Riechert, U.:

Influence of gas temperature on the breakdown voltage in gas-insulated systems.

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 1, pp. 401-408,
doi: 10.1109/TDEI.2016.006099, 02/2017

Hering, M.; Speck, J.; Großmann, S.; Riechert, U.:

Field Transition in Gas-Insulated HVDC Systems.

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 3, pp. 1608-1616, doi: 10.1109/TDEI.2017.006534, 06/2017

Israel, T.; Gatzsche, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:

The Impact of Short Circuits on Contact Elements in High Power Applications.

63rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,
Denver, Colorado, 10.-13.09.2017

Kühnel, C.; Bardl, R.; Stengel, D.; Kiewitt, W.; Großmann, S.:

Investigations on the Mechanical and Electrical Behaviour of HTLS Conductors by Accelerated Ageing Tests.

24th International Conference on Electricity Distribution,
Glasgow, Schottland, 12.06.-15.06.2017

Kühnel, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.:

Investigations on the Long-Term-Behavior and Switching Function of Fuse-Elements for NH-Fuse-Links (gG) at Higher Thermal Stress.

6th International Youth Conference on Energy,
Budapest, Ungarn, 21.06.-24.06.2017

Kühnel, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.:

Grenztemperaturen für NH-gG-Schmelzleiter im modernen Energieversorgungsnetz.

24. Albert-Keil-Kontaktseminar "Kontaktverhalten und Schalten",
Karlsruhe, Deutschland, 11.10.-13.10.2017

Lehmann, F.; Anders, E.; Voigt, M.:

Electric Impulse Drilling - faster and energy efficient reaching of the target.

Deutscher Geothermiekongress,
Essen, 29.11.-01.12.2016

Ramonat, A.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kudoke, M.:

Investigations on the Contact- and Long-Term Behavior of Connections with Cylindrical Aluminum Conductors for High-Current Devices.

6th International Youth Conference on Energy,
Budapest, Ungarn, 21.06.-24.06.2017

Ramonat, A.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kudoke, M.:

Press- and shrink-fit connections with cylindric aluminum conductors for high-current applications –contact- and long-term behavior depending on mechanical parameters.

63rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,
Denver, Colorado, 10.09.-13.09.2017

Schlegel, S.; Großmann, S.; Johne, V.; Kalich, J.; Füssel, U.:

Elektrisches Eigenschaftsprofil von Verbindungen im Fahrzeug- und Maschinenbau.

7. Fügetechnische Gemeinschaftskolloquium der DVS/EFB/FOSTA,
Dresden, 12.-13.12.2017

Schlegel, S.; Oberst, M.; Großmann, S.; Johne, V.; Füssel, U.:

Schrauben als stromführende Verbindungselemente Elektrisches Kontaktverhalten, Material und Systemauswahl.

12. Workshop Industrielle Schraubmontage 2017 - Neue Ergebnisse und Trends,
Dresden, 22.03.2017

Schlegel, S.; Pfeifer, S.; Oberst, M.; Großmann, S.; Willing, H.; Freudenberger, R.:

Wirkung von Oxiden auf das Verhalten von stromführenden Verbindungen mit galvanisch versilberten Leitern aus Kupfer und Aluminium - Ein Vergleich.

Zeitschrift Metall, 71. Jahrgang, 03/2017,

Stengel, D; Bardl, R.; Kühnel, C.; Großmann, S.; Kiewitt, W.:

Accelerated electrical and mechanical ageing tests of high temperature low sag (HTLS) conductors.

12th International Conference on Live Maintenance,
Straßburg, Frankreich, 26.04.-28.04.2017

3.3 Preise und Auszeichnungen

„Best Student Paper Award“ des ISH 2017 in Buenos Aires

Zur Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses und als Anerkennung hervorragender Forschungsarbeiten der Studierenden im Promotionsstudium verlieh das Komitee des „20th International Symposium on High Voltage Engineering“ (ISH) 2017 den „Best Student Paper Award“ an 12 junge Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler.

Professor Ricardo Díaz überreichte als Chairman des ISH 2017 diesen Preis zusammen mit Professor Rainer Haller unter anderem an Herrn Dipl.-Ing. Tobias Gabler. Unter den mehr als 350 vorgestellten Arbeiten wurde Herr Gabler für seinen Beitrag „Experimental Validation of the Charge Carrier-based Modelling of Oil-Paper-Insulations at high DC Voltage Stress“ ausgezeichnet. Wir gratulieren recht herzlich!



Überreichung des Awards

Foto: ISH 2017

3.4 Promotionen



Ana Maria Blanco, Dr.-Ing.
**Stochastic harmonic emission model of
aggregate residential customers**

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner – TU Dresden
Prof. Dr.-Ing. Matti Lehtonen – Aalto University

Harmonic propagation studies of public distribution networks require accurate models of aggregate residential customers that simulate the harmonic emission of the multitude of household appliances in the network. Most of the present models were developed with the component-based approach, where models of individual household appliances are combined to build the model of multiple customers. This approach requires high amount of input data, like models of individual household appliances and detail information of customer behavior and device composition, which is usually not available. However, with the increasing number of PQ-analyzers in the networks, the measurement-based approach is now more considered for the modeling of aggregate customers. The measurement-based approach uses measurements of the network in combination with top-down methodologies to obtain models of the aggregate customers. Compared to the component-based approach it has several advantages, like inherent consideration of the real operating changes of the individual household appliances, variation of customer behavior, effect of line impedances, cancellation and attenuation effects, etc.

This thesis presents the development of a time-series stochastic model of the low-order harmonic emission of aggregate residential customers based on a measurement-based approach. The model represents the random variations of the first 15 odd harmonic magnitudes and phase angles, considering the daily variations of harmonic magnitudes and the harmonic unbalances. Figure 1 shows the general scheme of the model. The input parameters are the harmonic order, the number of customers, and the type of customer; the outputs are the daily harmonic magnitudes and phase angles. The structure and components of the stochastic model are fixed, but the values of the parameters vary for each harmonic order and according to the type and number of customers.

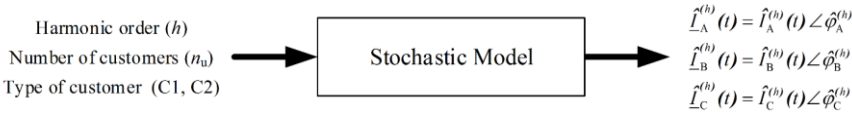


Figure 1: Basic scheme of the stochastic model

The model is based on the symmetrical components instead of the phase currents. The symmetrical components are reorganized in a balanced (I_b), first unbalanced (I_{u1}), and second unbalanced (I_{u2}) component to facilitate the analysis. The balanced component corresponds to the so called "characteristic" harmonic sequences (e.g. zero-sequence for the third harmonic, negative-sequence for the fifth harmonic, positive sequence for seventh harmonic and so on).

Figure 2 shows exemplarily the symmetrical components of a residential network with 150 aggregate customers. The balanced current magnitude was described with a stochastic time-series model, which consists of two main parts: a deterministic component I_{bD} (Fourier series) that describes the daily variations of harmonic magnitudes, and a stochastic component I_{bR} (autoregressive model of first order) that represents the random variations around the deterministic component. The unbalanced current magnitudes are represented by autoregressive models of first order that represent the random variation of both unbalanced currents, but including the dependence between successive values. The balanced and unbalanced current phase angles are described with a von Mises distribution, which is a circular analogue of the normal distribution.

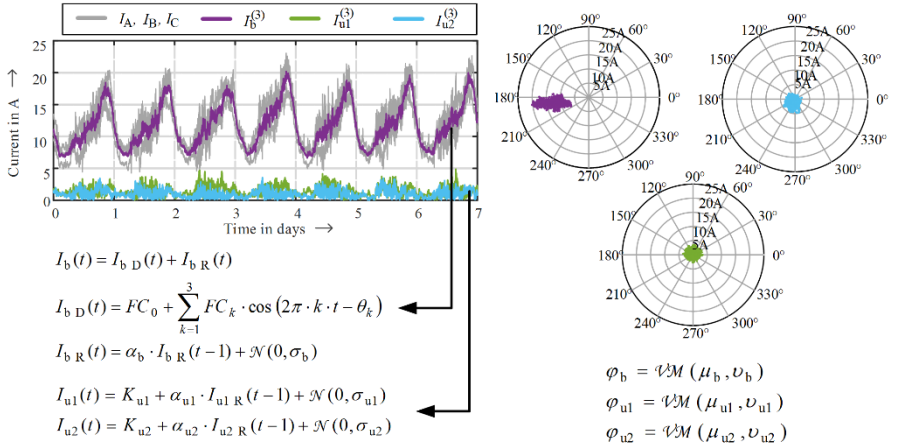


Figure 2: Components of the stochastic model

The model was first parameterized for several residential sites, and then the obtained values of the parameters were compared in order to formulate a generic stochastic model. Finally, a top-down approach was applied to extend the stochastic model of low-voltage residential networks to represent small groups of customers (feeder or feeder section) that can be used in simulations of low-voltage networks. The model is parametrized for German networks, but the methodology can be applied to find the models of other regions or countries.



Christian Hildmann, Dr.-Ing.
**Zum elektrischen Kontakt- und
Langzeitverhalten von Pressverbindungen
mit konventionellen und Hochtemperatur-
Leiterseilen mit geringem Durchhang**

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann
Prof. Dr.-Ing. Alexander Brosius
Dr.-Ing. habil. Konstantin O. Papailiou

In Deutschland und Europa ist es im Zuge der Energiewende erforderlich, mehr Elektroenergie mit bestehenden Freileitungen zu transportieren. Eine technische Lösung, mit der dieses Ziel erreicht werden kann, ist das Umbeseilen der Freileitung mit Hochtemperatur-Leiterseilen mit geringem Durchhang (**H**igh **T**emperature **L**ow **S**ag – HTLS conductors). Diese Leiterseile haben gegenüber konventionellen Leiterseilen (z. B. Aluminium/Stahl-Leiterseilen) höhere Bemessungsströme und -temperaturen. Die stromführenden Verbindungen mit HTLS-Leiterseilen werden damit ebenfalls höher thermisch belastet. Diese sind für den zuverlässigen und sicheren Betrieb der Freileitung sehr wichtige Betriebsmittel. Neben anderen Verbindungstechnologien hat sich bei den stromführenden Verbindungen mit konventionellen Leiterseilen das Sechskantpressen seit Jahrzehnten bewährt. Aus der Literatur sind fast ausschließlich empirische Untersuchungen zum elektrischen Langzeitverhalten dieser Verbindungstechnologie bekannt. Das elektrische Kontaktverhalten von Pressverbindungen wurde bisher nur unzureichend untersucht. In der Arbeit wurde dazu ein elektrisches Modell vorgestellt und weiterentwickelt, mit dem das elektrische Kontaktverhalten von Pressverbindungen mit dem spezifischen Querwiderstand R'_q sensitiver bewertet und verglichen werden kann als z. B. mit dem Verbindungswiderstand. Aufbauend wurde ein vereinfachtes Ersatzschaltbild hergeleitet, mit dem die Materialwiderstände und der Kontaktwiderstand beschrieben wird. Weiterhin wurden die prinzipielle Stromverteilung in den Kontaktpartnern und die resultierenden Zusammenhänge zum Verbindungswiderstand dargestellt. Als Ergebnis von theoretischen und experimentellen Untersuchungen konnten allgemeine Empfehlungen für das Dimensionieren der radialen und der axialen Abmessungen der Armatur für die Pressverbindungen mit konventionellen und HTLS-Leiterseilen erarbeitet werden. Aus der prinzipiellen Funktionsweise einer Pressverbindung war bekannt, dass der Form-, der Kraft- und der Stoffschluss in der Verbindung das elektrische Kontaktverhalten beeinflussen. Insbesondere der Kraftschluss wurde in der Literatur bislang nur näherungsweise berechnet. In den bekannten analytischen Modellen wurden die Geometrie der Kontaktpartner sowie das Werkstoffverhalten vereinfacht und die mechanischen Belastungen beim Fügen der Verbindung nicht genau genug

berücksichtigt. Aus den genannten Gründen wurde das Fügen von Pressverbindungen mit mehrdrähtigen Leiterseilen mit der Finite-Elemente-Methode (FEM) berechnet. Die Press- und die bleibenden Kontaktkräfte konnten damit für alle Kontaktflächen in einer Verbindung ermittelt werden. Es wurde gezeigt, dass insbesondere hohe Presskräfte $F_{K\text{ press } \Sigma}$ die Ursache für ein gutes elektrisches Kontaktverhalten einer Pressverbindung sind. Dafür wurden drei mögliche Zusammenhänge aufgezeigt (Bild 1); eine größere wahre Kontaktfläche A_w als Folge eine größeren mechanisch tragenden Kontaktfläche A_t , eine höhere bleibenden Kontaktkraft $F_{K\text{ res } \Sigma}$ und ein verstärktes Aufbrechen von Aluminiumoxidschichten.

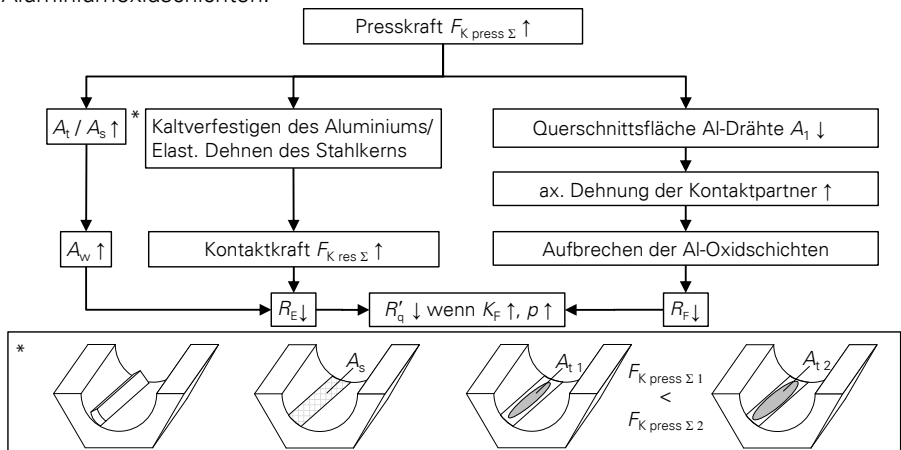


Bild 1: Einfluss der Presskraft auf die Kontaktflächen in der Verbindung auf ihr elektrisches Kontaktverhalten (schematisch)

Das Langzeitverhalten von Pressverbindungen mit konventionellen und HTLS-Leiterseilen wurde experimentell untersucht. Die Ergebnisse der durchgeführten Langzeitversuche zeigen den Einfluss der bleibenden Kontaktkraft im elektrischen Langzeitverhalten qualitativ auf. Bei den Pressverbindungen, für die nur sehr geringe Kontaktkräfte berechnet wurden, war auch das elektrische Langzeitverhalten weniger stabil. Wurden im Langzeitversuch zusätzliche mechanische Zugkräfte auf diese Verbindungen aufgebracht, so war das Erhöhen der spezifischen Querwiderstände größer als bei Verbindungen, die nicht zugbelastet waren. Auf Basis dieser Erkenntnisse soll zukünftig ein Prüfverfahren für die stromführenden Verbindungen mit HTLS-Leiterseilen erarbeitet werden.



Kilian Dallmer-Zerbe, Dr.-Ing.
**Probabilistische Modellierung dezentraler
Energieanlagen und Sekundärtechnik für die
Verteilnetzplanung**

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner – TU Dresden
Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion – Universität Stuttgart

Der Ausbau dezentraler Energieanlagen wie fotovoltaischen Anlagen beeinflusst die Netzzustände signifikant. Dabei ist unsicher, wo und in welchem Maße deren Ausbau zukünftig erfolgt. Es ist nun an den Netzbetreibern gleichzeitig die aktuellen Herausforderungen zu meistern und die Netzplanung und -regelung für die Zukunft zu aktualisieren. Eine statistische Methode wird entwickelt, die Verteilnetzplanung unter Einsatz von quasi-stationär modellierten "Smart Grid"-Lösungen wie Blindleistungsreglern und regelbaren Ortsnetztransformatoren ermöglicht. Durch Stichprobenverfahren werden Unsicherheiten wie Ort, Größe und Leistungsprofile der Energieanlagen in das Netzmodell eingebunden. Durch statistische Methoden können Unsicherheiten wie der Ausbau von PV-Anlagen, Windenergieanlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in die Netzplanung integriert werden. Diese als probabilistischer Lastfluss bekannte Methode wurde gegliedert und im Bereich niedriger Kombinationen für einen großen nicht-Gaußschen Datensatz anhand von Gütemaßen evaluiert. Als Gütemaße wurden zur Auswertung des zentralen Momentes durch Median, für die Streuung durch mittlere absolute Abweichung (MAD) und zur Bewertung von Ausreißern durch den maximalen Perzentilsunterschied definiert. Bei Vernachlässigung der Knotenposition reichen wenige Kombinationen, um die relativen Fehler auf unter 10% zu reduzieren. Bei elektrisch inhomogenen Netzen ist die Position innerhalb des Netzes allerdings ausschlaggebend für den Einfluss auf den Netzzustand. Wird die Knotenposition berücksichtigt, werden im vorgestellten Beispiel bis zum Faktor 350 mehr Kombinationen benötigt, um dieselbe Abbildungsgüte zu erreichen.

Durch wiederholtes Ausführen der Verfahren wurde die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse quantifiziert. Zwar erwiesen sich die Ergebnisse der invertierenden Stichprobenverfahren für Median und MAD als reproduzierbar, doch insbesondere die Ausreißer unterschieden sich stark innerhalb der einzelnen Wiederholungen. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen, sollte der Stichprobenraum gesichert und für weitere Untersuchungen verwendet werden.

Die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf eine höhere Anzahl statistischer Netzknoten wurde durch eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse für bis zu 100 statistische Netzknoten quantifiziert. Ergebnisse der Auswertung von Median und MAD ließen sich als konservative Abschätzung für eine größere Anzahl an statistischen Knoten

übernehmen. Im Gegensatz dazu unterschätzen die Ergebnisse niedriger statistischer Netzknoten die Auswirkung von Ausreißern in Netzen mit höherer Anzahl statistischer Netzknoten. Im Vergleich der Stichprobenverfahren erwiesen sich invertierende Verfahren als deutlich effizienter. Durch die statistischen Methoden wurden so die zukünftigen Herausforderungen in Verteilnetzen modelliert. Diverse Akteure wurden zur intelligenten Bewältigung dieser Herausforderung modelliert. Durch diese quasi-stationären Reglermodelle wurden "Smart Grid"-Lösungen wie Blindleistungsregler und regelbare Ortsnetztransformatoren zur Augmentierung der konventionellen Netzverstärkung für die Netzplanung zur Verfügung gestellt. Innerhalb ausgewählter Anwendungsfälle zum Abschätzen der Auswirkung unterschiedlicher Durchdringungen von PV-Anlagen und der Lastsituation in zukünftigen Wohngebieten, wurde ein Teil der vorgestellten Modelle angewandt.

Die einzelnen Akteure zeigten unterschiedliche Ergebnisse für die betrachteten Netztopologien mit mittlerer und langer Stranglänge. Insbesondere die Blindleistungsregelung schwankte in ihrer Effektivität im Gegensatz zum regelbaren Ortsnetztransformator. Um die optimale Mischung aus konventionellem Netzausbau und den vorgestellten Akteuren zu finden, sollte daher die Ausbauplanung separat pro Netztopologie erfolgen. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft Betriebsmittelauslastungen und die Ausnutzung des Spannungsbandes als Ergebnis der probabilistischen Simulation für eine Netztopologie mit mittlerer Stranglänge. Die Durchdringung fotovoltaischer Anlagen wurde dabei schrittweise erhöht, bis an jedem Netzknoten eine statistisch bestimmte Anlage platziert war. Je kräftiger der Farbton, desto wahrscheinlicher ist der Zustand. Die Perzentile sind in 5%-Schritten farblich abgestuft

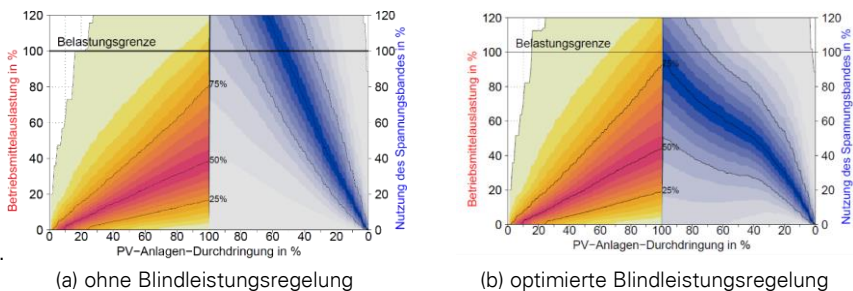


Bild 1: Einfluss optimierter Blindleistungsregelung auf die Betriebsmittelauslastung und Nutzung des erlaubten Spannungsbandes von 3 % der Nennspannung



Davoud Esmaeil Moghadam, Dr.-Ing.
Stresses and Lifetime of the Turn
Insulation in Drive-Fed Induction Motors

Supervisors: Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann – TU Dresden
Em. Prof. Dr.techn. Dr.h.c. Michael Muhr – TU Graz

The evaluation of the voltage distribution across the stator winding of the drive-fed induction motors is one of the most important criteria in the design of the stator winding insulation. While the voltage distribution across the stator windings of the low voltage drive-fed motors was studied comprehensively, this has been considered rarely for the high voltage drive-fed motors.

Previous studies of the voltage distribution across the stator windings of the high voltage drive-fed induction motors were limited and focused on the voltage distribution among the turns of a single coil or across series coils. The pulse rise time variation was considered as the only dominate characteristic of the applied pulse on the voltage distribution. The effects of the pulse width variation and rise time changing on the voltage distribution among the turns of a single coil and across the series coils of the high voltage motors were measured and evaluated. The results showed that the enhancement of the pulse width is more effecting on the trend and behavior of the voltage distribution in comparison to the pulse rise times. Furthermore, the effects of the winding diagram on the voltage distribution was studied. The study was done by applying pulses with various rise times and pulse widths. The results demonstrated considerable effects of the voltage condition of the different phases, winding diagram and pulse width variation on the voltage distribution patterns and consequently the electrical stresses imposed on the insulation systems. Increasing of the pulse width caused to elevate the amplitude of the voltage drop to 180% of the applied pulse. The maximum voltage drop appeared on the first coil. However, the maximum peak to peak value of the coil voltage appeared on the coils in the middle of the coil arrangements – not on the first coil – and their amplitude enhanced to 190% of the applied pulse (see figure 1).

To assess the suitability and condition of the turn insulation in the drive-fed induction motors, various evaluating process were suggested by IEC/TS 60034-18-42. However, this technical specification is entirely general and there is no specific data for preparing of the test sample. It is possible that the same test with the same material was done by two different testing laboratories, by the time the results could be different. For instance, about the length and the thickness of the copper strands used in the proposed test sample, no specification was defined. Moreover, the suggested insulation structure can be used for evaluating the straight part of the

coils. In this research, the dependency of the PDIV to the thickness and the length of the copper strands used in the introduced test sample by the IEC/TS 60034-18-42 were demonstrated. Finally, a complete coil was presented as a proper test sample which can consider the all practical condition of the turn insulation and evaluate the suitability of the turn insulation without dependency to the test sample specification [1].

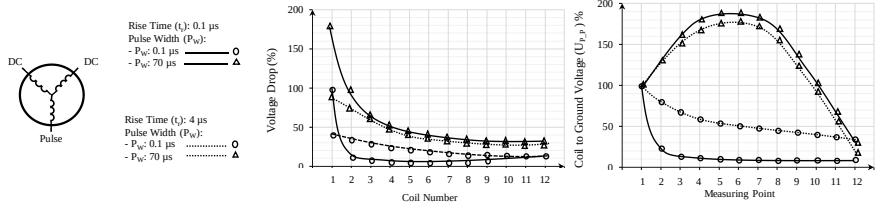


Figure 1: Voltage distribution across the 400-kW stator winding; two phases pulse-one phase DC [3]

In the following, by using the completed coil sample, the effects of the various issues such as the turn insulation thickness, the copper strand thickness, the VPI process, the voltage waveform on the Partial Discharge Inception Voltage (PDIV) values and the lifetime behavior (see figure 2) of the turn insulation were evaluated and presented [2].

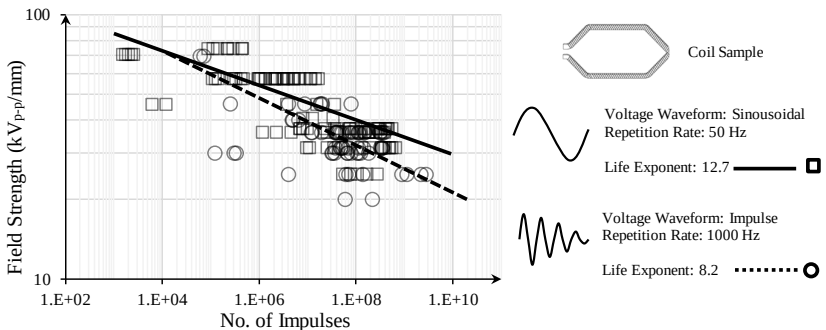


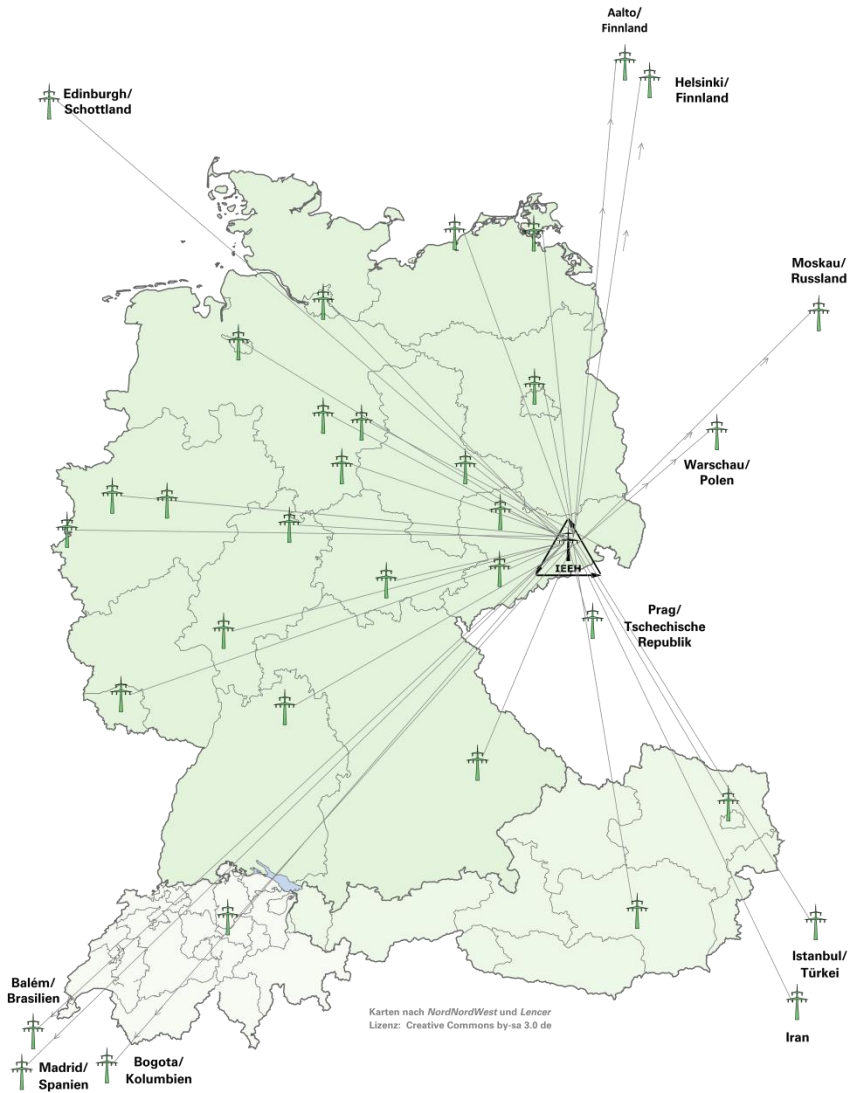
Figure 2: The lifetime assessment of the turn insulation under various voltage waveforms [3].

- [1] D. Esmail Moghadam, S. Grossmann, J. Speck and J. Stahl - *Frequency and Waveform Effects on the Turn Insulation Life Time* - The 19th International Symposium on High Voltage Engineering. Pilsen, Czech Republic, 23 – 28 August 2015.
- [2] D. Esmail Moghadam, S. Grossmann, J. Speck and J. Stahl - *Interturn Insulation Quality Assessment, Considering the Standards State* - The 19th International Symposium on High Voltage Engineering. Pilsen, Czech Republic, 23 – 28 August 2015.
- [3] D. Esmail Moghadam - *Stresses and Lifetime of the Turn Insulation in Drive-Fed Induction Motors* - The PhD thesis, Technische Universität Dresden, August 2017.

4 Kooperationen

4.1 Wissenschaftskooperationen

Aalto University/Finnland	Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB Braunschweig
CEN SIPAM-Centro Gestor e Operacional do Sistema de Protecao da Amazonia, Brasilien	Red Eléctrica de España
DAMASCUS UNIVERSITY	RWTH Aachen
ETH Zürich	Suez Canal University-Faculty of Engineering- Electrical Department, Ägypten
fem Forschungsinstitut Edelmetalle + Metallche- mie	Technische Universität Berlin
FGW - Forschungsgesellschaft Wind e.V.	Technische Universität Braunschweig
Fraunhofer IWES	Technische Universität Chemnitz
Fraunhofer ISE	Technische Universität Darmstadt
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Technische Universität Graz/Österreich
Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover	Technische Universität Ilmenau
Gesellschaft für Technische Thermochemie und - physik mbH	Technische Universität München
Helmut Schmidt Universität Hamburg	Technische Universität Wien/Österreich
Helsinki University of Technology	Tishreen University Lattakia- Fac. of Mechanical & Electrical Engineering, Syrien
Hochschule Zittau/Görlitz (FH)	UFPA-Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará - Faculdade Engenharia Elétrica, Brasilien
HTW Dresden	Universität Dortmund
HTW Saarland, Saarbrücken	Universität Duisburg-Essen, Campus Duisburg
HTWK Leipzig	University of Edinburgh
Hydro Aluminium Rolled Products GmbH, For- schung & Entwicklung	Universität Kassel
INP Greifswald e.V.	Universität Rostock
MIKES, Finnland	Universität Siegen
MPEI Moskau Russland	Universität Stuttgart
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	Wroclaw University of Technology/Polen
Oncoray Dresden	Yıldız Teknik Üniversitesi
Port Said University- Electrical Engineering De- partment, Ägypten	



4.2 Industriekooperationen

50Hertz Transmission GmbH
ABB Asea Brown Boveri Ltd
Alcan Singen GmbH und CO. KG
Alexander Binzel Schweisstechnik GmbH & Co. G
ALSTOM Grid
Amprion GmbH
AREVA Energietechnik GmbH
ASBESCO (INDIA) PVT. LTD.
Avacon AG
A.Eberle GmbH & Co.KG
Betonbau GmbH
Bosch AG
BSD Bildungs- und Servicezentrum GmbH
bnNETZE GmbH
Dehn & Söhne GmbH
DNV GL Energy

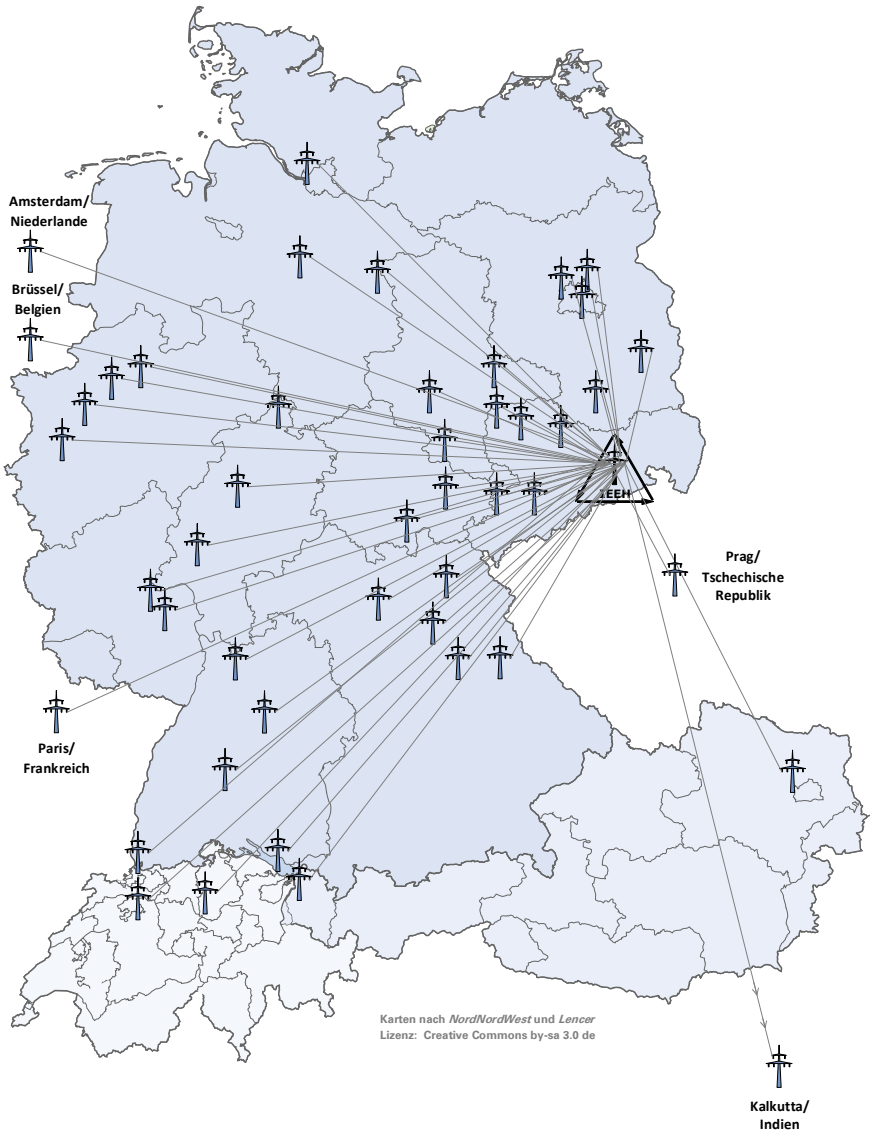
Doble Lemke GmbH
DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH
E.ON Avacon
E.ON Bayern AG
E.ON edis AG
ELECTRONICON Kondensatoren GmbH

Elektrokeramik Sonneberg GmbH
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
EnBW Regional AG
ENSO Energie Sachsen Ost AG
ENSO NETZ GmbH
envia Mitteldeutsche Energie AG
ESA Elektroschaltanlagen Grimma GmbH
Europoles GmbH & Co. KG
EWZ - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

FEAG GmbH
Fichtner GmbH & Co. KG
fuseXpert
GAHL Hochleitungsbau

GWT-TUD
Heine Resistors GmbH
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
Infrabel AG Belgien
Infraserv GmbH & Co. Höchst KG
InfraTec GmbH
ivis gmbh
Jean Müller GmbH
Korropol GmbH

Lanz Oensingen AG
LAPP Insulator GmbH
Linde Materialhandling GmbH
LTB Leitungsbau GmbH
LTI Motion GmbH
Maschinenfabrik Reinhausen
MERSEN Deutschland FFM AG
MITNETZ Strom GmbH
Multi-Contact AG
Neldner Consult
Netzdienste Rhein/Main GmbH
Nexans Power Accessories Germany GmbH
NH-HH-Recyclingverein
Omicon electronics GmbH
Optocon AG
Österreichische Bundesbahnen-Holding Aktiengesellschaft
PARTZSCH Elektromotoren e. K
Pffnner Messwandler AG
PPC Insulators GmbH
ProRail N.V.
Ribe-SubCon GmbH
Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG
RITZ Instrument Transformers GmbH
Robert Bosch GmbH
RWE AG
R. Stahl AG
SBB - Schweizerische Bundesbahnen
Scheidt GmbH & Co KG
Schneider Electric GmbH
SGB Neumark GmbH
SGS Société Générale de Surveillance Holding (Deutschland) GmbH
Siemens AG
SMA Technologie GmbH
SMT & HYBRID GmbH
Société Nationale des Chemins de fer Français - SNCF Frankreich
Stadtwerke Oranienburg
TEN - Thüringer Energienetze
TenneT TSO GmbH
ThyssenKrupp Aufzüge GmbH
TÜV Süddeutschland Holding AG
Tyco Electronis AG
Vattenfall Europe Distribution GmbH
VEM Sachsenwerk GmbH
Werner Industrielle Elektronik - Werner GmbH



4.3 Kommissions- und Gremienarbeit

4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

Dozent Dr.-Ing. Hartmut Bauer

- VDE-Ausschuss Sicherheits- und Unfallforschung (stv. Obmann)
- VDE Dresden Geschichte der Elektrotechnik (Vorsitzender)
- VDE Dresden Arbeitskreis: Koordination der Isolation

M.Sc. Ana Maria Blanco

- CIGRE Working Group C6/C4.29 *Power Quality Aspects of Solar Power*

Dipl.-Ing. Niels Erdmann

- VDE Task Force *Perspektiven der Übertragungstechnik*

Dipl.-Ing. Sebastian Krahmer

- VDE Dresden Arbeitskreis: *Verteilungsnetze*

Dr.-Ing. Jan Meyer

- VDE Dresden Arbeitskreis: *Netzrückwirkungen*
- DK CIREN und CIREN Session Advisory Group (Session 2)
- German national Committee CIGRÉ C4
- CIREN/CIGRÉ Working Group C4.24 *Power Quality and EMC Issues Associated with Future Electricity Networks*
- CIGRÉ Working Group C6/C4.29 *Power Quality Aspects of Solar Power*
- VDE/FNN Expertennetzwerk *Netzrückwirkungen*
- D-A-CH-CZ Arbeitsgruppe *EMV* (Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen)
- DKE/UK 767.1 *Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen* (Gastmitglied)
- CENELEC SC205A WG11 *Mains Communication Systems/Immunity*

Dr.-Ing. Jörg Meyer

- ETG/ITG Task Force: *Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Energie-Verteilungsnetzen*

Dipl.-Ing. Sascha Müller

- Jungmitgliederreferent VDE Dresden

Dipl.-Ing. Sebastian Palm

- ETG/ITG Task Force: *Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Energie-Verteilungsnetzen*

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

- VDE (ETG) Task Force *Grundsätzliche Auslegung Neuer Netze* (Vorsitzender)
- CIGRÉ Study Committee B5 *Protection and Automation*
- Council member of the Power Systems Computation Conference (PSCC)
- Freunde und Förderer der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik (Mitglied des Vorstands)
- VDE Dresden Arbeitskreis: *Relais- und Schutztechnik*
- Energy Saxony Mitglied im Arbeitskreis *Speicher und Netzdienstleistungen*

Dipl.-Ing. Tobias Schnelle

- VDE (ETG) Task Force *Grundsatzstudie Gleichspannungsverteilnetze*

4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann

- Mitglied im Vorstand des VDE-Bezirksvereins Dresden e. V.
- Mitglied im Arbeitskreis *Hochspannungsgeräte und -anlagen* im VDE-BV Dresden
- Mitglied im VDE-ETG-Fachbereich Q3 *Kontaktverhalten und Schalten*
- Gesellschaft von Freunden und Förderer der TU Dresden e. V.
- Schatzmeister des Vereins der Freunde und Förderer der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik e. V.
- CIGRÉ-WG D1.54 - Principles to measure the AC and DC resistance of conductors
- Arbeitskreis CIGRÉ B2 - Hochspannungsfreileitungen
- Kuratorium AIESEC Dresden e. V.
- Mitglied im Förderverein Kontakte und Schalter e.V.

Dipl.-Ing. Toni Israel

- CIGRÉ-WG D1.54 - Principles to measure the AC and DC resistance of conductors

Dipl.-Ing. Hans-Peter Pampel

- UK 214.5 *Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung; Arbeitsgeräte und starre Schutzvorrichtungen der DKE*
- Fachausschuss V2.2 *Arbeiten unter Spannung* der ETG im VDE
- CIGRÉ Working Group B2.64 *Inspection and Testing of Equipment and Training for Live-Line Work on Overhead Lines*

Dr.-Ing. Stephan Schlegel

- Arbeitskreis DKE AK 411.3.2 *Verbinder*

Dipl.-Ing. Thomas Götz

- CIGRÉ WG D1.67 *Dielectric performance of new non-SF₆ gases and gas mixtures for gas-insulated systems*

5 Veranstaltungen

Kolloquium anlässlich des Endes der aktiven Dienstzeit von Herrn Dr.-Ing. Joachim Speck

Aus Anlass des Endes der aktiven Dienstzeit von Herrn Dr.-Ing. Joachim Speck fand am 03.03.2017 in der Hochspannungshalle unseres Institutes ein wissenschaftliches Kolloquium mit mehr als siebzig Hochspannungstechniker*innen aus der europäischen Wirtschaft und von verschiedenen deutschen Hochschulen statt.

Zu Beginn fasste Herr Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann in einer Laudatio das Berufsleben von Herrn Speck zusammen und würdigte seine jahrzehntelange wissenschaftliche Arbeit in Forschung und Lehre am Institut. Seine fachlichen Verdienste umspannen die mathematische Statistik für die Hochspannungstechnik, physikalisch-technische Grundlagen der Hochspannungsisolierung mit gasförmigen, flüssigen und festen Isolierstoffen sowie die rechentechnisch-mathematische Begleitung der Einführung der Wärmenetzmethode am Institut. Unschätzbar ist sein Bemühen um die Bewahrung und Weiterentwicklung der „Dresdner Hochspannungsschule“ über Generation von Professoren hinweg. Aus den von ihm betreuten Dissertationen und Forschungsarbeiten sind in den letzten Jahren eine ganze Reihe international ausgezeichnete Publikationen hervorgegangen.

Die Breite der wissenschaftlichen Arbeit von Herrn Speck fand eine würdigende Vertiefung in sich anschließenden Vorträgen zur Statistik für die Hochspannungstechnik (Herr Dr. Ing. habil. Dr. h.c. Wolfgang Hauschild), zur Öl-Papier-Isolierung in HGÜ Transformatoren (Herr Dipl.-Ing. Ronny Fritsche - Siemens AG, Nürnberg), zum Isoliervermögen in Wicklungen elektrischer Maschinen (Herrn Dr.-Ing. Jürgen Stahl - VEM Sachsenwerk GmbH, Dresden) und zum Einfluss von Partikeln auf Entladungserscheinungen in Isoliergasen (Herr Dr.-Ing. Uwe Riechert - ABB Schweiz).



Gäste in der Hochspannungshalle des IEEH

Foto: Hans-Peter Pampel

Ein Abendessen gab den Teilnehmern Gelegenheit zum weiteren Gedankenaustausch. Abgerundet wurde das Kolloquium durch den musikalisch umrahmten Dank der wissenschaftlichen Mitarbeiter*innen des Institutes an Herrn Speck, für das selbstverständliche und unermüdliche Weitergeben seines unschätzbaren Fundus an wissenschaftlichem Wissen und der Erfahrung beim Experimentieren.

„Dresdner Kreis 2017“ am 23. und 24.03.2017

Am 23. und 24.03.2017 fand das 18. Treffen zum Dresdner Kreis an der Universität Duisburg Essen statt. Beginnend am frühen Nachmittag, wurden am ersten Tag in zwei Vortragsreihen jeweils vier Themen aus den aktuellen Forschungsbereichen der teilnehmenden Institute präsentiert. Die vorgestellten Forschungsthemen – aus den unterschiedlichsten Bereichen der Elektroenergieversorgungstechnik – bildeten die Grundlage für die anschließende fachliche Diskussion. Zum Ausklang des ersten Tages folgte am Abend ein gemeinsames Abendessen in einem balkanischen Restaurant in Duisburg. Am zweiten Tag folgte die Besichtigung von einem Hochofen und einer Walzstraße im Rahmen der Werksbesichtigung bei Thyssen Krupp Steel in Duisburg. Hier wurden nach einer kurzen theoretischen Einführung in die vielfältigen Prozesse der Stahlproduktion, die einzelnen Prozesse am Hochofen detailliert erläutert. Anschließend folgte die Besichtigung der Walzstraße, die bei den Teilnehmern für großes Interesse sorgte.



Gruppenfoto des Dresdner Kreises in der Hauptverwaltung von Thyssen Krupp Steel in Duisburg

Foto: Hannelore Treutler

15. Dresdner Lange Nacht der Wissenschaften 2017

Am Freitag, den 16. Juni 2017 wurde für etwa 38.000 Wissbegierige und angehende Studierende zum fünfzehnten Mal die Türen von Laboren der Hochschulen und Forschungseinrichtungen in Dresden geöffnet. Das diesjährige Motto lautete: „Eine Nacht, die Wissen schafft“. Diesem Motto sind Besucher jeden Alters aus Dresden, aber auch weiterentfernte Gäste gefolgt. In diesem Jahr konnte der Lehrstuhl für Hochspannungs- und Hochstromtechnik wieder den beliebten und hochspannenden Experimentalvortrag unter dem Titel „Faszination Elektrizität – Experimentalvortrag zu hochspannungstechnischen Phänomenen und technischen Lösungen“ anbieten. Es wurden Entladungsphänomene gezeigt, die mit fast allen Sinnen wahrgenommen werden konnten und Blitze von mehreren Metern Länge erzeugt. Aktuelle Forschungsthemen und technische Lösungen auf dem Gebiet der Elektroenergietechnik wurden bei dieser Gelegenheit ebenfalls präsentiert.

Unser Team bedankt sich bei allen Gästen für das rege Interesse, die Geduld in der Warteschlange und das Verständnis für die maximal zugelassene Anzahl an Personen zu den stets ausgebuchten Veranstaltungen. In Vorfreude auf die nächsten Vorführungen in der Hochspannungshalle sei auf die nächste Lange Nacht der Wissenschaften am 15. Juni 2018 verwiesen.



Experimentalvortrag in der Hochspannungshalle

Foto: Hans-Peter Pampel

BDEW-Kongress vom 21.-22. Juni 2017

Wie auch im vergangenen Jahr fand im Juni der Kongress des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft in der STATION-Berlin statt. Der Kongress stand unter dem Motto „Industry Convergence“ und bot ein vielfältiges Angebot an Diskussionen und Vorträgen zu branchenrelevanten Themen mit Vertretern aus Industrie und Politik. Zu den Hauptrednern zählten Bundeskanzleramtsminister Peter Altmaier und die Bundesministerin für Wirtschaft und Energie Brigitte Zypries, die über die Rolle der Politik in der Energiewende sprachen. Auf dem Kongressgelände des ehemaligen Bahnhofes wurden vier unterschiedliche „Themenwelten“ eingerichtet, in denen Diskussionsrunden mit prominenten Rednern aus Politik und Wirtschaft stattfanden.



Foto: BDEW

Im Rahmen der Nachwuchsinitiative des BDEW nahmen über 100 Studenten und Nachwuchskräfte aus der Industrie am Kongress teil. Die Nachwuchsinitiative ermöglichte den Studierenden Sarah-Anne Werner, Antonia Markl und Lukas Büttner die Teilnahme am Kongress. Neben einem Zusatzangebot am Vortag des Kongresses und war eine Führung über die Ausstellungsfläche Teil des Programms. Prof. Großmann nahm ebenfalls am Kongress teil und leitete einen dieser Ausstellungs-rundgänge.

Die Kongresstage boten interessante Einblicke und Gespräche mit anderen Teilnehmern der Initiative und Vertretern der Unternehmen. Neben bekannten Firmen wie ABB, Siemens und GE waren auch eher unbekannte Start-Ups vertreten.

Exkursion in das Trainings- und Schulungszentrum der Firma Omexom Hochspannung GmbH in Korbußen

Im Rahmen der Lehrveranstaltung „Ausgewählte Kapitel der elektrischen Energietechnik“ fand die Exkursion in das Trainings- und Schulungszentrum der Firma Omexom Hochspannung GmbH, am 28.06.2017, statt. Die Exkursion wurde von Herrn Dr.-Ing. habil. K. Papailiou begleitet, der als Gastdozent sein Fachwissen im Bereich Freileitungen an die Studierenden auf eine erfrischende Art vermittelt. Schon während der gemeinsamen Fahrt von Dresden nach Korbußen bei Gera wurden Fragen zu Freileitungen gestellt und geklärt. Dort angekommen wurden, nach einer herzlichen Begrüßung und einer Unternehmensvorstellung, die Studierenden dazu motiviert, typische Installationsaufgaben selbst durchzuführen. Unter anderem wurden Hängeisolatoren auf dem Boden zusammengebaut und eine Reparaturspirale an einem Leiterseil befestigt, wobei die Studierenden in Anlehnung an die Realität auf einem beweglich gelagerten Balken standen. Trotz einiger Regentropfen im späteren Verlauf der Exkursion, hatten die Studierenden die Möglichkeit an einem Freileitungsmast hochgefahren zu werden, um sich den Austausch von Isolatoren von Fachkräften erläutern zu lassen. Auch durften die Studierenden sich an einer Rettungsübung am Mast probieren.

Durch das Team der Firma Omexom wurde auch der Schulungswagen vorgestellt. Dabei wurden der Austausch von Abstandshaltern der Bündel-leiter vorgeführt und die Probleme, Unfallrisiken und Belastungen für den Monteur verdeutlicht. Während des abschließenden Essens wurde fachlich interessante Aspekte des Freileitungsbaus, insbesondere in Bezug auf wirtschaftliche Aspekte, die Verbindung zum Maschinenbau und aktuelle technische Herausforderungen bei Großprojekten, erläutert.

„25. Kolloquium Hochspannungs- und Anlagentechnik“ an der TU Ilmenau vom 29.06.-01.07.17

Bereits das 25-jährige Jubiläum des Kolloquiums „Darmstädter Kreis“ konnte in diesem Jahr gefeiert werden. Dabei trafen sich Assistenten, Mitarbeiter und Professoren der technischen Universitäten Darmstadt, München, Ilmenau, Dresden und der Hochschule Zittau / Görlitz. Im Mittelpunkt der Veranstaltung standen zahlreiche Vorträge verschiedener Teilnehmer, die ihre jeweiligen Forschungsgebiete vorstellten. Das Interesse des jeweiligen Publikums war allgemein sehr groß, so dass die darauffolgenden Diskussionen mit weiteren Fragen, Tipps und Anregungen meist vom Moderator nach einigen Minuten beendet werden mussten, um den zeitlichen Rahmen nicht zu überschreiten. Die zentralen Themengebiete waren hierbei verschiedene Untersuchungen und Problemstellungen in der HGÜ-Technik sowie bei gasisolierten Schaltanlagen und Leitungen. Zur Abrundung der vielfältigen Vorträge aus der Hochspannungstechnik konnte die TU Dresden drei Beiträge zum Kontaktverhalten elektrischer Leiter und zur Erwärmung von Sicherungsbauteilen ergänzen.



Führung durch die Labors der Fahrzeugtechnik

Foto: Markus Schladitz

Abseits der wissenschaftlichen Vorträge nutzte die TU Ilmenau die Gelegenheit, ihren Gästen auch verschiedene technische Labors, neben den eigenen der Hochspannungstechnik, zu zeigen. Dabei wurden unter anderem ein Antennenmesslabor, ein KFZ-Rollenprüfstand, ein Versuchsstand, an dem man das Thema „Virtual

Reality“ hautnah erleben konnte und mehrere elektronische Mikroskope für die Mikro- und Nanotechnologie vorgestellt. In einem Filmstudio-Labor durften die Professoren der jeweiligen Universitäten sowie einige Mitarbeiter der Lehrstühle ihre Meinung und weitere Anregungen zum diesjährigen Kolloquium in einem Interview filmisch festhalten.

Am letzten Abend wurden bei einer Grillfeier traditionell die Gastgeschenke übergeben. Im nächsten Jahr folgt das 26. Kolloquium Hochspannungs- und Anlagentechnik an der TU München.



Übergabe der Gastgeschenke

Foto: Markus Schladitz

Assistentenfahrt der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik an die Bleilochtalsperre in Thüringen vom 21.07. – 23.07.2017

Der seit vielen Jahren traditionelle Ausflug der Assistenten vom Lehrstuhl für Hochspannungs- und Hochstromtechnik und ihrer Familien führte in diesem Jahr nach Thüringen an die Bleilochtalsperre. Nachdem sich am Freitagabend mit Thüringer Roster und Rostbrätl gestärkt wurde, begann der Samstag mit einer Rundfahrt auf der Bleilochtalsperre. Während die Blicke vom Sonnendeck der MS Gera über das Wasser auf die umliegenden grünen Wälder schweiften, informierte uns der Kapitän über verschiedene Details zur Bleilochtalsperre. So ist die Talsperre, bezogen auf das Fassungsvermögen, der größte Stausee Deutschlands. Früher befanden sich in dem Gebiet viele Löcher, in denen Blei abgebaut wurde. Die Talsperre erhielt ihren Namen wegen dieser „Bleilöcher“. Nach einem Mittagessen, besonders gefragt waren Forelle und Rauchwurst, starteten wir mit einer Segeltour auf ZK10 Kuttern. Da alle mit anpackten, hielten wir stets unseren Kurs hinaus auf die Talsperre und wieder zurück nach Kloster bei Saalburg. Wieder an Land, wurde der Nachmittag zum Baden und Sonnen genutzt. Außerdem spielten wir Beach-Volleyball und Fußball. Die frische Luft und der Sport machten hungrig. Daher gab es in geselliger Runde Abendessen mit Kesselnulasch am Lagerfeuer. Am Sonntag führte uns die Heimreise über Gera. Dort besichtigten wir die historischen Tiefenkeller, welche ab dem 16. Jahrhundert angelegt wurden. Die sogenannten Höhlen wurden genutzt, um das gebraute Bier kühl zu lagern. Zum Abschluss der Assistentenfahrt 2017 wanderten wir noch durch den Geraer Hofwiesepark.



Angehörige der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik mit ihren Familien und Freunden auf der Assistentenfahrt 2017 an der Bleilochtalsperre

Foto: Tobias Gabler

Deutsch-iranischer Workshop ENERZI

Die politische Lockerung der Beziehungen zum Iran bietet die Möglichkeit, gestützt durch Initiativen der DFG, Kontakt mit Wissenschaftlern von Universitäten im Iran aufzunehmen. 23 Professoren der Energietechnik aus Teheran, Shiras, Kerman und Ahwas folgten einer Einladung der Universitätsleitung an die TU Dresden zu einem fünftägigen energietechnischen Workshop mit elf Professoren der TU Dresden, TU Chemnitz und der Fachhochschule Zittau. Dabei wurden gegenseitig Forschungsschwerpunkte vorgestellt und aktuelle Herausforderungen diskutiert, um daraus anschließend mehrere konkrete Vorhaben für gemeinsame Forschungsprojekte zu vereinbaren und DFG-Forschungsanträge zu formulieren. Neben der Stabilisierung der petrochemischen Energiebasis spielt auch im Iran die Einbindung regenerativer Energiequellen in bestehende Strukturen eine ganz große Rolle, die zukünftig noch weiter an Bedeutung gewinnt. Ebenso werden die Elektrifizierung des Schienenverkehrs und die Einführung von Straßenbahnlinien in Ballungsgebieten die Infrastruktur wesentlich verbessern. Klimaveränderungen in einigen Regionen stellen die elektrische Energieversorgung vor völlig neue Herausforderungen, die einen nicht unerheblichen Forschungsbedarf mit sich bringen, für den eine Forschungs Kooperation mit der TU Dresden und der Fachhochschule Zittau vereinbart wurde. In den Gesprächen mit den iranischen Wissenschaftlern wurden bei ostdeutsche Professoren Erinnerungen geweckt, was es bedeutet in weitgehender politischer, kommunikativer und wirtschaftlicher Isolierung (in der DDR von innen, beim Iran von außen bewirkt) arbeiten und forschen zu müssen, welches großes Engagement sich dahinter verbirgt und welche Potenziale dennoch da ruhen, die es gemeinsam zu erschließen gilt.



Gruppenbild am Rektorat der TU Dresden

Foto: Dominik Wolf

Bei der Besichtigung einiger Unternehmen in Dresden (SIEMENS, HIGHVOLT, VEM, DREWAG, Stadtentwässerung, Forschungszentrum Rossendorf, FRAUNHOFER) konnten sich die Gäste von der Leistungsfähigkeit sächsischer Unternehmen auf dem Gebiet der Energietechnik und -forschung überzeugen.



Besuch im DREWAG Innovationskraftwerk Dresden-Reick

Foto Steffen Großmann

Anfahrtsskizze

Sitz des Institutes: Mommsenstr. 10/12 (Binderbau/Töplerbau)
Sekretariate: BIN 124/125
01069 Dresden



So finden Sie zu uns:

- Vom Flughafen Dresden mit S-Bahnlinie S2 bis Dresden-Hauptbahnhof.
- Ab Dresden-Hauptbahnhof mit den Straßenbahnlinien 3 (Richtung Coschütz) und 8 (Richtung Südvorstadt) bis Haltestelle Nürnberger Platz oder mit der Buslinie 66 (Richtung Coschütz/Mockritz) bis Haltestelle Mommsenstraße.
- Über die Autobahn A 17, Abfahrt Dresden-Südvorstadt, in Richtung Stadtzentrum bis zur Universität (Mommsenstraße).