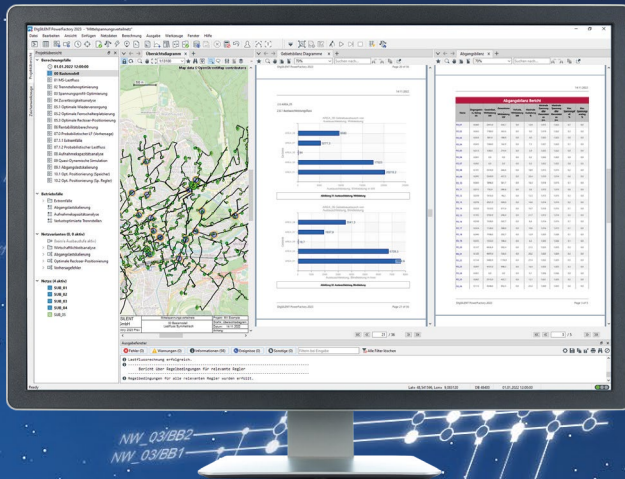


ETG *journal*

Engiertechnische
Gesellschaft im VDE (ETG)

**Viele Themen
und ein neuer Vorstand**





POWERFACTORY

DIE VERSION 2023 IST JETZT VERFÜGBAR!

AUSGEWÄHLTE NEUE FUNKTIONEN

- Niederspannungs-Lastflussberechnung zur Modellierung des stochastischen Verbrauchsverhaltens von Niederspannungslasten mit Hilfe von Gleichzeitigkeitskurven
- Erweiterungen der Spannungsqualitäts- und Oberschwingungsanalyse, einschließlich n-1-Ausfällen in den Berechnungen des Oberschwingungs-Lastflusses und des Frequenzgangs
- Unterstützung von Redispatch-Kosten für Generatoren und externen Stufenschaltungsreglern im Optimalen Lastfluss, sowie die Möglichkeit externe Löser für eine schnellere Optimierung einzusetzen
- Flusszerlegung zur Analyse von Netzflüssen und Ermittlung von Ring-, Transit-, Import/Export-Flüssen etc.
- Neues Konzept zur Erstellung von Berichten in PDF- und anderen Formaten, sowie einem integrierten Designer zur Erstellung eigener Berichtsvorlagen
- Eine grafische Modelica-Modellierungsumgebung und einen Bibliotheks-Browser für DSL-Makros und Modelica-Simulationsmodelle

Neugierig geworden? Weitere Informationen zu PowerFactory 2023 finden Sie im Dokument „What's New in PowerFactory 2023“.



Für weitere Informationen besuchen Sie:
www.digsilent.de

In mehr als 170 Ländern tätig.

POWER SYSTEM SOLUTIONS
MADE IN GERMANY

Liebe ETG Mitglieder,



so schnell vergehen drei Jahre! Sie halten das letzte ETG *journal* der zu Ende gehenden Amtszeit 2020–2022 des ETG Vorstands in den Händen (der Redaktionsschluss war noch im November) – wie üblich mit einem interessanten Querschnitt aktueller Beiträge aus dem gesamten, breiten Themenspektrum der ETG. Ich wünsche Ihnen viel Spaß beim Lesen!

Es ist ja durchaus üblich, als Vorstand zu so einem Zeitpunkt einen kurzen Rückblick zu geben, vielleicht sogar eine Art Bilanz zu ziehen ... Also fange ich mal an. Um dann, versprochen, auch sehr schnell wieder aufzuhören bzw. gleich abzuschweifen. Welche Themen wollen wir verstärkt angehen, welche Ideen umsetzen? Dazu hatten wir im ETG Vorstand Anfang 2020 Kernpunkte diskutiert und festgelegt – dann kam Corona, und Corona blieb. Es kam eine neue Bundesregierung mit einem deutlich ambitionierteren Plan für unsere Energiewende. Es kam, bis dato unvorstellbar, der russische Krieg in der Ukraine – der auch ein Angriff auf die Sicherheit unserer Energieversorgung ist.

Dies sind epochale Veränderungen, eine vielfach zitierte „Zeitenwende“ – und leider ist zu befürchten, dass diese großen Worte tatsächlich angemessen sind.

Zusammen mit den andauernden Problemen in den globalen Lieferketten, Mangelsituationen bei Halbleitern, Holz oder zwischenzeitlich nahezu jedem anderen Wirtschaftsgut, steigender Inflation, zunehmenden Fachkräftemangel und sicherlich weiteren Schwierigkeiten, befinden wir uns seit Jahren in einer „multiplen Krise“. Und diese aktuelle Situation wirft ein besonders scharfes Schlaglicht auf unsere Energieversorgung und die gewaltigen Herausforderungen, die hier zu stemmen sind.

Viele Dinge stellen sich damit heute anders dar als noch vor wenigen Jahren. Auch innerhalb der ETG gibt es eine engagierte Diskussion über die Energiewende bzw. die Zukunft der Energieversorgung, über Sinn und Unsinn einzelner Ziele oder Technologien – und das ist gut so. Letztlich unterstützen wir aber die Ziele und das grundlegende Konzept der Energiewende – weil es keine insgesamt „besseren“ Alternativen gibt (wobei „besser“ sich ja nicht objektiv festlegen lässt, sondern sich immer nur an den sich wandelnden Auffassungen in Gesellschaft und Politik orientieren kann), und weil die Grundstrukturen eines nachhaltigen Energieversorgungssystems bekannt und validiert sind, seit vielen Jahren. Dass die Energiewende in Deutschland funktionieren kann, ist keine Frage – die Art und Weise der Umsetzung, die finanziellen Rahmenbedingungen und der Zeitplan dagegen sehr wohl. Ob und welche Umwege man in Kauf nimmt (Laufzeiten von Kern- und Kohlekraftwerken, höhere Erdgasnutzung vor der Umstellung auf grünen Wasserstoff, ...). Und wir können uns als Gesellschaft nicht nur einzelne Aspekte aus dem Komplex „Energie-

wende“ herauspicken – weiterer Zubau von PV- und windgespeister Erzeugungskapazität (was ja oft schon schwierig genug in der Umsetzung ist) alleine reichen nicht. Es braucht endlich Schwung auch beim Netzausbau, und wir können das Thema „Schattenkraftwerke“ (also: Gaskraftwerke, die später mit grünem Wasserstoff betrieben werden) nicht noch weiter hinausschieben. Die Wärmewende muss gelingen. Die Industrie muss dekarbonisieren, ... Der Fortschritt in den letzten Jahren war in verschiedenen Themen sehr unterschiedlich, und das Gesamtprojekt „Energiewende“ mag sich in einer gewissen Schieflage befinden. Es ist aber auch wichtig festzustellen, dass wir eben schon bemerkenswerte Erfolge realisieren konnten, und die grundsätzliche Machbarkeit immer wieder bestätigt wird.

Umso mehr bin ich motiviert und stolz, dass die fachliche Arbeit der ETG – also die aktive Mitarbeit von Ihnen, den ETG Mitgliedern – auch in dieser herausfordernden Zeit kontinuierlich weiter betrieben wurde und relevante Impulse auch zu den aktuellen, ungeplanten Themen auf der Agenda geben konnte. Energiewende im Allgemeinen, die Beschleunigung der Energiewende im Besonderen, Resilienz unserer Infrastrukturen, Elektromobilität, Automatisierung, Wasserstoff – das sind nur ausgewählte Schlagworte, die schon im Arbeitsprogramm unserer ETG als Schwerpunkte gesetzt waren, bevor sie durch die Tagespolitik in den Fokus auch der breiteren Öffentlichkeit rückten. Dass hierzu aktuelle Ergebnisse vorlagen, verdanken wir der engagierten Facharbeit auch unter Pandemiebedingungen, mit der schnellen Einführung und Akzeptanz von virtuellen und hybriden Methoden. Es ist beeindruckend, dass der „Output“ unserer Facharbeit, also die Quantität und Qualität der Veröffentlichungen, Arbeitsgruppen-Sitzungen und Veranstaltungen, keinen, wirklich gar keinen Einbruch in der Coronazeit erleiden musste.

Daneben gibt es aber auch andere Aspekte, die sehr wohl einen gewissen Schaden während der Coronazeit genommen haben – vor allem ein Thema ist mir hier sehr wichtig: Die Mitgliederzahl der ETG, und insbesondere die Zahl, und das Engagement, der Jungmitglieder. Unsere Mitgliederzahl entwickelt sich leider negativ. Das mag mit der allgemeinen Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in ETG-relevanten Berufen übereinstimmen – für den VDE und insbesondere für unsere ETG ist das trotzdem schwierig. Und im größeren Kontext des Fachkräftemangels ist es sogar hoch kritisch (*wer* soll denn die Energiewende beschleunigen?). Neue Mitglieder kommen ganz überwiegend als Studierende zum VDE – und hier spielt persönlicher Kontakt an den Hochschulstandorten, und der persönliche Austausch in den Gruppen und Arbeitskreisen eine sehr große Rolle. Entsprechend schwierig waren hier die letzten Jahre. Ich hoffe sehr, dass es hier einen gewissen Aufhol-Effekt geben wird – und rufe auf zu jeglicher Unterstützung

für (potentielle) Neumitglieder, und für „Imagepflege“ für die Energietechnik im Allgemeinen! Auch wenn es das eine Wundermittel, das bei Jung und Alt Begeisterung für Energietechnik weckt, wohl nicht gibt – in der aktuellen Situation und mit der zusätzlichen Aufmerksamkeit auf der Lage, den Herausforderungen und den Lösungskonzepten des Energiesektors müssen wir alles versuchen, die Bedeutung und die Chancen von energietechnischen Berufen klar zu positionieren.

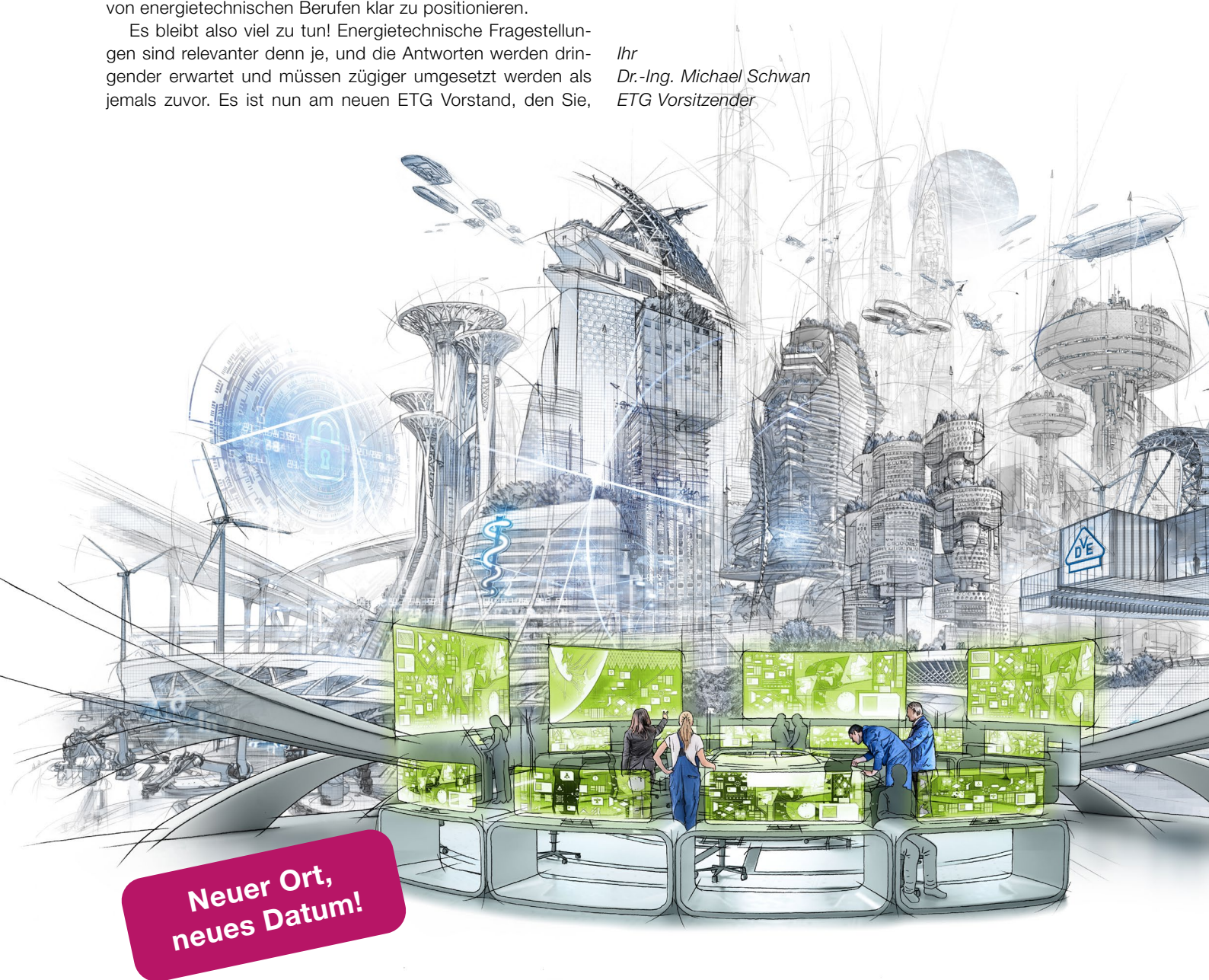
Es bleibt also viel zu tun! Energietechnische Fragestellungen sind relevanter denn je, und die Antworten werden dringender erwartet und müssen zügiger umgesetzt werden als jemals zuvor. Es ist nun am neuen ETG Vorstand, den Sie,

liebe Mitglieder, aus einer hochkarätigen Liste gewählt haben, sich diesen Herausforderungen zu stellen. Mit dem Fachwissen, der Schlagkraft und dem Engagement der ETG, wie es sich in den letzten, durchaus schwierigen Jahren gezeigt hat, bin ich sehr zuversichtlich, dass dies weiterhin gelingen wird! Ich wünsche dem neuen Vorstand, der ETG, Ihnen allen, alles Gute!

Ihr

Dr.-Ing. Michael Schwan

ETG Vorsitzender



**SAVE THE DATE für den nächsten
ETG Kongress: 25. – 26. Mai 2023
im Kongress Palais Kassel**

Editorial 3

T TECHNIK UND TRENDS 7

Netzregelung und Systemführung

- T1** Beherrschung von Netzauftrennungen in
Kontinentaleuropa 7
- T2** InnoSys 2030 – Innovationen in der
Systemführung bis 2030 11

Sternpunktbehandlung

- T3** Operating Principles of VSCs in the Zero
Sequence and Options for Neutral Point
Treatment 15

Neue Methoden zur Erdschlusserfassung und Erdschlussortung

- T4** Anwendung innovativer maschineller
Lernverfahren für KI-basierte Lösungen
zur Erdschlusserfassung und
Erdschlussortung 21

Hochspannungstechnik

- T5** Monitoring von Heißpunkttemperaturen
zur Überlastabschätzung bei
Leistungstransformatoren 24
- T6** Reduktion des Teilleiterabstands bei
Freileitungen zur Minimierung von
Koronageräuschen 30

- T7** Entwicklung eines Hochleistungs-
Gleichstromprüffeldes (DC.lab) 36

E ETG AKTUELL 39

Aktuelles aus den Fachbereichen

- E1 A1** Elektrische Maschinen und Antriebe,
Mechatronik 39
- E2 A2** Bahnen mit elektrischen Antrieben 39
- E3 V1** Erzeugung und Speicherung
elektrischer Energie 41
- E4 V2** Energieübertragung und -verteilung 42
- E5 V3** Energiewirtschaft 43
- E6 Q1** Leistungselektronik und
Systemintegration 43
- E7 Q2** Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik 44
- E8 Q3** Kontaktverhalten und Schalten 45
- E9** Energietechnische Gesellschaft mit
neuem Vorstand 46
- E10** Der neue Vorstand stellt sich vor 47

ETG Preise

- E11** Unsere Preisträger 2022 47
- ETG Literaturpreis – Preisauf Ruf 2023 48
- Herbert-Kind-Preis – Preisauf Ruf 2023 48
- E12** VDE ETG Studie Zukunftsbild Energie 49
- E13** Einladung zur ETG Mitgliederversammlung
am 26. Mai 2023 in Kassel 51

VDI VDE Impulspapier

- E14** Wasserstoff für den Schienenverkehr 52

ETG Task Forces

- E15** Aktueller Stand Task Force
„Flexibilisierung des Energiesystems
(EnerFlex)“ 53
- E16** Aktueller Stand Task Force
„Digitaler Zwilling in der Elektrizitäts-
und Netzwirtschaft“ 54

Rückblick ETG Veranstaltungen

- E17** Schienenfahrzeugtagung 2022 54
- E18** Energiewende und VDE
Hochspannungstechnik 2022 57
- E19** Netzregelung und Systemführung:
Transformation der Stromversorgung –
Netzregelung und Systemstabilität 61
- E20** 7. ETG Fachtagung STE2022
Sternpunktbehandlung in Netzen
bis 110 kV (D-A-CH) 62
- E21** Leitfaden zur Sternpunktbehandlung in
Netzen bis 110 kV (D-A-CH) 65
- E22** Trend zu hohen Leistungsdichten 66
- E23** Erzeugung und Speicherung elektrischer
Energie – Versorgungssicherheit im
Energiesystem der Zukunft 68
- E24** 8. Dialogplattform Power-to-Heat, Online. . 70

Vorschau ETG Veranstaltungen

- E25** VDE Antriebssysteme 72
- E26** 15. VDE Blitzschutztagung 72

I INTERNATIONALES 74

- I1** Aktuelle Informationen aus CIREN 74
- I2** Aktuelle Informationen aus dem Deutschen
Komitee der CIGRE 75

H HISTORIE DER ELEKTROTECHNIK 76**25 Jahre Elektrische Wiedervereinigung Deutschlands**

- H1** Der Weg zur kommunikationstechnischen
Wiedervereinigung Deutschlands
1989–1997 76

Veranstaltungskalender 79

Netzregelung und Systemführung

T1 Beherrschung von Netzauftrennungen in Kontinentaleuropa

Die Beherrschung von Netzauftrennungen, sogenannten System Splits, ist für große Verbundsysteme aufgrund der hohen, weiträumigen Leistungstransporte, wie in Kontinentaleuropa, eine große Herausforderung. Steigende Leistungstransporte und die gleichzeitige Abschaltung konventioneller Kraftwerke, die heute einen Großteil der Momentanreserve bereitstellen, machen eine Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen zunehmend schwieriger. Im Folgenden wird anhand der zwei Störungen in Kontinentaleuropa am 08.01.2021 und 24.07.2021 auf die damit einhergehenden Herausforderungen eingegangen und ein Ausblick auf zukünftigen Herausforderungen gegeben.

Einleitung

Um einen sicheren und stabilen Betrieb zu gewährleisten, muss das Verbundsystem robust gegenüber unterschiedlichen Störungen sein und auftretende Leistungsungleichgewichte ausgleichen. Die Frequenzregelung im kontinentaleuropäischen Verbundsystem und als Teil hiervon die Primärregelung sind auf einen Erzeugungsausfall von maximal 3 GW ausgelegt. Solange das kontinentaleuropäische Verbundsystem intakt bleibt und die am Netz angeschlossenen Netznutzer sich konzeptgemäß verhalten, werden Störungen mit einem Leistungsungleichgewicht von bis zu 3 GW auch in Zukunft zuverlässig beherrscht [1].

Kaskadierende Schutzauslösungen und Leitungsabschaltungen können jedoch dazu führen, dass das Verbundsystem in zwei oder mehr nicht mehr synchron verbundene Teilsysteme zerfällt. Dadurch wird der Leistungstransport zwischen diesen Teilsystemen unterbrochen und dies führt zu hohen Leistungsungleichgewichten, die deutlich mehr als 3 GW betragen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit von Netzauftrennungen nimmt mit steigenden überregionalen Leistungstransporten im Übertragungsnetz zu, auch wenn sich die Ursache und Abfolge von Netzauftrennungen jeweils unterscheiden. Infolge ei-

ner Netzauftrennung wird der Leistungsaustausch zwischen den sich bildenden Teilnetzen unterbrochen. Dadurch treten in den Teilnetzen teilweise sehr hohe Leistungsungleichgewichte auf, welche den Auslegungstörfall der Frequenzregelung von 3 GW deutlich überschreiten. Gleichzeitig müssen die Leistungsungleichgewichte in den Teilnetzen ausgeglichen werden. Aufgrund der Netzauftrennung steht hierzu in den Teilnetzen im Vergleich zu dem gesamten Verbundsystem weniger Momentanreserve und sonstige Regelreserven zur Verfügung.

Das Ziel bei der Beherrschung von Netzauftrennungen ist es, den Systemausfall bzw. Black-out zu verhindern. Hierzu ist zum einen ausreichend Momentanreserve und zum anderen ein zuverlässig funktionierender Systemschutzplan erforderlich (Bild 1). Die Momentanreserve ist eine Leistungsreserve, die auftretende Leistungsungleichgewichte inhärent ausgleicht und klassischerweise von Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke bereitgestellt. Durch die Erhöhung (positive Momentanreserve) bzw. Verringerung (negative Momentanreserve) der eingespeisten Leistung sinkt bzw. steigt die Drehzahl der rotierenden Masse und somit die elektrische Frequenz, indem kinetische Energie ein- oder ausgespeichert wird. Um Schutzauslösungen und die Trennung von Anlagen zu vermeiden, muss die Momentanreserve vor dem Erreichen der Frequenzgrenzen von 47,5 Hz bzw. 51,5 Hz abgelöst werden. Hierzu kommen unterschiedliche Maßnahmen des Systemschutzplans zum Einsatz. Als ein Teil dieser Maßnahmen müssen Erzeugungsanlagen im Rahmen der Überfrequenzleistungsreduktion die eingespeiste Leistung proportional zur Frequenzabweichung ab 50,2 Hz reduzieren, um dem Frequenzanstieg entgegen zu wirken. Im Unterfrequenzbereich ist der Abwurf von abschaltbaren Lasten, Pumpspeichern im Pumpbetrieb oder der frequenzabhängige Lastabwurf vorgesehen [2].

Unter Berücksichtigung der erforderlichen Messzeiten für die Frequenzbestimmung sowie die Reaktionszeiten der einzelnen Maßnahmen ist der Systemschutzplan auf einen maximalen Frequenzgradienten (RoCoF) von 1 Hz/s ausgelegt [3]. Dementsprechend muss für eine Beherrschung von Netzauftrennungen sichergestellt werden, dass die Teilsysteme über ausreichend Trägheit verfügen, um den Frequenzgradienten auf 1 Hz/s zu begrenzen und damit sicherzustellen, dass die nachgelagerten Maßnahmen des Systemschutzplans ausreichend Zeit haben, um wirksam zu werden.

Netzauftrennungen in Kontinentaleuropa 2021

Bei Netzauftrennungen handelt es sich in der Regel um selten auftretende Extremereignisse. Im Jahr 2021 kam es im kontinentaleuropäischen Verbundsystem zu zwei Störuereignissen, die in einer Netzauftrennung resultierten.

Am 8. Januar 2021 kam es zu einer Netzauftrennung im Südosten des kontinentaleuropäischen Verbundsystems. Ur-

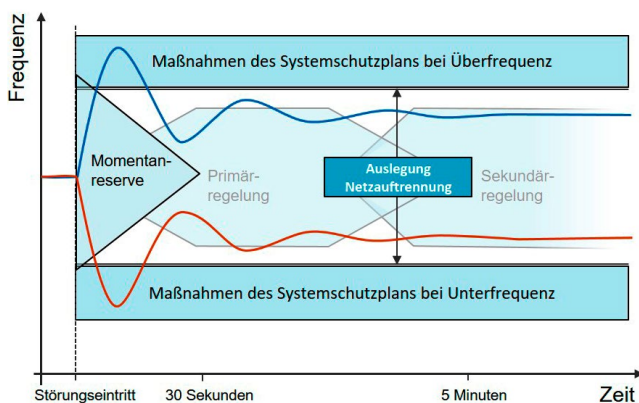


Bild 1: Maßnahmen zur Beherrschung von Netzauftrennungen

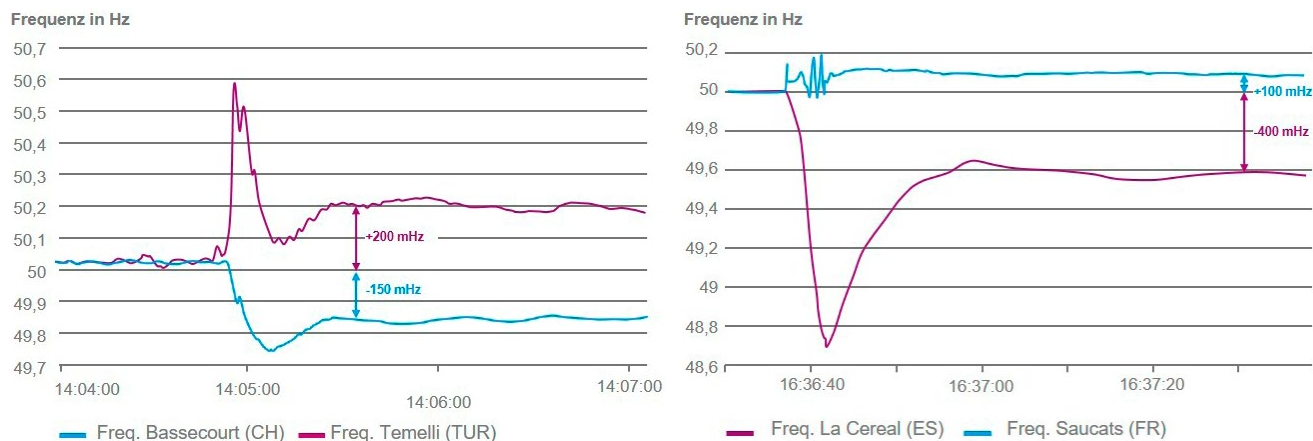


Bild 2: Links: Frequenzverlauf im nordwestlichen und südöstlichen Teilnetz am 8.1.2021 nach [4]

Rechts: Frequenzverlauf im südwestlichen und nordöstlichen Teilnetz am 24.7.2021 nach [5]

sache für die Netzauftrennung war das Auslösen der Kuppelung in der Umspannanlage Ernestinovo in Kroatien durch Überlast. Nach ca. 23 s führte dies zu einer Auslösung des 380-kV-Stromkreises Subotica-Noví Sad, was die Auslösung weiterer paralleler Stromkreise zur Folge hatte. Dadurch wurde das kontinentaleuropäische Verbundsystem in ein nordwestliches und ein südöstliches Teilnetz geteilt. Vor Eintritt der Störung wurden 5,7 GW aus dem südöstlichen Teilnetz in das nordwestliche Teilnetz transportiert [4]. Die Unterbrechung des Leistungstransports führte zu einem Leistungsüberschuss und folglich einem Anstieg der Frequenz auf 50,6 Hz im südöstlichen Teilnetz, während die Frequenz im nordöstlichen Teilnetz durch die Lastunterdeckung auf 49,74 Hz sank (Bild 2).

Die Frequenz im südöstlichen Teilnetz konnte durch die Netztrennung mehrerer Erzeugungsanlagen mit insgesamt 3.292 MW bei 50,2 Hz stabilisiert werden. Im nordwestlichen Teilnetz hingegen wurden 1.662 MW abschaltbare Lasten abgeworfen. Zudem lieferten die HGÜ-Systeme nach Großbritannien und Skandinavien zusätzliche 554 MW, wodurch die Frequenz bei 49,85 Hz stabilisiert wurde. Zusätzlich kam es aufgrund von Winkelverschiebungen auch weit von der Störung entfernt zu hohen Leistungsspendelungen.

Am 24. Juli 2021 führte ein Feuer in der Region Moux im Süden Frankreichs zu einem Ausfall von zwei 380-kV-Stromkreisen Baixas-Gaudière. Dadurch verlagerte sich der Leistungsfluss nach Westen und führte dort nach kurzer Zeit zu einer Überlastung und dem Ausfall eines weiteren 380-kV Stromkreises. Aufgrund der steigenden Übertragungsverluste sank die Spannung im Übertragungsnetz auf ca. 340 kV ab. Im Anschluss kam es zu kaskadierenden Auslösungen weiterer Stromkreise, in dessen Folge sich das Verbundsystem in ein südwestliches Teilnetz, bestehend aus Spanien und Portugal, und ein nordwestliches Teilnetz auf trennte [5]. Durch die Entlastung des Netzes stieg die Spannung insbesondere im Norden Spaniens kurzzeitig auf ca. 450 kV. Durch die hohen Spannungsschwankungen trennten sich insgesamt Erzeugungsanlagen mit einer Einspeisung von 1.205 MW vom Netz.

Vor Eintritt der Störung exportierte Frankreich ca. 2.500 MW nach Spanien und Portugal. Der im nordöstlichen Teilnetz entstandene Leistungsüberschuss führte daher zu einem Anstieg der Frequenz, der jedoch ohne die Aktivierung weiterer

Maßnahmen bei 50,1 Hz stabilisiert werden konnte (Bild 2). Im südöstlichen Teilnetz hingegen fiel die Frequenz auf ca. 48,65 Hz ab. Insgesamt fielen daher Erzeugungsanlagen mit einer Einspeiseleistung von 2.673 MW aus. Das dadurch resultierende Leistungsdefizit war größer als das Leistungsdefizit durch den wegfallenden Import aus Frankreich. Aufgrund der geringen Teilnetzgröße und des hohen Leistungsdefizits sank die Frequenz mit einem hohen Frequenzgradienten von bis -1 Hz/s. Durch den Abwurf von Pumpspeicherkraftwerken im Pumpbetrieb mit einer Bezugsleistung von 2.302 MW sowie die Aktivierung mehrerer Stufen des Lastabwurfs mit einer Gesamtlast von 4.306 MW konnte die Frequenz stabilisiert und auf 49,6 Hz zurückgeführt werden.

In beiden Fällen kam es aufgrund von Frequenz- und Spannungsabweichungen, vor allem in Nähe der Trennlinie, zu zahlreichen Trennungen von Erzeugungsanlagen und Lasten, die den Maßnahmen des Systemschutzplans entgegenwirken. Aus diesem Grund ist es wichtig, dass die am Netz angeschlossenen Anlagen die technischen Anforderungen der Netzanschlussbedingungen erfüllen und sich bei derartigen Großstörungen nicht vom Netz trennen.

Zukünftige Herausforderungen

Die Herausforderungen zur Beherrschung von Netzauftrennungen werden in Zukunft weiter zunehmen. Dies ist vor allem auf zwei Effekte zurückzuführen. Zum einen führen die zunehmend lastferne Erzeugung sowie der verstärkte internationale Stromhandel zu steigenden Leistungstransportbedarfen über weiträumige Distanzen im Übertragungsnetz. Dadurch steigen auch die potentiell entstehenden Leistungsungleichgewichte infolge einer Netzauftrennung, sodass mehr Momentanreserve benötigt wird. Zum anderen sinkt aber gleichzeitig die Momentanreserve durch die Abschaltung großer konventioneller Kraftwerke.

Untersuchungen der ENTSO-E haben gezeigt, dass die Anzahl kritischer Netzsituationen und Netzauftrennungen zukünftig weiter zunimmt [6]. Vor diesem Hintergrund wurden im Netzentwicklungsplan zwei charakteristische Netzauftrennungen für 2035 betrachtet [7].

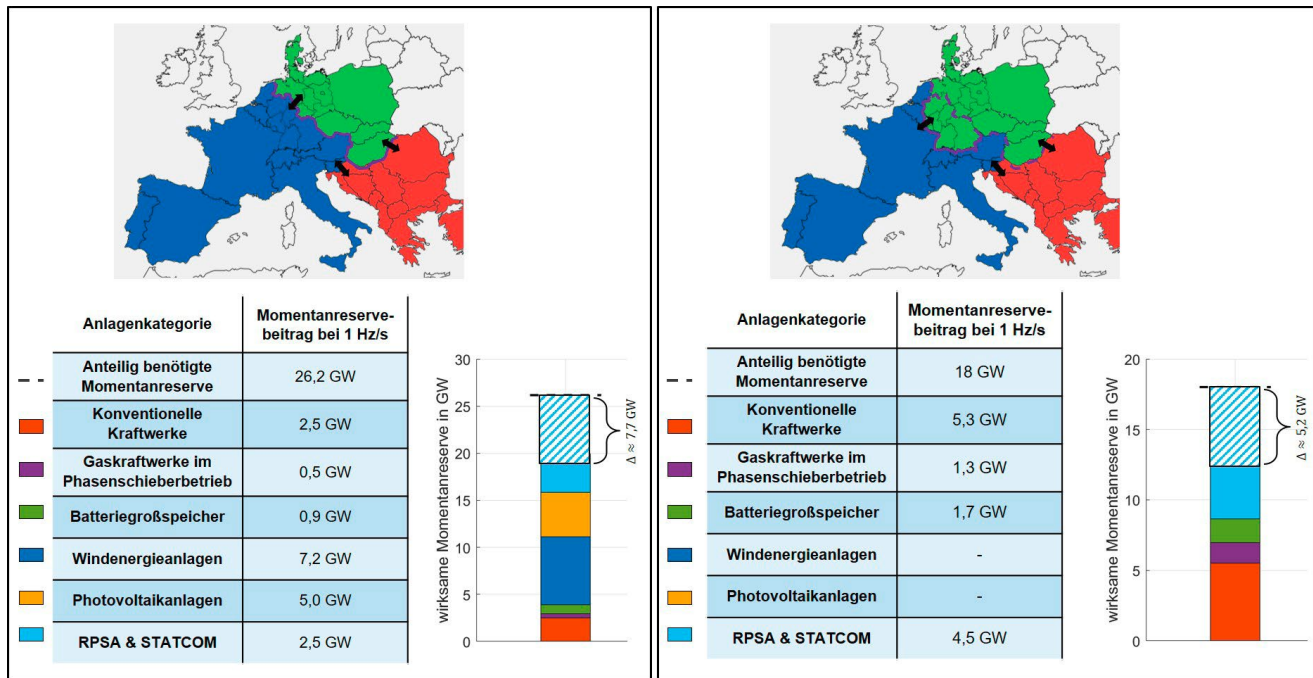


Bild 3: Links: Beiträge unterschiedlicher Technologien zur Deckung des **negativen** Momentanreservebedarfs
Rechts: Beiträge unterschiedlicher Technologien zur Deckung des **positiven** Momentanreservebedarfs

Die links in Bild 3 dargestellte Netzauftrennung ist angelehnt an die Störung vom 04.11.2006 und wird zur Bestimmung des negativen Momentanreservebedarfs im Überfrequenzbereich herangezogen. Es treten Leistungsüberschüsse von bis zu 38 GW, vor allem in Stunden mit hoher Windeinspeisung, im nordöstlichen Teilnetz (siehe grüne Netzregion) auf. In mehr als 2.100 Stunden beträgt der mittlere Frequenzgradient über 1 Hz/s und überschreitet damit die Auslegungsgrenze des Systemschutzplans. Im Maximum liegt der Frequenzgradient bei 4 Hz/s. Die anteilig benötigte Momentanreserve in Deutschland um den Frequenzgradienten auf maximal 1 Hz/s zu begrenzen, beträgt 26,2 GW¹. Konventionelle Kraftwerke in Deutschland liefern nur rund 2,5 GW Momentanreserve, also ca. 10 % der benötigten Momentanreserve.

Folglich sind in Zukunft Maßnahmen erforderlich, um die Momentanreserve in Deutschland zu erhöhen. Voraussetzung für die Bereitstellung von Momentanreserve sind netzbildende Eigenschaften, um ohne Messverzögerung und somit inhärent auf eine Störung im Netz zu reagieren, sowie ein Konzept zur Energiebereitstellung bzw. -abfuhr. Hierzu kann entweder ein Energiespeicher oder bereits vorhandene Komponenten und Funktionen, wie z. B. Bremswiderstände, genutzt werden. Da dies nicht den aktuellen Stand der Technik darstellt, sind nur ab 2025 neu errichtete Anlagen berücksichtigt [7].

Es wird deutlich, dass vor allem Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund des starken zukünftigen Ausbaus ein großes Potential für die Bereitstellung negativer Momentanreserve bieten, da kein Speicher erforderlich ist. Darüber hinaus können auch regelbare Kompensationsanlagen in Form von rotierenden Phasenschiebern (RPSA) oder STATCOM ei-

nen signifikanten Beitrag zur Momentanreserve leisten, indem RPSA mit einer zusätzlichen Schwungmasse und STATCOM mit einem Kurzzeitspeicher ausgestattet werden. Aufgrund des bereits vorhandenen Energiespeichers könnten auch Batteriegroßspeicher mit netzbildenden Eigenschaften einen hohen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Der Betrieb von Gaskraftwerken im Phasenschieberbetrieb, die marktbedingt nicht am Netz sind, bietet ein relativ geringes Potential. Hierfür müssten Gaskraftwerke mit einer Kupplung zwischen Generator und Turbine ausgestattet werden, was zwar derzeit nicht Stand der Technik ist, aber es existieren hierfür bereits technische Lösungen.

Rechts in Bild 3 ist die Netzauftrennung für die Bestimmung des positiven Momentanreservebedarfs im Unterfrequenzbereich dargestellt. Hierbei treten, vor allem in Stunden mit hohen Leistungsimporten in Deutschland, Leistungsdefizite von bis zu 26 GW auf. In über 1.000 Stunden ist der resultierende Frequenzgradient größer als 1 Hz/s und überschreitet damit die Auslegungsgrenze des Systemschutzplans. Im Maximum beträgt der Frequenzgradient -2 Hz/s. Die benötigte Momentanreserve in Deutschland beträgt ca. 18 GW, wovon konventionelle Kraftwerke mit 5,3 GW bereits ca. 30 % bereitstellen.

Im Gegensatz zur negativen Momentanreserve ist für Windenergie- und Photovoltaikanlagen kein Potential für positive Momentanreserve ausgewiesen, da die eingespeiste Leistung gesteigert werden muss und somit ein Energiespeicher erforderlich wäre. Regelbare Kompensationsanlagen bieten hingegen mit 4,5 GW ein großes Potential. Mit einem Momentanreservebeitrag von 1,7 GW sind auch Batteriegroßspeicher für die Erbringung positiver Momentanreserve interessant. Auch Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb bieten mit einem Momentanreservebeitrag von 1,3 GW bei 1 Hz/s ein hohes Potential.

¹ Die Momentanreserve in GW ist nicht mit der installierten Leistung gleichzusetzen (vgl. Einleitung).

Sowohl für die negative und positive Momentanreserve ergibt sich unter Berücksichtigung aller betrachteten Potentiale ein verbleibendes Defizit. Bislang unberücksichtigt sind Beiträge von Lasten, wie z.B. Elektromobilität. Dies ist Gegenstand weiterer Analysen.

Fazit

Die Beherrschung von Netzauftrennungen ist für große Verbundsysteme aufgrund der hohen, weiträumigen Leistungstransporte, wie in Kontinentaleuropa, eine sehr große Herausforderung. Die Auswertungen zu den zwei in 2021 aufgetretenen Störungen haben gezeigt, dass in beiden Fällen ausreichend Momentanreserve verfügbar war und die umgesetzten Maßnahmen des Systemschutzplans in Kontinentaleuropa zuverlässig funktioniert haben. Weiterhin wird deutlich, dass Erzeugungseinheiten gemäß den Grid-Code-Anforderungen das Netz stützen müssen und sich bei den Spannungsschwankungen und hohen Frequenzgradienten nicht vom Netz trennen dürfen.

Die Analysen zukünftiger Szenarien zeigen insbesondere für Deutschland bereits bis zum Jahr 2035 einen hohen Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve auf. Vor diesem Hintergrund sind zukünftig insbesondere Beiträge von leistungselektronischen Anlagen erforderlich, wofür diese über netzbildende Eigenschaften verfügen müssen. Damit die neu installierten leistungselektronischen Anlagen bis zum Jahr 2035 bereits einen nennenswerten Beitrag im System liefern, müssen neue Anlagen schnellstmöglich netzbildende Eigenschaften besitzen.

Gleichzeitig muss auch sichergestellt werden, dass die Maßnahmen des Systemschutzplans auch in Zukunft weiterhin zuverlässig funktionieren (z.B. Lastabwurf bei zunehmender Rückspeisung aus dem Verteilnetz). Nur durch eine regelmäßige Prüfung dieser Aspekte im Hinblick auf die systemischen Veränderungen kann eine Beherrschbarkeit von System Splits auch in Zukunft sichergestellt werden.

Literatur

- [1] 4 ÜNB, Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb, April 2014
- [2] 4 ÜNB, Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Dezember 2018
- [3] ENTSO-E, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF), Dezember 2020
- [4] ENTSO-E, Final report on the separation of the Continental Europe power system on 8 January 2021, Juli 2021
- [5] ENTSO-E, Final report on the power system separation of Iberia from Continental Europe on 24 July 2021, März 2022
- [6] ENTSO-E, Frequency Stability in Long-Term Scenarios and Relevant Requirements, Dezember 2021
- [7] 4 ÜNB, Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf, April 2021



*Dr. Janek Massmann
Amprion GmbH, Dortmund,
Deutschland*



*Dr. Tobias Hennig
Amprion GmbH, Dortmund,
Deutschland*



*Martin Lösing
Amprion GmbH, Dortmund,
Deutschland*



*Marvin Kaiser
Amprion GmbH, Dortmund,
Deutschland*

Netzregelung und Systemführung

T2 InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030

Das Forschungsprojekt InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030 – legte den Forschungsschwerpunkt auf die Entwicklung und Untersuchung von kurativen Einsatzkonzepten im deutschen Übertragungsnetz. InnoSys 2030 wurde unter der Beteiligung von insgesamt 17 Forschungspartnern aus Deutschland unter der Förderung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, ehemals BMWi) mit 9,375 Mio. EUR unter der Gesamtprojektleitung von TenneT durchgeführt. Die 17 Partner waren die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW), fünf Verteilnetzbetreiber (Avacon, EWE Netz, Mitnetz, Netze BW und Westnetz), sechs Forschungsinstitute (TU Dortmund, FAU Erlangen-Nürnberg, Fraunhofer IEE, Fraunhofer FKIE, TU Ilmenau und RWTH Aachen) sowie zwei Netzleitsystemhersteller (PSI Software AG und Siemens AG). Nach einer umfangreichen Projektantrags- und Genehmigungsphase begann die Bearbeitungszeit im Oktober 2018 und der Projektabschluss erfolgte im Dezember 2021. Im Folgenden werden die Kernerkenntnisse der Projektergebnisse dargestellt.

Wie sehen Konzepte aus, kurative Systemführung umzusetzen?

Die kurative Systemführung ist ein vielversprechender Ansatz, um die bestehende Netzinfrastruktur noch höher auszulasten und so erforderliche Maßnahmen zur Engpassbehebung möglichst zu reduzieren. Die dahinterstehende Idee, Maßnahmen erst nach einem tatsächlichen Störfall zu aktivieren und die thermische Reserve von Betriebsmitteln zu nutzen, lässt sich anschaulich anhand von einfachen Beispielen darlegen. Die konkrete Umsetzung jedoch stellt einen Paradigmenwechsel in der Systemführung dar und ist aufgrund ihrer Komplexität und Vielschichtigkeit mit zahlreichen praktischen und technologischen Herausforderungen verbunden. Die in InnoSys 2030 entwickelten Konzepte stellen daher – neben dem Innovationsfokus – die praxistaugliche Integration in die Systemführung in den Vordergrund. Zentrale Aspekte hierbei sind die Reduzierung von Komplexität, um die betrieblich-operative Handhabbarkeit zu gewährleisten, sowie die Gewährleistung der Systemsicherheit, die durch die Höherauslastung des Bestandsnetzes nicht reduziert werden darf.

Wie eine innovative und praxistaugliche Integration von kurativen Maßnahmen in die Systemführung gelingen kann, wird anhand der entwickelten Konzepte in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Wirkmechanismen kurativer Systemführung – Was ist das überhaupt?

Gemäß deutscher¹ und europäischer² Gesetzgebung sind Netzbetreiber für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb verantwortlich. Ein zentraler Aspekt ist die Gewährleistung der Netzsicherheit. Über einheitliche betriebliche Regeln, wie dem (n-1)-Kriterium, wird das Risiko von Versorgungsunterbrechungen bei Störungen minimiert. Eine Störung stellt einen Ausfall eines Netzbetriebsmittels dar, welcher eine Grenzwertverletzung hervorrufen würde.

Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums erfolgt durch Einhaltung von Grenzwerten im ungestörten Betrieb sowie in Ausfallsituationen. Limitierend sind Stromgrenzwerte von Netzbetriebsmitteln sowie Spannungsgrenzwerte. Eine Überschreitung der Grenzwerte kann in einer irreversiblen Schädigung von Netzbetriebsmitteln oder in der Auslösung eines Betriebsmittel- oder Anlagenschutzes resultieren. Um dies zu vermeiden, werden von Week-Ahead über Day-Ahead bis Echtzeit Netzsicherheitsberechnungen durchgeführt und potentielle Verletzungen des (n-1)-Kriteriums prognostiziert bzw. ermittelt. Falls erforderlich werden unter Zuhilfenahme von Optimierungsalgorithmen geeignete Maßnahmen zur Entlastung des Netzes nach §13 EnWG ermittelt. Hierzu zählen typischerweise der Redispatch konventioneller Kraftwerke oder die Stufung von Transformatoren. Solche Entlastungsmaßnahmen können prinzipiell sowohl präventiv als auch kurativ eingesetzt werden. Der Unterschied der Wirkung von präventiven und kurativen Maßnahmen ist in Bild 1 dargestellt.

1 Bundesrepublik Deutschland: EnWG – Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621)

2 Europäische Kommission: Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, Brüssel, 2017

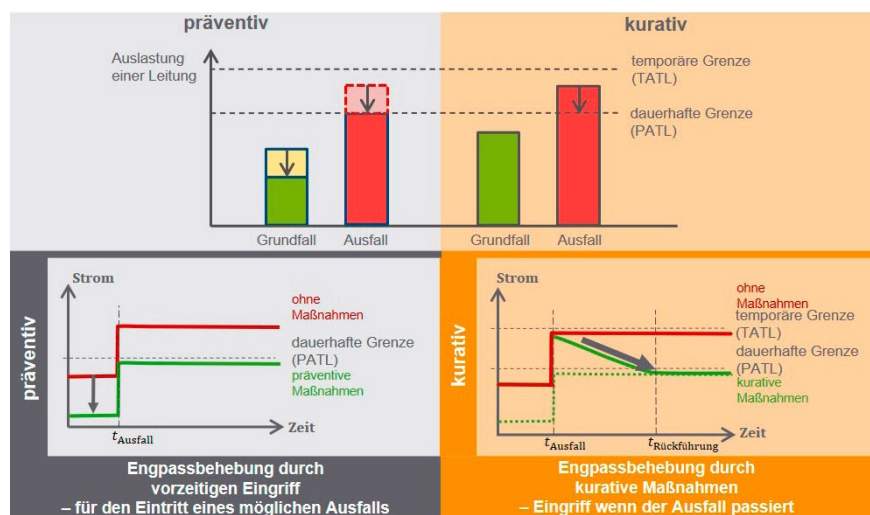


Bild 1: Vergleich der Wirkmechanismen präventiver und kurativer Systemführung

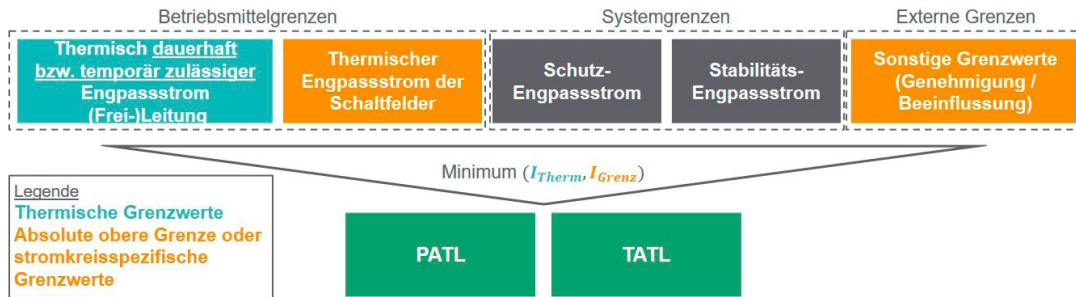


Bild 2: InnoSys-Grenzwertkonzept

Die eigentliche Anweisung und Umsetzung der ermittelten entlastenden Maßnahmen erfolgt heute in der Regel präventiv, d. h. vor einer möglichen Störung. Durch die präventive Umsetzung der Maßnahme reduziert sich die Auslastung im ungestörten Betrieb (n-0-Zustand) der betroffenen Betriebsmittel unterhalb der dauerhaft tolerierbaren Strombelastung (PATL³). So werden Stromkreise heute meist mit gewissen Sicherheitsmargen betrieben, die nur bei seltenen Ausfallereignissen zum Tragen kommen.

Wenn Leitungen im n-0-Zustand mit einem Strom belastet sind, der unterhalb des PATL liegt, erlaubt ihre thermische Trägheit eine kurzzeitige Überschreitung des PATL für einen begrenzten Zeitraum ohne eine thermische Überlastung hervorzurufen. Diese sogenannte thermische Reserve kann genutzt werden, um ausreichend schnelle Maßnahmen unmittelbar nach einem Betriebsmittelausfall, d. h. kurativ, zu ergreifen. Die thermische Reserve wird im Betrieb durch eine temporär tolerierbare Strombelastung (TATL⁴) beschrieben. Um thermische Überlastungen zu vermeiden, muss sichergestellt sein, dass der Strom den TATL nicht überschreitet und nach vollständiger Umsetzung der Maßnahme auf den PATL zurückgeführt ist. Im Projekt InnoSys 2030 wurde sich zunächst auf die thermische Betrachtung des Leiterseils fokussiert. Zur umfänglichen Bewertung des TATL sind alle Betriebsmittel entlang des zu analysierenden Stromkreises zu berücksichtigen. Der TATL ist abhängig von dem Leiterseiltyp, der Vorbelastung einer Leitung, der Zeitspanne $\Delta t = t_{\text{Rückführung}} - t_{\text{Störung}}$, in der der temporäre Strom anliegen darf, sowie von Witte-

rungsverhältnissen. Je höher die Zeitspanne, desto geringer fällt der TATL aus. Die Zeitspanne wiederum wird maßgeblich durch die Reaktionszeit der dem Systemführer zur Verfügung stehenden (kurativen) Entlastungsmaßnahme bestimmt. Durch dieses Prinzip können kostspielige präventiven Maßnahmen vermieden werden, da kurative Maßnahmen nur dann eingesetzt werden, wenn tatsächlich ein Betriebsmittelausfall eintritt.

In der Praxis sind sowohl die temporär als auch die dauerhaft tolerierbaren Stromgrenzen nicht nur thermisch bestimmt, sondern durch zahlreiche Restriktionen, z. B. Schutz- und Stabilitätsgrenzwerte, limitiert. In InnoSys 2030 ist daher – aufbauend auf dem Grenzwertkonzept der deutschen ÜNB⁵ – das sogenannte InnoSys-Grenzwertkonzept entwickelt worden, um einerseits Rechnungsvorschriften für realitätsnahe Simulationen zu beschreiben und andererseits eine Grundlage für mögliche reale Umsetzungen im Netzbetrieb zu erhalten (Bild 2). Durch Minimumbildung der einzelnen Stromgrenzen werden die tatsächlich nutzbaren PATL- und TATL-Werte ermittelt.

Der InnoSys-Systemführungsprozess

Im InnoSys-Systemführungsprozess wird beschrieben, wie die Integration von kurativen Maßnahmen in die operative Engpassbehebung gelingen kann. Heute wird bei der Engpassbehebung zwischen der Betriebsplanung und dem Echtzeit-Systembetrieb unterschieden (Bild 3). Das Ziel der Betriebsplanung ist die Vorbereitung des eigentlichen Echtzeit-Systembetriebs, u. a. mit der Planung und teilweisen

3 PATL: Permanent Admissible Transmission Loading / dauerhaft zulässige Betriebsmittelbelastung

4 TATL: Temporary Admissible Transmission Loading / temporär zulässige Betriebsmittelbelastung

5 „Deutsches Grenzwertkonzept“, <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Planung-und-Betrieb>

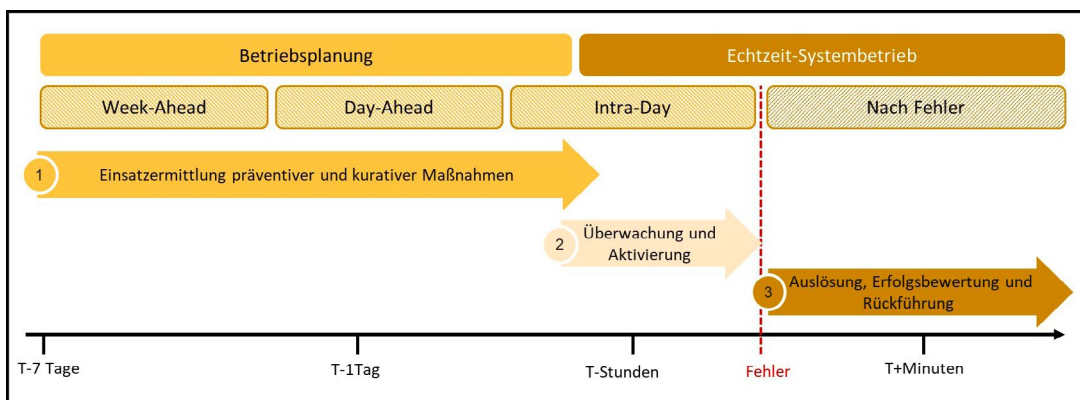


Bild 3: Übersicht des InnoSys 2030 Systemführungsprozesses

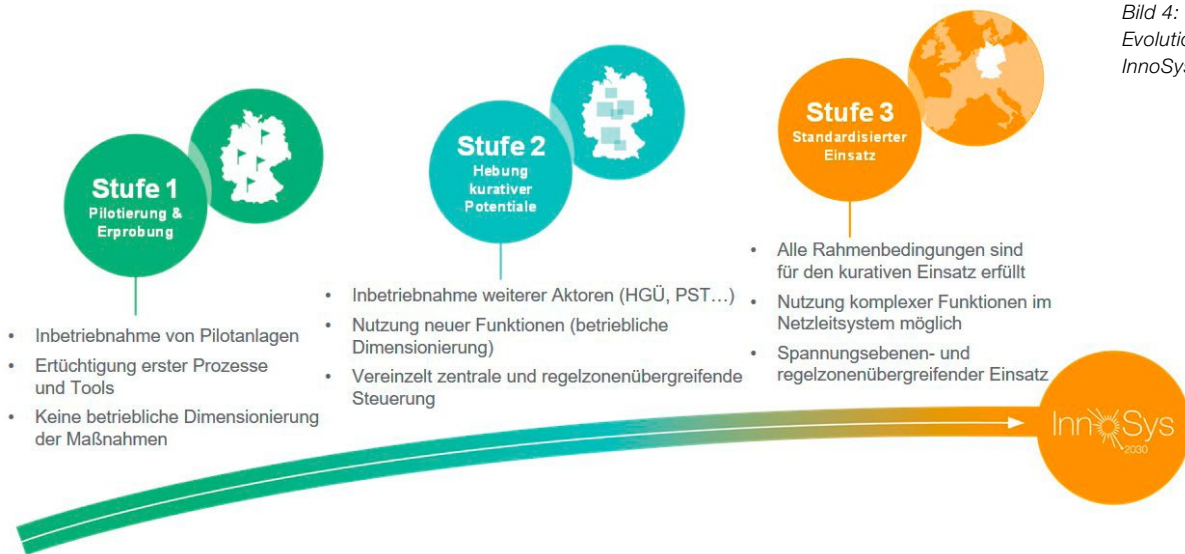


Bild 4: Die drei Evolutionsstufen der InnoSys-Roadmap

Durchführung von Entlastungsmaßnahmen. Der Echtzeit-Systembetrieb überwacht und steuert das Netz auf Basis aktueller Messwerte und setzt im kurzfristigen Zeitbereich noch zur Verfügung stehende Maßnahmen um, sollte es zu Netzengpässen kommen.

Auch wenn kurative Maßnahmen per Definition sehr schnell einsetzbar sind, ist eine höhere Auslastung des Bestandsnetzes und die Substitution von präventiven Redispatch-Mengen nur dann möglich, wenn präventive Maßnahmen unter der Berücksichtigung von möglichen kurativen Maßnahmen dimensioniert werden. Daher müssen kurative Maßnahmen entlang der gesamten Prozesskette der operativen Engpassbehebung integriert werden. Konkret bedeutet dies, dass kurative Maßnahmen vorberechnet und stets bis zum Echtzeit-Systembetrieb aktualisiert werden.

Sechs Technologiekonzepte zur Umsetzung

In InnoSys 2030 sind sechs Technologiekonzepte entwickelt worden. Während der Systemführungsprozess die Rahmenbedingungen zur Integration in die Systemführung fokussiert, werden in den Technologiekonzepten technologiespezifische Aspekte, wie Ansteuerung oder Potentialermittlung, in den Vordergrund gestellt. Es gilt, dass die verschiedenen Technologien auch in Kombination eingesetzt werden können und gemäß des InnoSys-Systemführungsprozesses in die Systemführung integriert werden. Bei den Technologiekonzepten handelt es sich um die folgenden:

- Kurativer Redispatch mit konventionellen Kraftwerken
- Kurativer Redispatch aus dem Verteilnetz
- Kurativer Einsatz von Netzboostern
- Kurativer Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecken (HGÜ)
- Kurativer Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (PST)
- Kurativer Einsatz von Topologie-Schaltmaßnahmen

Wie geht es nach InnoSys weiter?

In InnoSys 2030 wurde untersucht wie die Höherauslastung unseres Stromnetzes durch die Anwendung eines *kurativen Engpassmanagements* und die Umsetzung des *InnoSys-Systemführungsprozesses* möglich wird. Die InnoSys-Roadmap beschreibt, wie die Umsetzung gestaltet werden kann. Dafür sind technische, regulatorische und prozessuale Vorarbeiten zu leisten, was mit teilweise sehr umfangreichen Entwicklungen verbunden ist. Des Weiteren sind verschiedene Stakeholder einzubeziehen, die die notwendigen Voraussetzungen schaffen und die Entwicklungsschritte möglich machen. Aufgrund der Komplexität unseres Energieversorgungssystems und der Wichtigkeit der hohen Zuverlässigkeit wird eine dreistufige Umsetzung vorgesehen. So lassen sich bereits in der *ersten Stufe* durch die Umsetzung einzelner kurativer Maßnahmen wichtige Erfahrungen sammeln und erste lokale Potentiale erproben. Mit der *zweiten Stufe* können durch neue kurative Freiheitsgrade in der Netzbetriebsführung weitere Höherauslastungspotentiale genutzt werden. Die *dritte Stufe* ermöglicht ab frühestens 2030 den standardisierten Einsatz kurativer Maßnahmen und damit die umfangreiche Entfaltung des Potentials.

Die sechs Handlungsfelder für die Umsetzung des kurativen Engpassmanagements

Die Entwicklung und Realisierung erfordern die Einbeziehung und Unterstützung einiger Stakeholder. Dazu gehören vor allem die Netzbetreiber, die die Systeme anpassen und die Konzepte umsetzen (*Tools und Prozesse der Systemführung*). Dies gilt sowohl für die Übertragungsnetzbetreiber als auch teilweise für die Verteilnetzbetreiber. Abstimmungen sind dafür nicht nur auf nationaler, sondern auch auf internationaler Ebene erforderlich, da die Konzepte regelzonenübergreifende Auswirkungen haben.

Aber auch die Hersteller sind gefragt, die die Entwicklungen vorantreiben und sicherstellen, dass der erforderliche technologische Reifegrad erreicht ist. Dies bezieht sich nicht nur auf die Systeme der Systemführung, sondern auch auf die

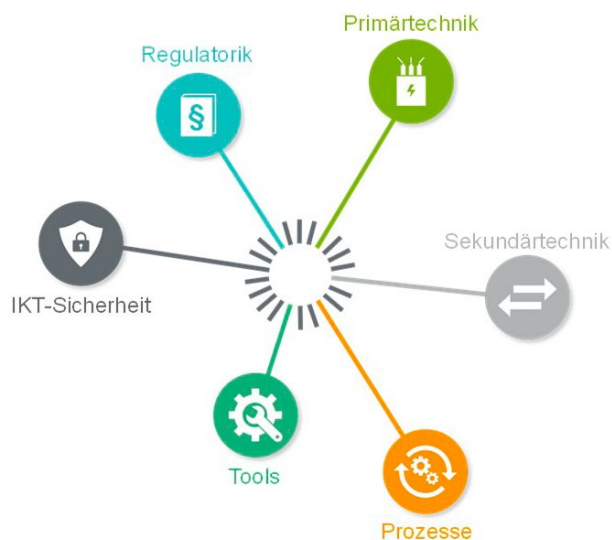


Bild 5: Die sechs Handlungsfelder für die Umsetzung der InnoSys-Roadmap

Bereiche *Primärtechnik*, *Sekundärtechnik* und *IKT-Sicherheit*. Die Politik, Institutionen und Verbände müssen die notwendigen Rahmenbedingungen schaffen, sodass der kurative Abruf in den Regelprozess für das Engpassmanagement integriert werden kann und die erforderlichen Informationen seitens der Anlagenbetreiber dafür vorliegen (*Regulatorik*).

Die Projektergebnisse wurden von allen InnoSys-Verbundpartnern gemeinsam erstellt und in dem InnoSys-Abschlussbericht veröffentlicht. Dieser sowie weitere Kurfassungen und Factsheets zu Fokusthemen können unter www.InnoSys2030.de abgerufen werden. Für Fragen kontaktieren Sie uns gerne über das InnoSys-Verbundbüro (InnoSys@tennet.eu).

Beitrag und Abbildungen © InnoSys 2030

Sternpunktbehandlung

T3 Operating Principles of VSCs in the Zero Sequence and Options for Neutral Point Treatment

Abstract—The type of neutral point treatment (NPT) influences the voltage and current fault characteristics of ground faults significantly and therefore the stress on equipment and components. Moreover, the selection of protection principles and the operation of protection devices is influenced by the type of NPT. Power electronic converters, especially voltage source converters (VSCs), are key components of future grids and their grid penetration is rising. Today, VSCs are not able to fulfill the requirements of NPT.

In this paper, operating principles of direct-connected VSCs in the zero sequence and options for NPT are presented. Different types of NPT are realized by the VSC-controller. The fault characteristics, induced by the VSC, are analyzed and compared to conventional fault characteristics. The presented principles are based on an extended hardware configuration and advanced software algorithms. The proposed solution provides higher flexibility, higher operation reliability and lower stress on equipment compared to conventional solutions. Theoretical considerations are presented and validated via EMT simulations in MATLAB/Simulink.

Index Terms—Ground fault currents, voltage source converter, neutral point treatment, direct-connected converters, virtual impedance.

I. Introduction

In 75 – 85 % of all electrical power grid faults, ground is considered to be involved [1]. The single-phase to ground fault is the most common type of ground faults. The type of neutral point treatment (NPT) influences the voltage and current fault characteristics of ground faults significantly and therefore the stress on equipment and components. Moreover, the selection of protection principles and the operation of protection devices is influenced by the type of NPT.

Electrical power grids are changing. Power electronic converters, especially voltage source converters (VSCs), are key components of future grids. The integration of renewable energy source and the use of smart transformers lead to higher penetration of VSCs inside the grid. Today, VSCs are connected as a three-phase, three-wire system via a transformer to the grid. The transformer is essentially used to ensure the voltage compatibility between the VSC and the medium or high voltage grid. Typically, a delta-wye transformer is used [2]. The star point of the transformer on the grid side is used to realize the desired type of NPT. The transformer represents an open circuit in the zero sequence on the VSC side and no zero sequence current can flow on the VSC side.

VSCs can be designed as switch-based or cell-based multi-level topologies. In addition, wide-bandgap semiconductors, such as silicon carbide (SiC), allow power devices with higher voltage ratings [3]. Both aspects reduce the relevance of the transformer concerning its task to ensure the voltage compatibility between VSCs and medium or high voltage grids. In the future, VSCs can be connected to grid directly without a transformer. However, the task of realizing the desired type of NPT cannot be fulfilled by state-of-the-art three-phase, three-wire VSCs since they are not able to feed zero sequence currents.

State-of-the-art VSCs with transformer are inflexible concerning NPT. The shift of the type of NPT requires hardware modification or the installation of new equipment. Regarding grid expansion associated with the integration of renewable energy sources may e.g. require the shift from a resonant grounding system (RGS) to a solid grounding system (SGS) due to a higher capacitance in the zero sequence. Furthermore, state-of-the-art solutions for RGS are improvable regarding operation reliability due to the limited adjustment speed of arc suppression coils. Disconnections of subgrids lead to detuning of arc suppression coils and may cause further grid outages. Moreover, high transient overvoltages occur especially in ungrounded systems (UGS) and RGS since no or only high-impedance freewheeling current paths are available.

In the literature, the direct integration of VSCs without transformer and the investigation of VSC-based NPT is barely discussed. General neutral line provision of VSCs in the context of unbalanced loads is presented in [4]. The compensation of ground currents and the reduction of the amplitude of residual currents in the context of ground faults are investigated in [5]–[7].

In this paper, operating principles of direct-connected VSCs in the zero sequence and options for NPT are presented. Different types of NPT are realized by the VSC-controller. The fault characteristics, induced by the VSC, are analyzed and compared to conventional fault characteristics. The presented principles are based on an extended hardware configuration and advanced software algorithms. The aim is to use existing VSCs as far as possible and to provide a guideline for the design of VSCs to be integrated into the grid.

This paper is structured as follows: In Section II, the hardware configuration of the VSC and the voltage balancer are presented. The control design and the operation modes are described in Section III. To evaluate the proposed principles, simulation results are presented and evaluated in Section IV. Section V concludes this paper with a summary.

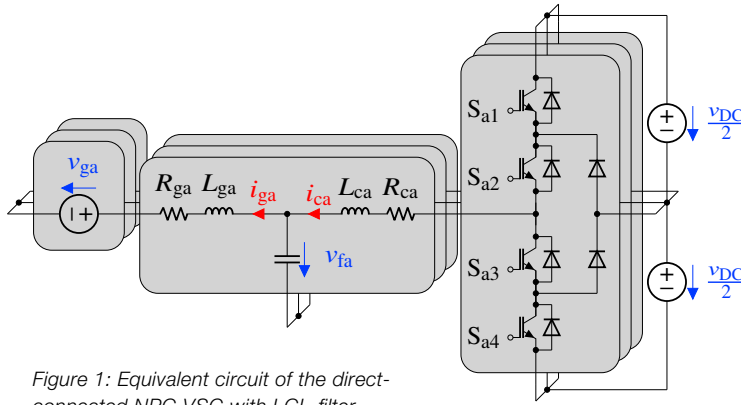


Figure 1: Equivalent circuit of the direct-connected NPC VSC with LCL-filter

II. Hardware configuration

A. Topology of the NPC VSC

In this paper, the proposed principle is applied to a three-level neutral point clamped (NPC) VSC (see [8]) without transformer. This state-of-the-art topology is widely used for different medium voltage applications and allows the direct connection of the VSC to a 10 kV AC-grid. However, the proposed principle is also adaptable for other topologies.

The NPC converter is connected to the grid via a LCL-filter. The main objective of the LCL-filter is to attenuate harmonics caused by the VSC. At the same time, the filter represents the controlled system to adjust voltages or currents.

The equivalent circuit of the NPC VSC and the LCL-filter is shown in Fig. 1. Since Fig. 1 represents a three-phase, three-wire system, the currents i_{gx} and i_{cx} add to zero with $x \in \{a, b, c\}$. Accordingly, the zero sequence currents i_{g0} and i_{c0} are zero and the VSC represents an open circuit in the zero sequence.

B. Topology of the voltage balancer

In order to make zero sequence currents possible and to control the zero sequence, a fourth wire is connected to the mid-point of the DC-link. Due to the zero sequence current i_{c0} , the DC-link voltages v_{d1} and v_{d2} become unbalanced. Balanced DC-link voltages are essential for the proper operation of the NPC VSC.

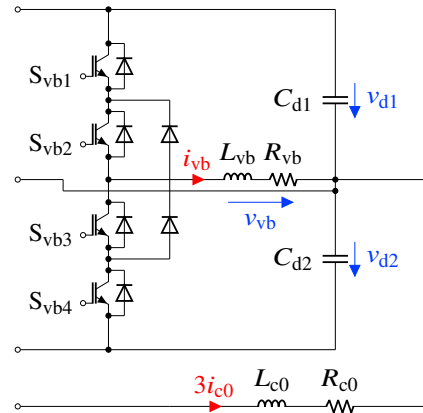


Figure 2: Equivalent circuit of the three-level VB

Therefore, an active voltage balancer (VB) (see [9], [10]) is used. The VB is connected via a choke to the DC-link mid-point. Due to the maximum blocking voltage of the power switches, a three-level VB is chosen. The equivalent circuit of the three-level VB is shown in Fig. 2.

C. Topology of the extended NPC VSC

Combining the NPC VSC (see Fig. 1) and the VB (see Fig. 2) leads to an extended NPC VSC, representing a three-phase, four-wire system. The equivalent circuit is shown in Fig. 3.

The control algorithm of the VB is separated from the control algorithm of the NPC VSC. Both control algorithms can be designed independently from each other. The NPC VSC controls positive, negative and zero sequence components. The VB ensures balanced DC-link voltages.

III. Control design and operation modes

A. Generalized symmetrical components network and operating principles

The design of the controller defines the operating principle of the extended NPC VSC in the positive (1), negative (2) and zero sequence (0). Since the controller does not adjust currents or voltages instantaneously, the steady state operating principle is predefined. Therefore, complex phasors are used

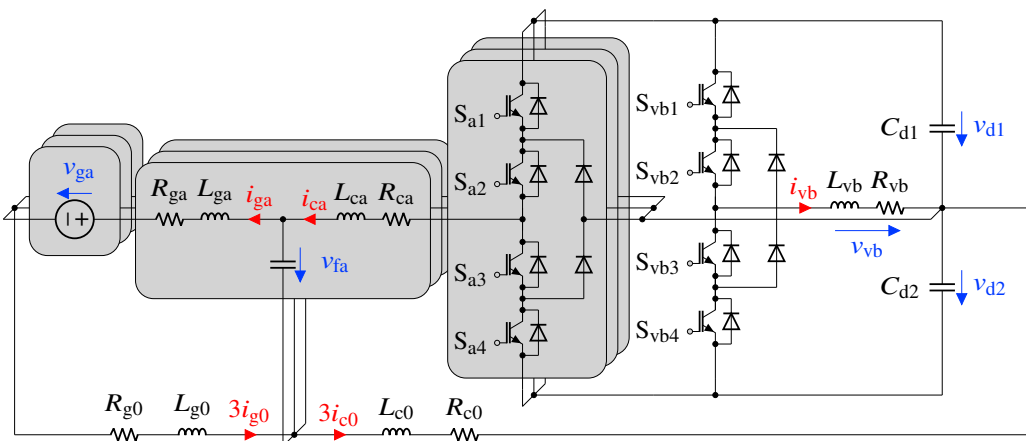
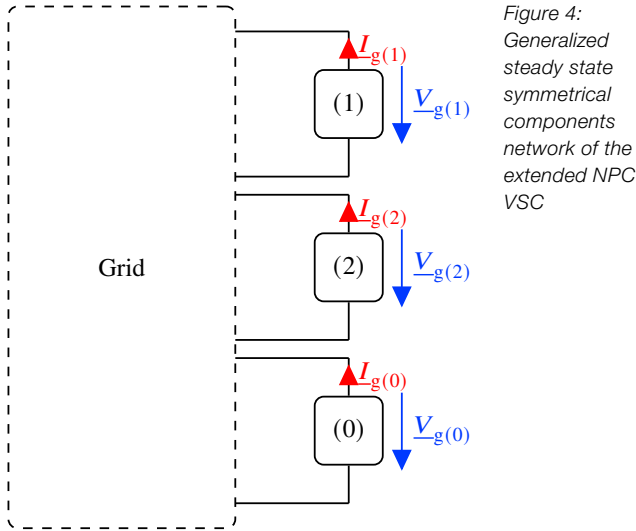


Figure 3: Equivalent circuit of the direct-connected extended NPC VSC with LCL-filter



for the characterization. The generalized symmetrical components network is shown in Fig. 4.

There are various options to define the characteristics of the VSC in positive and the negative sequence. In the following investigations, the subsequent setup is chosen: In the positive sequence a grid-forming controller is applied in order to provide instantaneous active power injection and blackstart capability. Consequently, the characteristics of the VSC in the positive sequence can be described by a voltage source. In the negative sequence a grid-following control is applied. The aim is to reduce the voltage in the negative sequence by reactive current injection. This feature is modelled by a current source in the negative sequence. Alternatively, the special case of an open circuit or a short circuit using a grid-forming controller in the negative sequence can also be realized.

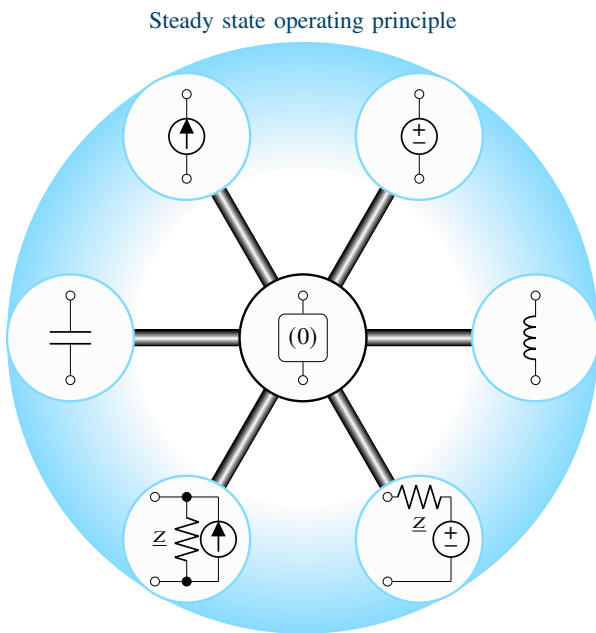
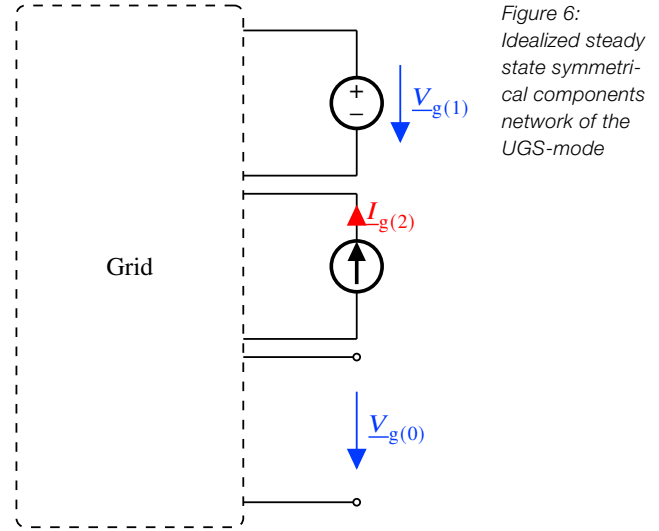


Figure 5: Options of operating principles in the zero sequence in the steady state



From the systems theory point of view, in the zero sequence there are two fixed actuating variables (real and imaginary part (dq-components) of the space vector of the VSC voltages) and one pair of controlled variables, that can be chosen. The choice of the controlled variables defines the operating principle. Fig. 5 shows different options of operating principles.

Based on these operating principles, the operation mode of the VSC can be defined by the proper choice of the reference values. The operation mode defines the type of NPT. A shift from one type of NPT to another can be initiated by switching the operation mode.

To adjust the controlled variables to their reference values, different feedback control principles, e.g. PI-controllers, can be used. Due to the demand for high adjustment speed, a linear quadratic regulator (LQR) controller is used in the following investigations.

Subsequently, three operation modes of one direct-connected VSC are discussed: The UGS-mode, the RGS-mode and the SGS-mode.

B. UGS-mode

In order to emulate an ungrounded system (UGS), the real and imaginary part (dq-components) of the space vector of i_{gx} are controlled via a current controller. Their reference values are defined to be zero. Based on Fig. 4, the symmetrical components network of the VSC according to Fig. 6 is achieved.

C. RGS-mode

The resonant grounding systems (RGS) is also emulated by controlling the dq-components of the space vector of i_{gx} . In contrast to the UGS-mode, the reference values are calculated from the dq-components of v_{gx} . The calculation rule is chosen in a way to emulate the U/I-characteristics of an inductance $L_{0,VI}$. This principle is a special case of the so called virtual impedance (VI), see [11]. Another special case of the VI would be the low impedance grounding. Here, the resistive and the inductive value can be chosen.

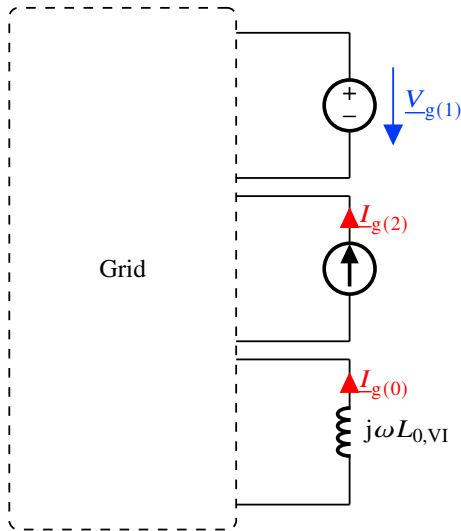


Figure 7:
Idealized steady
state symmetrical
components
network of the
RGS-mode

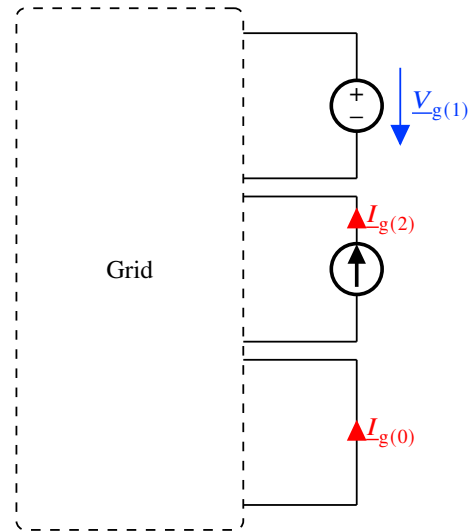


Figure 8:
Idealized steady
state symmetrical
components
network of the
SGS-mode

The value of $L_{0,VI}$ is adjusted to the sum of all capacitances in the zero sequence in order to operate the parallel resonance circuit in the zero sequence at high impedance in general. That means, that the present capacitance in the zero sequence has to be known – at least approximately. But the detuning of the parallel resonance circuit can be chosen and realized at high adjustment speed.

The symmetrical components network according to Fig. 7 is obtained.

D. SGS-mode

There are two possibilities to emulate the solid grounding system (SGS): Either the dq-components of the space vector of v_{fx} are controlled to zero, or the actuating variables of the zero sequence are set to zero. In Fig. 8, the achieved network is shown.

IV. Simulation results and evaluation

A. Simulation scenario

In order to validate the proposed hardware configuration (see Section II) and the control design (see Section III), simulations in MATLAB/Simulink are performed and evaluated. The operation of the extended NPC VSC connected to a 10 kV AC-grid in the UGS-mode, the RGS-mode and the SGS-mode, is investigated.

The simulation scenario is shown in Fig. 9. A single-phase to ground fault F in phase a with a fault resistance of 2Ω at $t = 0.1\text{ s}$ is initiated. At $t = 0.3\text{ s}$ a parallel subgrid G2 is disconnected by the switch S and the zero sequence capacitance is consequently reduced by 40 % in this scenario. The value of the virtual inductance $L_{0,VI}$ is adjusted accordingly in the RGS-mode at $t = 0.4\text{ s}$ after the disconnection of G2.

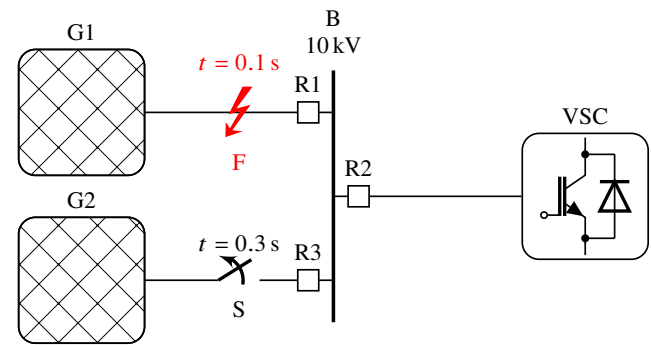


Figure 9: Simulation scenario

B. Simulation results of the UGS-mode

Fig. 10 illustrates the phase to ground voltages at the point of common coupling of the VSC in the UGS-mode. The amplitudes of the phase to ground voltages of phase b and c rise by the factor of $\sqrt{3}$ in the steady state as in conventional UGS. Accordingly, the blocking voltages of the power switches of the extended NPC VSC have to be designed appropriately. In contrast to conventional UGS, no transient overvoltages appear. There is a smooth transition from the pre-fault characteristics to the steady state fault characteristics, which is known from conventional SGS. The reason is, that the VSC provides a freewheeling zero sequence current path.

In Fig. 11 the phase currents are presented. In the steady state, proper load currents in the positive sequence appear. After the disconnection of G2, the load currents change. In the transient state, current peaks in phase a up to 2 kA appear immediately after the fault occurs at $t = 0.1\text{ s}$. This effect demonstrates, that the VI is not a physical, but a virtual component. The control of this virtual component takes some time, which is dependent on the performance of the controller.

In the UGS-mode, especially the steady state voltage values are critical as in conventional UGS.

C. Simulation results of the RGS-mode

The virtual impedance $L_{0,VI}$ is detuned deliberately in order to show the difference to the UGS-mode and to obtain a tradeoff between high currents and high voltages. The adjustment speed of $L_{0,VI}$ at $t = 0.4$ s after the disconnection of G2 is very high compared to conventional RGS.

The phase to ground voltages of the RGS-mode are shown in Fig. 12. The amplitudes of the phase to ground voltages of phase b and c rise from approx. 8 kV to 11 kV. The transient voltage characteristics are similar to the ones in the UGS-mode.

In the steady state, the phase currents are slightly unbalanced due to the higher negative and zero sequence currents, see Fig. 13. Similar to the UGS-mode, the load currents change after the disconnection of G2. The transient current characteristics are similar to ones in the UGS-mode.

In the RGS-mode, a trade-off between high currents and high voltages is obtained.

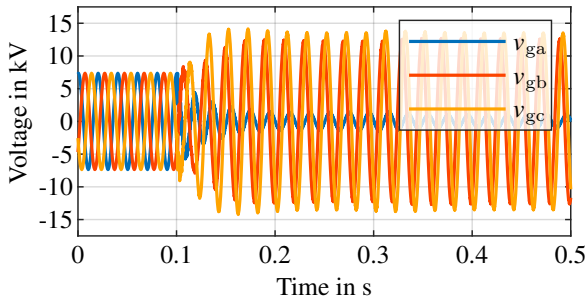


Figure 10: Phase to ground voltages in the UGS-mode

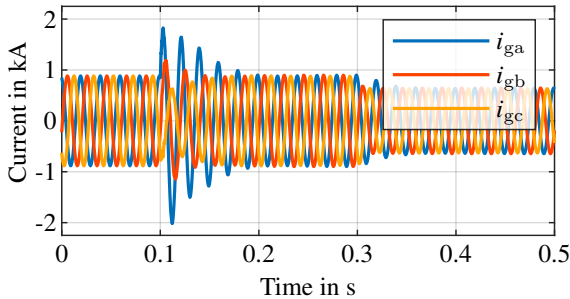


Figure 11: Phase currents in the UGS-mode

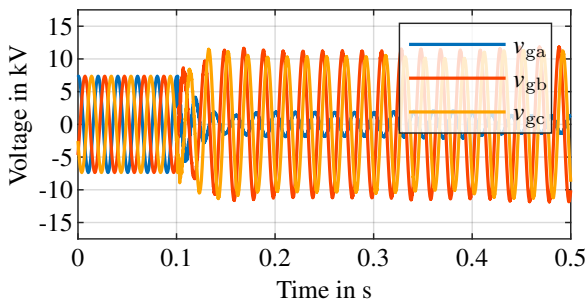


Figure 12: Phase to ground voltages in the RGS-mode

D. Simulation results of the SGS-mode

The phase to ground voltages of the SGS-mode are shown in Fig. 14. The transient voltage characteristics are similar to the ones in the UGS-mode and the RGS-mode. There is no significant increase in the voltage amplitudes in the steady state.

The phase currents, see Fig. 15, are unbalanced and show amplitudes in phase a over 2 kA. The transient currents characteristics are similar to ones in the UGS-mode and the RGS-mode.

In the SGS-mode, especially the steady state current values are critical as in conventional SGS.

E. VSC-specific fault characteristics

Based on the simulation results in the previous subsections, VSC-specific fault characteristics, which are different from conventional characteristics in some aspects, reveal.

In the transient state, overvoltages are avoided in each presented mode because of the freewheeling zero sequence current path through the VSC. So, the transient characteristics are similar to the conventional SGS. A smooth transition

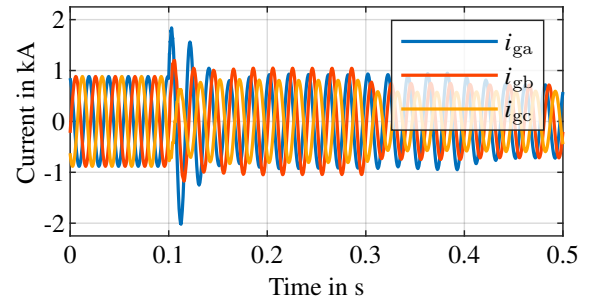


Figure 13: Phase currents in the RGS-mode

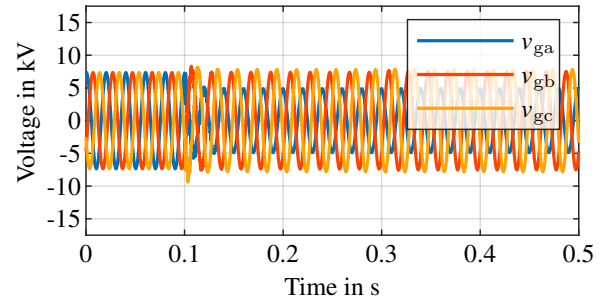


Figure 14: Phase to ground voltages in the SGS-mode

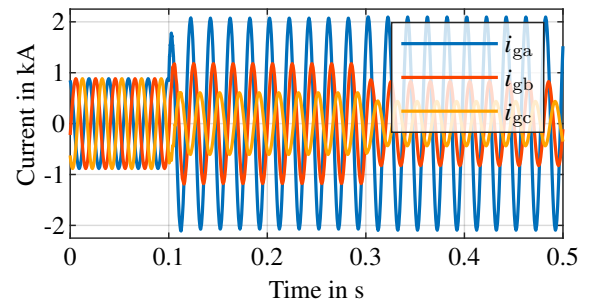


Figure 15: Phase currents in the SGS-mode

from the transient to the steady state is obtained. Especially, the transition from SGS to RGS in the RGS-mode appears, which can be interpreted as a reverse short-term low-impedance grounding. As a consequence, the transient SGS time interval can be used for the fault location. The duration of the SGS time interval can be adjusted by the controller.

In the steady state, the fault characteristics are defined by the VSC-controller and its reference values. Different types of NPT can be emulated, e.g. UGS, RGS and SGS. A change between these modes is possible – even during the fault. Beyond that, continuous intermediate stages in the RGS-mode are possible to find a trade-off between maximum current and voltage values. In this way, steady state fault currents and fault voltages can be shaped – even during the fault.

Some practical aspects have to be taken into account. The maximum values of the phase currents are higher than the phase currents of a three-phase, three wire VSC connected by a delta-wye transformer due to the zero sequence current. Therefore, the current ratings of the power switches have to be considered. Beyond that, the higher voltage of healthy phases have to be handled by the direct-connected VSC in contrast to the transformer-connected VSC. The reason is, that the zero sequence voltage is not blocked by the transformer. So, the DC-link voltage has to be considered and potentially raised by a DC/DC-converter. Additionally, the voltage ratings of the power switches have to be considered.

V. Conclusion

In this paper, operating principles of direct-connected voltage source converters (VSCs) in the zero sequence and options for neutral point treatment (NPT) are presented. Different types of NPT are realized by the VSC-controller. The fault characteristics, induced by the VSC, are analyzed and compared to conventional fault characteristics.

Conventional NPT principles show low flexibility, improvable operation reliability in resonant grounding systems (RGS) and high transient overvoltages, especially in ungrounded systems (UGS) and RGS. The proposed direct-connected VSCs provide higher flexibility, since only the operation mode and not hardware equipment has to be changed in order to shift the NPT. Furthermore, the operation reliability in the RGS-mode is raised because the value of the zero sequence inductance can be changed at high adjustment speed. Beyond that, the stress on equipment in the UGS-mode and the RGS-mode is reduced due to the VSC-intrinsic fault characteristics.

Electrical power grids are changing and demand new solutions. VSCs reveal intrinsic characteristics and offer innovative options concerning NPT. Future research activities could include the test of conventional protection concepts on VSC fault-characteristics or the investigation of the distributed application of the VSC NPT-modes inside the grid.

References

[1] S. H. Horowitz, Power system relaying, 3rd ed. Chichester, England and Hoboken, NJ: Wiley/Research Studies Press, 2008.

- [2] L. Tang and B.-T. Ooi, "Managing zero sequence in voltage source converter," in Conference Record of the 2002 IEEE Industry Applications Conference. 37th IAS Annual Meeting. IEEE, 13–18 Oct. 2002, pp. 795–802.
- [3] C. M. DiMarino et al., "10-kV SiC MOSFET Power Module With Reduced Common-Mode Noise and Electric Field", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 35, no. 6, pp. 6050–6060, 2020.
- [4] Q.-C. Zhong, Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration. Chichester, West Sussex, U.K.: J. Wiley & Sons / IEEE Press, 2013.
- [5] F. Wang et al., "Novel arc-suppression methods based on cascaded Hbridge converter," in Asia-Pacific International Symposium on Electromagnetic Compatibility. IEEE, 2016, pp. 691–694.
- [6] W. Wang et al., "Principle and Control Design of Active Ground-Fault Arc Suppression Device for Full Compensation of Ground Current", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, no. 6, pp. 4561–4570, 2017.
- [7] X. Zhou and S. Lu, "A Multifunctional Active Grounding Method for Distribution Networks Based on a Four-leg Converter," in IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). IEEE, 2020, pp. 1770–1777.
- [8] A. Nabae et al., "A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-17, no. 5, pp. 518–523, 1981.
- [9] H. Kakigano et al., "DC Voltage Control of the DC Micro-grid for Super High Quality Distribution," in Power Conversion Conference - Nagoya. IEEE, 2007, pp. 518–525.
- [10] J. Rekola and H. Tuusa, "Comparison of line and load converter topologies in a bipolar LVDC distribution," Proceedings of the 14th European Conference on Power Electronics and Applications, pp. 1–10, 2011.
- [11] F. Mahr et al., Elektrische Energiesysteme: Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz, 1st ed., ser. Springer eBook Collection. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden and Imprint Springer Vieweg, 2021.



*Florian Mahr,
Akademischer Rat und Doktorand
am Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme,
Friedrich-Alexander-Universität
FAU, Erlangen*



*Johann Jäger,
Professur für Elektrische Energieversorgung,
Friedrich-Alexander-Universität
FAU, Erlangen*

Neue Methoden zur Erdschlusserfassung und Erdschlusssortung

T4 Anwendung innovativer maschineller Lernverfahren für KI-basierte Lösungen zur Erdschlusserfassung und Erdschlusssortung

Im Rahmen der Energiewende steigt der Anteil elektrischer Energie durch PV- und Windkraftanlagen stetig an. Die Stromerzeugung erfolgt zunehmend dezentral in der Verteilnetzebene bei gleichzeitigem Wegfall großer Kraftwerke und einer tendenziellen Verringerung der zur Verfügung stehenden Kurzschlussleistung. Neben dem steigenden Ausbau erneuerbarer Energien ist zukünftig auch eine zunehmende Elektrifizierung der Mobilität und Wärmeversorgung zu erwarten. Diese Entwicklungen führen dazu, dass Netzbetreiber vorhandene Stromverteilnetze sukzessive ausbauen werden, um deren Stromtragfähigkeit zu erhöhen. Durch den Anstieg der Verkabelung sowie den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen werden sich Anforderungen an die Erdschlusserfassung und -ortung (EsEO) weiter erhöhen. Der vorliegende Beitrag verwendet künstliche Intelligenz (KI) als datenbasierter Ansatz für die Erfassung und Ortung von Erdschlüssen in isoliert und kompensiert betriebenen Stromverteilnetzen. Die Anwendung des Verfahrens und die Darstellung der Ergebnisse erfolgen für ein synthetisches 20-kV-Kabelnetz. Erste Untersuchungen zeigen, dass sich die KI-basierte Erdschlusserfassung und -ortung (KI-EsEO) durch eine hohe Genauigkeit, geringe Rechenzeiten und damit kurze Reaktionszeiten auszeichnen.

Einleitung

Die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und die voranschreitende Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme stellen die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit und der damit einhergehenden Umbaumaßnahmen der Stromverteilnetze werden Freileitungen zunehmend durch Kabel ersetzt und neu errichtete Leitungstrassen im Mittelspannungsnetz fast ausschließlich, im Hochspannungsnetz zu einem großen Anteil mit Kabelsystemen realisiert [1]. Die Sternpunktbehandlung hat einen direkten Einfluss auf die im Falle von Leiter-Erd-Fehlern fließenden Fehlerströme. Die in kompensiert betriebenen Stromverteilnetzen eingesetzte Resonanzsternpunktterdung dominiert in den betrachteten Spannungsebenen. Statistiken zeigen, dass der 1-polige Erdfehler (Erdschluss) eine der häufigsten Fehlerarten ist. Aufgrund der stationären und insbesondere transienten Überspannungen steigt in Stromnetzen mit Resonanzsternpunktterdung bei anstehendem Erdschluss die Gefahr, dass sich der Fehler zu einem Doppelerdkurzschluss ausweitet und durch den selektiven Kurzschlussschutz abgeschaltet werden muss. Für die Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung ist es daher notwendig, den erdschlussbetroffenen Leitungsabgang schnell und selektiv zu erfassen und den Erdschlusssort zu lokalisieren.

Verfahren zur Erdschlusssortung

Die Verfahren zur Erdschluss-Richtungserfassung lassen sich in stationäre und transiente Verfahren unterteilen. Die stationären Verfahren analysieren die Effektivwerte der Ströme und Spannungen vorzugsweise im Nullsystem, wohingegen die transienten Verfahren die Aufladeschwingung des Stromnetzes auch hier vorzugsweise im Nullsystem auswerten. Konventionelle Erdschlusssortungsverfahren sind meist nur für die Erkennung von niederohmigen Erdschlüssen geeignet. Eine Ausnahme bilden hier Verfahren, die statt der Nullströme die Ladungen im Nullsystem auswerten. Aufgrund der hohen Komplexität bekannter Erdschlusssortungsverfahren wurde untersucht, ob Verfahren aus dem Arbeitsgebiet der KI grundsätzlich in der Lage sind, eine selektive Erdschlusssortung durch Auswertung der im Erdschlussfall auftretenden stationären und/oder transienten Spannungen und Ströme zu ermöglichen.

Verfahren der KI lernen komplexe Muster und setzen diese im operativen Betrieb hoch performant um. Anforderungen an die benötigte Hardware sind eher gering einzuschätzen. Die vorliegende Arbeit präsentiert die Kombination einer klassischen Netzsimulation zur Berechnung transientser Ausgleichsvorgänge, die zum Training der KI-Modelle benötigt werden, und einem KI-Modell zur Erfassung und Ortung von Erdschlüssen. Durch die besonderen Fähigkeiten der KI, Merkmale insbesondere in den berechneten Ausgleichsvorgängen nach Erdschlusseintritt zu erkennen, ergeben sich wesentliche Vorteile gegenüber konventionellen Verfahren der EsEO.

Grundlagen der Künstlichen Intelligenz

Die KI als Teilgebiet der Informatik gewinnt gegenwärtig zunehmend an Bedeutung und ist zu einer wesentlichen Technologie avanciert. Als Bestandteile der KI verfolgen Machine Learning und darüber hinaus das Deep Learning das Ziel neue Algorithmen (Modelle) zu finden, die auf Basis von vorgegebenen und aufbereiteten Daten Entscheidungen und Bewertungen liefern können. Der gesamte Prozess bei Deep Learning hängt primär von der Qualität und Menge der Eingabedaten ab und erfordert hohe Rechenleistungen, um eine hohe Genauigkeit des Trainings zu erzielen. Eine Sonderform künstlich neuronaler Netze (KNN) ist das Convolutional Neural Network (CNN). Es handelt sich dabei um vorwärtsgerichtete neuronale Netze, die sich besonders für die Extraktion von Merkmalen aus Bildern und Videos eignen. Das biologische Vorbild von CNNs ist die Informationsverarbeitung im visuellen Kortex des Gehirns. Die biologischen Neuronen sind so angeordnet, dass sie ein zu lösendes globales Problem in eine Abfolge von kleineren und leichter zu lösenden Schritten verwandeln [2]. Im Rahmen dieser Arbeit werden CNNs eingesetzt, um aus

vielen mit einem Netzberechnungsprogramm für die Trainingsphase der KI-Systeme berechneten transienten Ausgleichsvorgängen nach Erdschlusseintritt die Merkmale des Erdschlusses zu extrahieren und die Erdschlussrichtung zu berechnen.

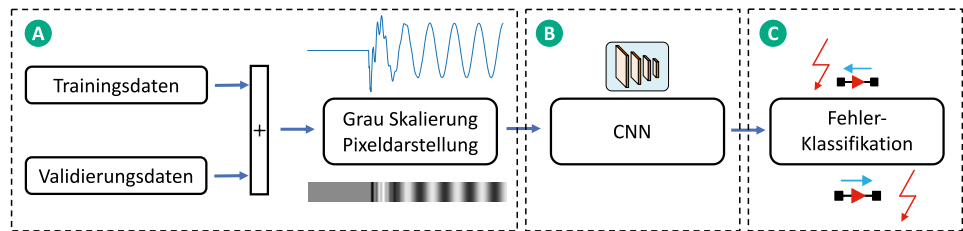


Bild 1: Strukturelle Darstellung der Methodik der KI-basierten Erdschlusserfassung und Lokalisierung [4]

Methode der Erdschlussrichtungserkennung und -ortung mit Convolutional Neural Networks

Das Framework der KI-EsEO besteht aus drei Teilsystemen. Bild 1 zeigt die strukturelle Darstellung der Methodik. Im ersten Schritt (A) findet die synthetische Generierung der Trainingsdaten, im zweiten Schritt (B) das Training der KI-Systeme und im dritten Schritt (C) die Ausführung der Fehlerklassifikation statt. Die für das Training erforderlichen Daten liefert dabei ein klassisches Netzberechnungsprogramm zur Berechnung transienter Ausgleichsvorgänge (ATPDesigner/ATP [3]). Ein Fallgenerator erzeugt eine große Anzahl möglicher Fehlerfälle unter Berücksichtigung verschiedener Fehlereintrittsbedingungen (z. B. Übergangswiderstand, Fehlereintrittswinkel, usw.). Das transiente Simulationsmodell im Netzberechnungsprogramm berechnet die generierten Erdschlussfälle und speichert die Ergebnisse in einer Datenbank.

Zur Vermeidung von Overfitting¹, also einer Überanpassung der KNN, und der Annäherung an reale Bedingungen wird zu den Trainingsdaten ein gaußsches Rauschen hinzuaddiert. Nach Abschluss der Falldatengenerierung werden die berechneten transienten Ausgleichsvorgänge in Bilder transformiert. Dabei wird jedem Zeitpunkt ein grau skaliertes Pixel zugeordnet. Durch die Aneinanderreihung dieser Pixel entstehen eindimensionale Bilder, welche den zeitlichen Verlauf einer elektrischen Größe repräsentieren. Die Transformation mehrerer Zeitverläufe führt zu zweidimensionalen Bildern. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Generierung zweidimensionaler Bilder unter Berücksichtigung der drei Leiter-Erd-Spannungen, der Nullsystemspannung und des Erdstromes. Mit Hilfe wei-

terer Pixelreihen lassen sich sowohl der Schaltzustand des Stromnetzes als auch der Erdschlussort mitberücksichtigen.

Anwendung in einem synthetischen 20-kV-Kabelnetz

Die Anwendung der KI-EsEO erfolgte im Labor mit einem synthetischen 20-kV-Kabelnetz mit der Möglichkeit einer isolierten oder kompensierten Betriebsweise. Die Ausgleichsvorgänge wurden mit Hilfe des Netzberechnungsprogrammes ATPDesigner/ATP [3] berechnet. Die Netztopologie ist in Bild 3 dargestellt. Das betrachtete Kabelnetz besteht aus je einem Erdschlussortungssystem am Anfang der Abgänge A, B und einem Ersatzmodell für das fehlerfreie Restnetz. Das Schutzgerät P_2 zeigt den Erdschluss im Abgang 2 in Rückwärtsrichtung und das Schutzgerät P_3 in Vorwärtsrichtung an. Nach der Generierung der Trainingsdaten erfolgt die Auswahl einer CNN-Modellarchitektur und das Training des CNNs, d. h. des KI-Systems. Bild 2 zeigt die Trainingsergebnisse.

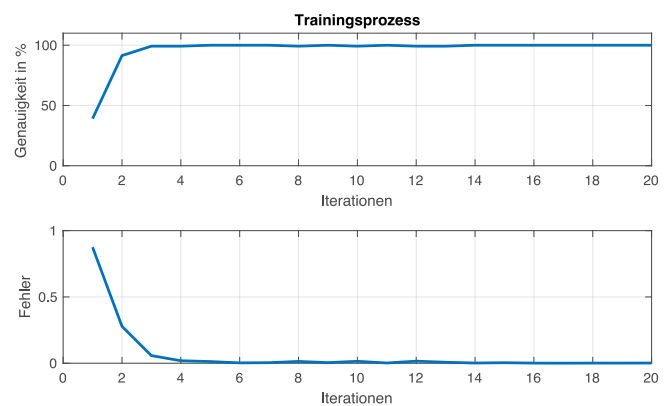


Bild 2: Trainingsprozess – Genauigkeit

¹ Die Überanpassung (engl. Overfitting) führt dazu, dass das Modell die Trainingsdaten gut, den zugrundeliegenden Zusammenhang jedoch schlecht abbildet, und somit nicht gut genug auf andere Daten generalisieren kann.

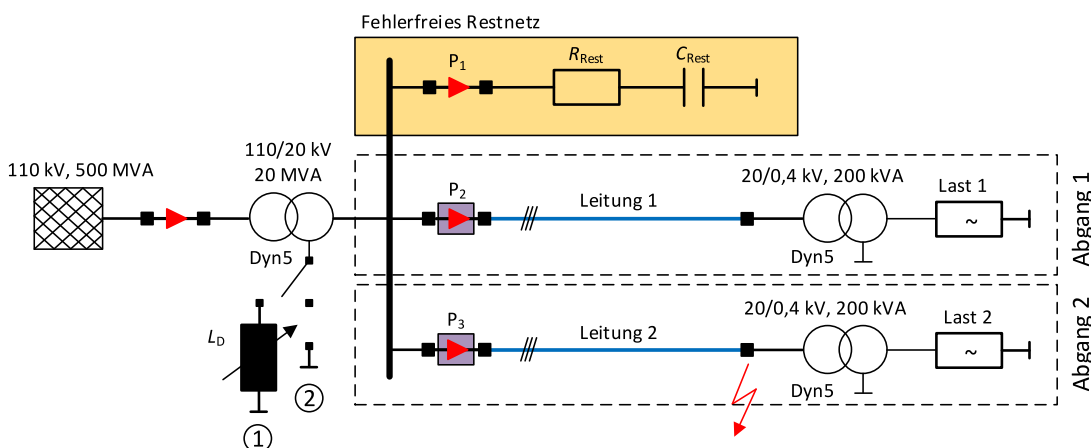


Bild 3: Synthetisches Referenznetz

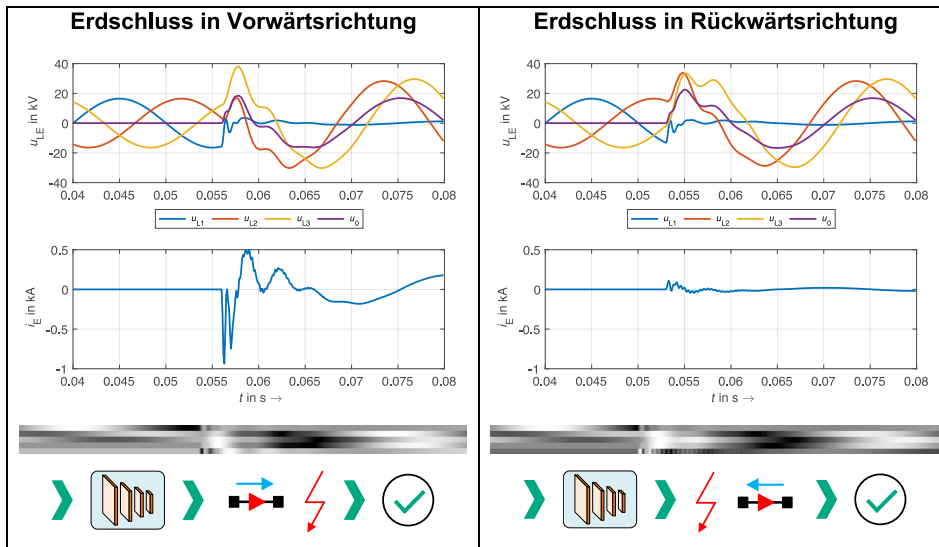


Bild 4: Ausführung der Erdschlussrichtungserfassung in einem 20-kV-Kabelnetz

Bereits nach wenigen Iterationen liefert das KI-System die Fehlerklassifikation „vorwärts“ oder „rückwärts“ mit einer hohen Performance. Die Validierungsgenauigkeit des KI-Systems nach dem Trainingsprozess liegt bei 98,6 %. Nach Abschluss der Trainingsphase kann das KI-System zur EsEO eingesetzt werden. Mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner/ATP wurden in dem dargestellten 20-kV-Kabelnetz Erdschlüsse mit unterschiedlichen Randbedingungen, wie z. B. einer Variation des Übergangswiderstandes am Erdschlussort simuliert und die berechneten Ausgleichsvorgänge von Spannungen und Strömen in das trainierte KI-System eingespeist. In dem dargestellten Beispiel erfolgt die Ausführung der KI-EsEO für je einen Fehler in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung (siehe Bild 4).

Die für die beiden ausgewählten Erdschlussfälle berechneten Leiter-Erdspannungen, Nullsystemspannungen und Erdströme werden in zwei Bilder transformiert und dem CNN-Modell als Kern der KI-EsEO übergeben. Das CNN-Modell führt anschließend die Klassifikation durch und gibt die Fehlerrichtung aus. In dem vorliegenden Beispiel wurden beide Erdschlussrichtungen korrekt berechnet.

Zusammenfassung und Ausblick

Die entwickelten CNN-Modelle als Kern des KI-Systems zeigen sich nach ersten Laboruntersuchungen als geeignete Klassifikatoren für die Erkennung und Ortung von Erdschlüssen. Die daten- und rechenintensive Trainingsphase erfolgt offline und erfordert den Einsatz von Netzberechnungsprogrammen, die stationäre Netzzustände aber auch dynamische Ausgleichsvorgänge im Erdschlussfall berechnen können. Die CNN-Modelle liefern im Online-Betrieb die Klassifikationen, d. h. die EsEO, sehr schnell und robust auch gegenüber fehlenden oder verfälschten Eingangssignalen. Zur Berücksichtigung exogener Beeinflussungen (z. B. Temperatur, Luftfeuchtigkeit, usw.) können die generierten Bilder für das offline Training der CNN-Modelle um zusätzliche Pixelketten erweitert werden. Durch eine Wiederholung der Trainingsphase können die online eingesetzten KI-Systeme verbessert und bei Bedarf upgedatet werden.

Gerade die Trennung zwischen der offline Trainingsphase und dem online Einsatz von KI-EsEO bietet eine hohe Flexibilität für zukünftige Entwicklungen, Anpassungen und Anwendungsmöglichkeiten. Die zukünftige Forschungsarbeit erstreckt sich von der Implementierung des Verfahrens auf entsprechender Industriehardware hin zu der Validierung in einem Feldtestgebiet. Darüber hinaus werden als nächstes die KI-EsEO intermittierender Erdschlüsse untersucht.

Literaturverzeichnis

- [1] VDE ETG, Leitfaden zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Berlin: VDE Verlag GmbH, 2022.
- [2] M. Deru und A. Ndiaye, Deep Learning mit TensorFlow, Keras und TensorFlow.js, Rheinwerk Verlag, 2020.
- [3] M. Igel, „ATPDesigner,“ 01 11 2022. [Online]. Available: www.atpdesigner.de.
- [4] A. Winter und M. Igel, „Innovative maschinelle Lernverfahren für KI-basierte Lösungen zur Erdschlussrichtungserkennung und -ortung,“ in STE 2022 - Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Esslingen, 2022.



Andreas Winter, M.Sc.
Institut für Elektrische Energiesysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft
des Saarlandes



Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Institut für Elektrische Energiesysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft
des Saarlandes

Hochspannungstechnik

T5 Monitoring von Heißpunkttemperaturen zur Überlastabschätzung bei Leistungstransformatoren

Kurzfassung

Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien gewinnen Methoden zum flexiblen Management der Übertragungsnetze und deren Betriebsmittel an Bedeutung. Besonders der Ausbau der Windenergieerzeugung führt zu einem wachsenden Bedarf an Betriebsmittelausbau mit entsprechenden Investitionskosten. Eine Option zur Kostenreduktion stellt die geplante, zeitlich begrenzte Überlastung von Leistungstransformatoren dar. Hierbei gilt es zwingend die thermischen Limits der Betriebsmittel zu berücksichtigen. Mit Hilfe von Monitoringsystemen können die Temperaturen überwacht werden, aber es lässt sich auch mit Hilfe der Messdaten ein thermisches Abbild des Transformators erzeugen. Anhand dieses thermischen Modells des Transformators kann eine Überlastkurve zur Abschätzung der Überlastfähigkeit in Abhängigkeit der aktuellen Wetterlage erstellt und somit sowohl der Bedarf an Ausbau als auch die Betriebsmöglichkeiten besser abgeschätzt werden.

Innerhalb dieses Beitrages wird sowohl die benötigte Menge als auch die benötigten Betriebsszenarien für eine bestmögliche Parametrierung der thermischen Modellierung untersucht. Für die Abschätzung sowohl der oberen Öltemperatur als auch der Heißpunkttemperatur werden in der Literatur unterschiedliche Modelle herangezogen. Innerhalb dieses Beitrages wird sowohl das thermische Modell nach der IEC 60076-7 als auch das IEEE C57.91 Clause 7 Modell mit Hilfe eines ODAF 630 MVA Leistungstransformators, welcher mit fiberoptischen Temperatursensoren ausgerüstet ist, untersucht und die Modellansätze miteinander verglichen. Zu diesem Zweck werden für die Modellvarianten ein differenzieller und ein exponentieller Modellierungsansatz untersucht. Dabei zeigen beide Modellvarianten bei der Gegenüberstellung beider Verfahren eine ähnliche Vorhersagegenauigkeit und für einen längeren Datensatz als 15 Tage keine nennenswerte Verbesserung in der Parametrierung.

1 Einleitung

Die Überprüfung des thermischen Verhaltens und somit der maximalen thermischen Belastung von Leistungstransformatoren ist ein etablierter Standard im Rahmen der Abnahmeprüfung des Betriebsmittels. Dabei wird während der Abnahme des Leistungstransformators ein sogenannter Wärmelauf durchgeführt und dabei sowohl für die obere Öltemperatur als auch für die Wicklungstemperatur der Erwärmungsverlauf als auch die Abklingkurve aufgezeichnet. Hierfür wird der Transformator so lange erwärmt, bis sich das thermische Verhalten im eingeschwungenen Zustand befindet. Die Erwärmungsprüfung wird nach IEC 60076-3 durchgeführt [1]. Mit Hilfe die-

ser Messdaten werden sowohl die transformatorspezifischen Kenngrößen wie die Ölzeitkonstante und die Wicklungszeitkonstante als auch die Wicklungs- und Ölüberemperaturen im eingeschwungenen Zustand bei Nennlast bestimmt. Hierbei befinden sich in der Regel alle aktiven Kühlmechanismen in Betrieb, wodurch mit diesen Kenngrößen über die Überprüfung des Kühlverhaltens hinaus, auch eine umgebungstemperaturabhängige Überlastung des Transformators bestimmt werden kann.

Diese Überlastabschätzung gewinnt durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien zum flexibleren Management der Übertragungsnetze und deren Betriebsmittel an Bedeutung. Besonders der Ausbau der Windenergieerzeugung führt zu einem wachsenden Bedarf an Betriebsmittelausbau mit entsprechenden Investitionskosten. Eine Option zur Kostenreduktion stellt die geplante, zeitlich begrenzte Überlastung von Leistungstransformatoren mit Hilfe einer Überlastungskurve dar. Hierbei gilt es zwingend die thermischen Limits der Betriebsmittel zu berücksichtigen. Die Heißpunkttemperatur innerhalb der Wicklung eines Transformators definiert als kritische obere thermische Grenze den limitierenden Faktor für eine kontrollierte, kurzzeitige, aber auch dauerhafte Überlastung. Bei vielen Transformatoren älterer Baureihe oder mittlerer Leistungsklasse werden die Wicklungstemperaturen nur selten gemessen. Stattdessen wird die Heißpunkttemperatur unter Berücksichtigung der Last und der gemessenen Öltemperatur mittels des Kupfersprungs und dem Heißpunktfaktor errechnet. Jedoch liegen gerade bei älteren Transformatoren nicht immer alle Informationen über das thermische Verhalten des Leistungstransformators vor. Durch den Einsatz von Monitoringsystemen können diese Parameter auch während des Betriebes abgeschätzt, angepasst sowie überwacht und anschließend für eine passende Modellierung der Heißpunkttemperatur verwendet werden. Dadurch lässt sich ein einfaches thermisches Abbild eines Transformators erzeugen und die Überlastfähigkeit in Abhängigkeit der aktuellen Wetterlage bestimmen. Dies ist sowohl für die Bestimmung von Ausbauszenarien als auch für die Betriebsmittelführung relevant.

Für das Berechnen der Überlastkurve während des Transformatorbetriebs und somit zur Parametrierung einer solchen thermischen Modellierung werden geeignete Trainingsdaten benötigt. Diese können aus Zeitreihenmessungen an Transformatoren mit fiberoptischen Temperatursensoren an den Wicklungen gewonnen werden. Innerhalb dieses Beitrages wird sowohl die benötigte Datenmenge als auch verschiedene Modelle für eine bestmögliche Parametrierung der thermischen Modellierung untersucht. Je genauer die thermische Modellierung und somit die Berechnung der Heißpunkttemperatur ist, desto besser kann eine Aussage über die mögliche Überlastbarkeit in Abhängigkeit der aktuellen Umgebungsbedingungen und der Auslastung des Betriebsmittels getroffen werden.

Für die Abschätzung der oberen Öltemperatur und der Heißpunkttemperatur werden in der Literatur unterschiedliche Modelle herangezogen. Im Rahmen eines öffentlich geförderten Projekts und somit in diesem Beitrag werden sowohl das thermische Modell nach der IEC-60076-7 als auch das IEEE C57.91 Clause 7 Modell mit Hilfe eines ODAF 630 MVA Leistungstransformators, welcher mit fiberoptischen Temperatursensoren ausgerüstet ist, untersucht und die Modellansätze miteinander verglichen [2, 3, 4]. Dazu wird über die Berechnung der oberen Öltemperatur hinaus ebenso die Berechnung der Heißpunkttemperatur beider Verfahren anhand der Messdaten validiert. Zu diesem Zweck werden für beide Modellvarianten ein differenzieller und ein exponentieller Modellierungsansatz untersucht.

2 Thermische Modelle für Leistungstransformatoren

In diesem Beitrag werden die thermischen Modelle nach IEC 60076-7 und dem IEEE C57.91 Clause 7 verwendet und dabei anhand von Messdaten eines Leistungstransformators der Vorhersagefehler in Abhängigkeit der Länge der Trainingsdaten nicht nur für die Öltemperatur, sondern auch für die Wicklungstemperatur untersucht [2, 3]. Hierbei werden für beide Varianten sowohl der exponentielle als auch der differentielle Ansatz des IEC 60076-7 als auch der IEEE C57.91 Clause 7 betrachtet. Nach IEC 60076-7 wird dabei der exponentielle Ansatz für die Bestimmung der transformatorspezifischen Parameter, wie die Ölzeitkonstante und die Wicklungszeitkonstante als auch die Wicklungs- und Ölübertemperaturen empfohlen und der Differentialansatz für die Bestimmung der genannten Parameter während dem Betrieb des Transformators bevorzugt. Beide Ansätze der jeweiligen Modellvarianten sollen nach Norm jedoch zum selben Ergebnis führen.

Bild 1 zeigt hierbei exemplarisch den Temperaturverlauf des Öls und der Wicklung durch den Transformator in Abhängigkeit der Wicklungshöhe. Dabei beziehen sich die Übertemperaturen immer auf die Kühlmitteltemperatur, bei der es sich zumeist um die Umgebungsluft handelt. Außerdem ist der theoretische heißeste Punkt innerhalb des Transformators dargestellt. Dieser liegt in der Regel nicht genau auf dem höchsten

Punkt der Wicklung, sondern ist abhängig von der Geometrie und der Ölströmung innerhalb der Wicklung positioniert. Durch den vom Hersteller angegebenen Heißpunktfaktor kann über die obere Öltemperatur und dem Kupfersprung auf die Heißpunkttemperatur geschlossen werden. Sind fiberoptische Temperatursensoren verbaut, sind diese nach Angaben des Herstellers so nahe wie möglich am tatsächlichen Heißpunkt verbaut.

Alle in diesem Beitrag untersuchten Modellvarianten bilden dieses thermische Verhalten über ein Einkörpermodell für die Berechnung der oberen Öltemperatur bzw. mit einem Zweikörpermodell für die Berechnung der Heißpunkttemperatur ab.

2.1 Berechnung der oberen Öltemperatur

Für die Berechnung der oberen Öltemperatur nach IEC 60076-7 wird der differentielle Modellansatz nach Gl. (2) bzw. der exponentielle Modellansatz nach Gl. (1) untersucht. Hierbei sind P_0 und P_{sc} die Leerlaufverluste und Kurzschlussverluste des Transformators und die Umgebungstemperatur θ_a , der Lastfaktor K und der Zeitabstand zur nächsten berechneten Temperatur Δt die Eingangskenngrößen der Modelle. Zusätzlich werden die obere Öltemperatur θ_{to} und die Ölübertemperatur $\Delta\theta_{to,i}$ aus dem vorherigen Zeitschritt mitberücksichtigt.

$$\theta_{to}(k+1) = \theta_a(k) + (\Delta\theta_{to,u} - \Delta\theta_{to,i}) \cdot \left(1 - e^{\frac{\Delta t}{K_{11}\tau_{to,R}}}\right) + \Delta\theta_{to,i} \quad (1)$$

$$\theta_{to}(k+1) = \theta_{to}(k) + \frac{\Delta t}{K_{11}\tau_{to,R}} \cdot [\Delta\theta_{to,u} - \theta_{to}(k) + \theta_a(k+1)] \quad (2)$$

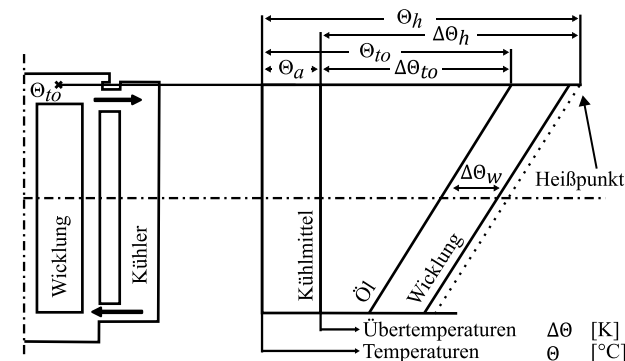
Die obere Ölübertemperatur $\Delta\theta_{to,u}$ definiert bei beiden Ansätzen die berechnete Ölübertemperatur im thermisch eingeschwungenen Zustand der jeweiligen Auslastung und lässt sich für jeden Zeitschritt mit Gl. (3) berechnen.

$$\Delta\theta_{to,u}(k+1) = \Delta\theta_{to,R} \cdot \left(\frac{(P_{sc} \cdot K(k+1)^2 + P_0)}{P_{sc} + P_0}\right)^x \quad (3)$$

Die Ölübertemperatur im Nennbetrieb $\Delta\theta_{to,R}$, die Ölzeitkonstante $\tau_{to,R}$ und der Ölexponent x werden während der Parametrierung des jeweiligen Modells durch das Training an den jeweiligen Transformator angepasst. Hierbei können auch als Startwert die empfohlenen Größen aus der IEC 60076-7 verwendet werden, welche lediglich einen Richtwert widerspiegeln und somit nur bedingt das individuelle thermische Verhalten des Transformators abbilden.

Das IEEE C57.91 Clause 7 Modell unterscheidet sich in der Modellierung in beiden Ansätzen ausschließlich durch die Korrektur der Ölzeitkonstante für jeden Zeitschritt nach Gl. (4) anstelle der Korrektur durch den konstanten Korrekturfaktor K_{11} . Hiermit soll die lastabhängige Zeitkonstante exakter abgebildet werden.

$$\tau_{to}(k+1) = \tau_{to,R} \cdot \frac{\frac{\Delta\theta_{to,u}(k+1)}{\Delta\theta_{to,R}} - \frac{\Delta\theta_{to}(k+1)}{\Delta\theta_{to,R}}}{\frac{\Delta\theta_{to,u}(k+1)^{\frac{1}{x}}}{\Delta\theta_{to,R}^{\frac{1}{x}}} - \frac{\Delta\theta_{to}(k+1)^{\frac{1}{x}}}{\Delta\theta_{to,R}^{\frac{1}{x}}}} \quad (4)$$



θ_a : Kühlmitteltemperatur
 θ_{to} : obere Öltemperatur
 θ_h : Heißpunkttemperatur
 $\Delta\theta_{to}$: obere Ölübertemperatur
 $\Delta\theta_h$: Heißpunktübertemperatur
 $\Delta\theta_w$: Kupfersprung (Wicklung-Öl)

Bild 1: Temperaturverlauf im Transformator mit Öl-, Wicklungs- und Heißpunkttemperatur [1]

2.2 Berechnung der Heißpunkttemperatur

Die Berechnung der Heißpunkttemperatur beruht bei allen betrachteten Modellen auf der berechneten Öltemperatur. Dies hat zur Folge, dass ein Fehler in der Berechnung der oberen Öltemperatur an die Berechnung der Heißpunkttemperatur weitergegeben wird.

Die Berechnung der Heißpunkttemperatur für den exponentiellen Ansatz nach IEC 60076-7 besteht hierbei aus der Berücksichtigung der Temperaturveränderung des Öls (Gl. (6)) sowie der Temperaturveränderung der Wicklung (Gl. (5)) durch die jeweilige Lastveränderung.

$$\Delta\theta_{h,1}(k+1) = (K_{21}H_F\Delta\theta_{w,R}K(k+1)^y - \Delta\theta_{h,i1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{\Delta t}{K_{22}\tau_{w,R}}}\right) + \Delta\theta_{h,i1} \quad (5)$$

$$\Delta\theta_{h,2}(k+1) = ((K_{21}-1)H_F\Delta\theta_{w,R}K(k+1)^y - \Delta\theta_{h,i2}) \cdot \left(1 - e^{\frac{\Delta t}{K_{22}/\tau_{to,R}}}\right) + \Delta\theta_{h,i2} \quad (6)$$

In Gl. (7) und Gl. (8) wird die Berechnung nach dem differentiellen Ansatz dargestellt.

$$\Delta\theta_{h,1}(k+1) = (K_{21}H_F\Delta\theta_{w,R}K(k+1)^y - \Delta\theta_{h,i1}) \cdot \frac{\Delta t}{K_{22}\tau_{w,R}} + \Delta\theta_{h,i1} \quad (7)$$

$$\Delta\theta_{h,2}(k+1) = ((K_{21}-1)H_F\Delta\theta_{w,R}K(k+1)^y - \Delta\theta_{h,i2}) \cdot \frac{\Delta t}{K_{22}/\tau_{to,R}} + \Delta\theta_{h,i2} \quad (8)$$

Bei beiden Ansätzen sind $\Delta\theta_{h,1i}$ und $\Delta\theta_{h,2i}$ die berechneten Übertemperaturen aus dem vorherigen Zeitschritt, welche als Eingangsparameter in die Berechnung des nächsten Zeitschrittes einfließen. Die Wicklungsübertemperatur bei Nennlast $\Delta\theta_{w,R}$, die Wicklungszeitkonstante $\tau_{w,R}$, der Wicklungsexponent y , der Heißpunktfaktor H_F , die Konstanten K_{22} und K_{21} sind weitere Parameter des thermischen Modells. Hierbei bildet der Korrekturfaktor K_{21} den jeweiligen Anteil der überlagerten Temperaturveränderung des Heißpunktes und der deutlich langsameren Veränderung der Öltemperatur ab. K_{22} ist ein Korrekturfaktor für die Berechnung der Wicklungszeitkonstante.

Bei der Heißpunkttemperaturberechnung nach der IEEE C57.91 Clause 7 sind die Korrekturfaktoren $K_{22}=1$ und $K_{21}=1$, wodurch sich das Modell deutlich vereinfacht. Diese Vereinfachung gilt sowohl für den exponentiellen als auch den differentiellen Modellansatz.

$$\theta_h(k+1) = \theta_{to}(k+1) + (\Delta\theta_{h,1}(k+1) - \Delta\theta_{h,2}(k+1)) \quad (9)$$

Bei allen Modellen, sowohl im differentiellen als auch im exponentiellen Ansatz, lässt sich nach Gl. (9) die Heißpunkttemperatur berechnen. Auch hier können, wie bei der Berechnung der Öltemperatur, die Parameter aus dem Wärmelauf oder die empfohlenen Größen aus der IEC 60076-7 verwendet werden.

Für eine Parametrierung der Modelle für die Berechnung der Heißpunkt- und der Öltemperatur werden fiberoptische

Temperaturmessungen in der Transformatorwicklung vorausgesetzt. Eine Empfehlung sowohl für die Anzahl als auch die Positionierung der fiberoptischen Temperaturmessungen ist in der IEC 60076-2 zu finden [1].

Um die thermischen Modelle an den jeweiligen Transformator anzupassen, wird die Summe des quadratischen Fehlers zwischen den gemessenen Temperaturen (Y) und der Temperaturberechnung ($f(X, \emptyset)$) minimiert. Dies erfolgt nach Gl. (10).

$$\min \|Y - f(X, \emptyset)\|_2^2 \quad (10)$$

Hierbei definiert X die Eingangsgrößen wie bspw. die Umgebungstemperatur und die Last und $\emptyset$ die zu fittenden Größen des thermischen Modells. Die Minimierung erfolgt mit einem sogenannten Trust-Region-Reflective Algorithmus, bei dem sich feste Parametergrenze definieren lassen. [5, 6]

3 Vorstellung des Transformators und der Messdaten

Für die Parametrierung der verschiedenen Modelle werden neben den Trainingsdaten auch Validierungsdaten benötigt. Zu diesem Zweck wird der in *Bild 2* dargestellte Trainingsdatenabschnitt aus dem Herbst 2021 und die Validierungsabschnitte aus dem Winter aus *Bild 4* und *Bild 5* verwendet. Beim untersuchten Leistungstransformator handelt es sich um einen Stromrichtertransformator, welcher an Land die Energie eines Offshore Windparks in das 380 kV Übertragungsnetz einspeist. Hierbei wird die Anlage im Regelbetrieb parallel mit zwei baugleichen Leistungstransformatoren betrieben, so dass die maximale Auslastung des untersuchten Transformators im Normalbetrieb nicht über 65 %, bezogen auf die Nennlast, ansteigt. Dies ist auch im Trainingsdatensatz aus *Bild 2* zu sehen. In *Tabelle 1* sind die Betriebsmittelkenngrößen des 630 MVA Transformators dargestellt. Dabei ist der Leistungstransformator mit einem aktiven Kühlsystem mit 32

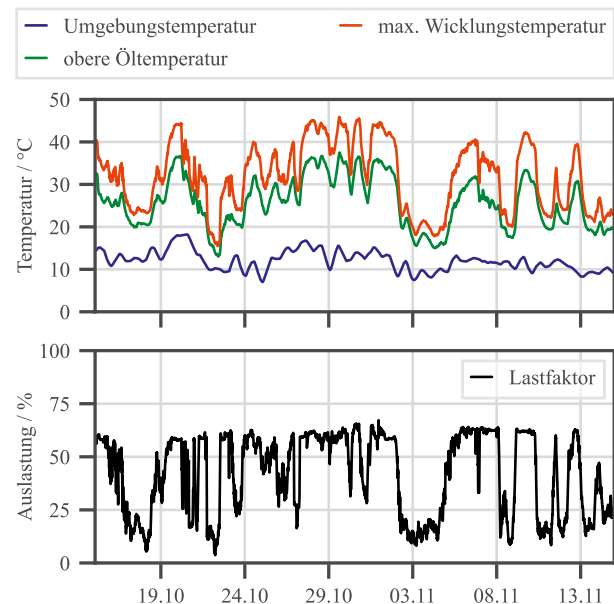


Bild 2: kompletter Parametrierungszeitraum von 31 Tagen

Nennleistung	630 MVA
Spannungsebene (MS / OS)	362 kV / 420 kV
Kurzschlussverluste	1395 kW
Leerlaufverluste	220 kW
Ölgewicht	136 t
Aktiveilegewicht	315 t
Kesselgewicht	59 t
Anzahl Pumpen	6
Anzahl Lüfter	32
Kühlsystem	ODAF

Tabelle 1: Betriebsmitteldaten

Lüftern und 6 Pumpen ausgestattet. Während dem kompletten Trainingszeitraum waren durch die maximale Auslastung von 65 % nur 4 Pumpen und keiner der Lüfter aktiv. Die zwei zusätzlichen Ölpumpen sind nur zu Reservezwecken vorgesehen und daher normalerweise nicht in Betrieb. Durch die inaktiven Lüfter im Parametrierungszeitraum ist nur die Modellierung des Transformators für diesen Betriebsfall möglich, da keines der untersuchten thermischen Modelle das Zu- bzw. Abschalten von aktiven Kühlungsmechanismen abbilden kann.

Für das Abbilden des thermischen Verhaltens bei aktiven Lüftern muss jedes Modell mit einem Trainingsdatensatz mit aktiven Lüftern trainiert werden.

Für die Messung der Wicklungstemperatur sind in Phase V jeweils drei Temperatursensoren innerhalb der Abstandshalter zwischen erster und zweiter Wicklungsscheibe sowohl auf der OS-Seite als auch auf der MS-Seite verbaut. Für die Parametrierung der verschiedenen Modelle werden alle in *Bild 2* über einen Zeitraum von 31 Tagen gezeigten Messgrößen verwendet. Dabei ist in Rot die höchste Wicklungstemperatur der 3 Temperaturmessungen auf der MS-Seite dargestellt und im weiteren Verlauf als Heißpunkttemperatur definiert.

Da durch die höheren Ströme die MS-Seite wärmer wird, beziehen sich alle weiteren Darstellungen und Ergebnisse auf die MS-Seite.

4 Untersuchung der Vorhersagegenauigkeit

Zur Untersuchung der unterschiedlichen Modelle wird in diesem Kapitel neben der Genauigkeit auch die Menge der benötigten Messdaten für eine Parametrierung der Modelle untersucht. Hierbei wird jedes Modell mit demselben Trainingsdatensatz von einem Tag bis zu 31 Tagen parametrieren und anschließend die Vorhersagegenauigkeit mit stets demselben Validierungsdatensatz überprüft. Für diesen Fall gilt zu beachten, dass ein Fehler bei der Vorhersage der Öltemperatur auch zu einem Fehler der Vorhersage der Wicklungstemperatur führt. Die Validierung der verschiedenen Parametrierungsergebnisse werden mit demselben Datensatz durchgeführt

wie die Validierung aus *Bild 4*. In *Bild 3* ist sowohl für die Vorhersage der Öltemperatur als auch für die Vorhersage der Heißpunkttemperatur die Fehlerverteilung für jedes Modell in Abhängigkeit der Trainingsdauer dargestellt. Dabei sind in orange der Median und innerhalb der Box alle Fehler innerhalb des 25. bzw. 75. Perzentil dargestellt. Die unteren und oberen Whisker sind als 1. bzw. 99. Perzentile definiert. In *Bild 3* ist bei der Vorhersage beider Temperaturen eine große Reduzierung des Vorhersagefehlers von einem Tag bis zu drei Tagen Trainingsdauer zu sehen. Der Median der Fehlerverteilung nähert sich deutlich den 0 K an. Mit längeren Trainingszeiträumen verringert sich die Fehlerverteilung deutlich langsamer. Bei einem Trainingszeitraum von 15 Tagen scheint sich die Parametrierung und somit der Vorhersagefehler nur noch geringfügig zu verkleinern. Daraus kann für diesen Trainingsdatensatz abgeleitet werden, dass 15 Tage ausreichend sind, um alle Modelle zu parametrieren. Für eine weitere Verbesserung der Parametrierung über die 15 Tage hinaus müssen die thermischen Modelle weitere Einflussfaktoren wie der Wind oder die Solarstrahlung berücksichtigt werden. Jedoch ist hierbei zu beachten, dass kein spezieller Trainingszeitraum mit einer besonderen Belastungscharakteristik ausgewählt wurde und die maximale Last des Transformators bei 65 % liegt. Geeignete Parametrierungszeiträume mit unterschiedlichen Last- und Erwärmungsszenarien gilt es noch weiter zu untersuchen. Alle betrachteten Modelle weisen ein sehr ähnliches Verhalten bei der Reduzierung des Vorhersagefehlers auf. Der differentielle Ansatz nach der IEC 60076-7 stellt sich bei der Betrachtung des Medians des Vorhersagefehlers als das minimal bessere Modell heraus. Nach 15 Tagen liegt der Median aller Modelle nahe 0 K und die größte Überschätzung bzw. die größte Unterschätzung bei 7 K bzw. -3 K. Dies gilt sowohl bei der Vorhersage der Öl- als auch der Wicklungstemperatur.

5 Validierung im Niedrig- und Hochlastbereich

Wie im vorherigen Kapitel gezeigt, unterscheiden sich die vier Modellansätze nur minimal. Daher wird im Folgenden nur noch auf den differentiellen IEC 60076-7 Ansatz eingegangen.

Mit den Ergebnissen aus der Parametrierung mittels des 31 Tage Trainingsdatensatzes aus *Bild 2* wird anschließend sowohl die Öltemperatur als auch die Heißpunkttemperatur für einen Normallastfall und einen Überlastfall vorgestellt. In *Bild 4* und *Bild 5* ist die Validierung mittels dieser parametrisierten thermischen Größen für den Normallastfall und den Überlastfall dargestellt. Zusätzlich ist für beide Zeiträume die Fehlerkurve sowohl für die Vorhersage der Öltemperatur als auch der Heißpunkttemperatur zu sehen.

Für den Überlastfall wird sich nur auf die Validierung mittels der Heißpunkttemperatur konzentriert, da in diesem Bereich keine Öltemperaturdaten zur Verfügung standen und dieser primär zur Veranschaulichung des Vorhersagefehlers bei sich ändernden Kühleigenschaften dargestellt ist.

Bei der Betrachtung des Niedriglastbereich aus *Bild 4* sind zwei Zeitbereiche mit einem erhöhten Fehler in der Nacht zum 2. Dezember und 19. Dezember zu erkennen. In diesen beiden Bereichen wurde sowohl eine niedrigere Wicklungs- als auch Heißpunkttemperatur gemessen, obwohl sich zu einem anderen Zeitpunkt bei gleicher Last und annähernd glei-

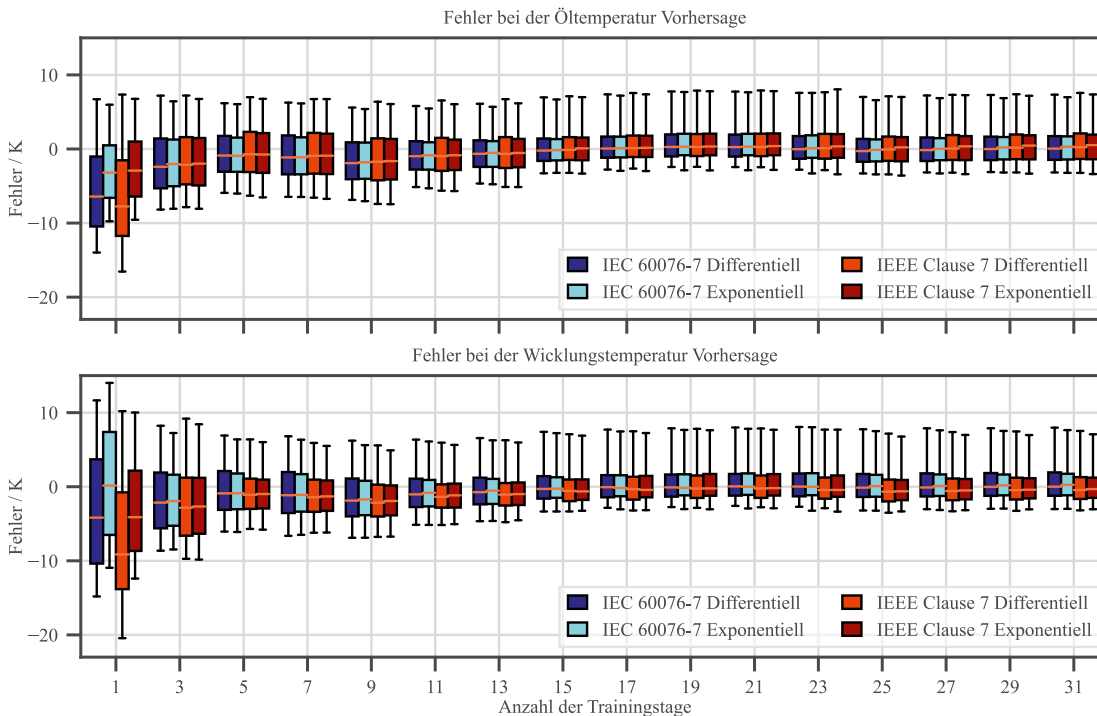


Bild 3: Fehlerentwicklung bei Verlängerung des Trainingszeitraumes sowohl für die Öltemperatur als auch für die Wicklungstemperatur

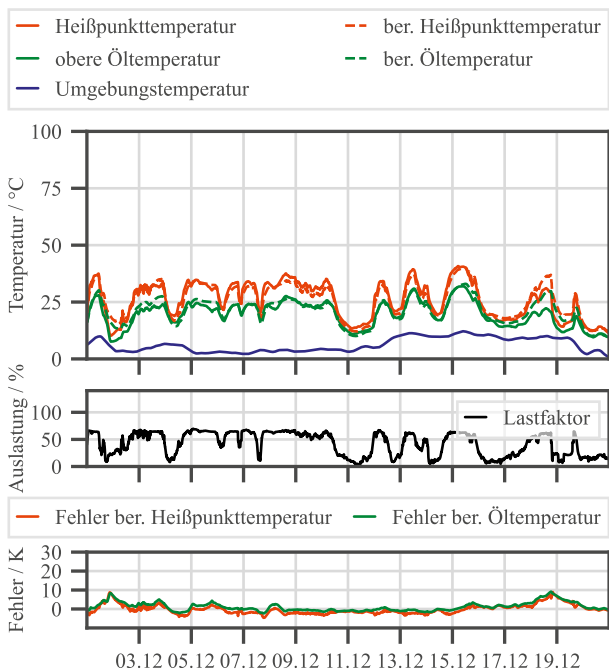


Bild 4: Validierung in einem Niedriglastfall

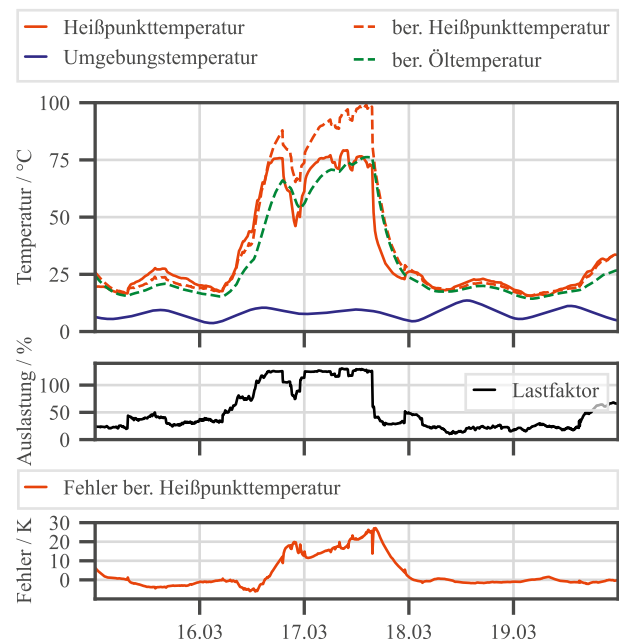


Bild 5: Validierung in einem Hochlastfall

cher Umgebungstemperatur höhere Temperaturen gemessen wurden. Dieses Phänomen könnte auf eine erhöhte Windgeschwindigkeit am Transformator hindeuten und dadurch eine verbesserte Kühlung erklären. Diesen Einfluss gilt es noch zu untersuchen. In den restlichen Tagen der Validierung im Niedriglastbereich konnte ein Validierungsfehler von ca. ± 5 K sowohl für die Berechnung der Öltemperatur als auch der Wicklungstemperatur erreicht werden. Der RMSE (Root Mean Square Error) für die Validierung im Niedriglastbereich liegt bei

2.56 K für die Berechnung der Öltemperatur und bei 2.46 K für die Berechnung der Heißpunkttemperatur (Tabelle 2).

Des Weiteren ist im Fehlverlauf der beiden Temperaturen aus Bild 4 zu erkennen, dass der Hauptanteil des Vorhersagefehlers der Wicklungstemperatur an dem Vorhersagefehler der Öltemperatur liegt. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass eine nennenswerte Verbesserung der Berechnung der Heißpunkttemperatur durch eine Verbesserung der Berechnung der Öltemperatur und somit durch eine Verbesserung der

	Niedriglast (Öl / Heißpunkt)	Hochlast (Heißpunkt)
Max. Fehler	9.18 K / 8.98 K	27.19 K
Min. Fehler	-2.35 K / -4.70 K	-6.09 K
RMSE	2.56 K / 2.46 K	8.71 K

Tabelle 2: Vorhersagefehler für den Niedriglastfall und den Hochlastfall

thermischen Modellierung der Öltemperatur erreicht werden kann. In Bild 5 ist eine weitere Gegenüberstellung der Temperaturvorhersage und der Heißpunkttemperatur für ein Hochlastszenario dargestellt. Hierbei ist zu erwähnen, dass ab einer Öltemperatur von 50 °C die erste Lüfterbank mit 8 Lüftern zugeschaltet wird. Dies hat eine deutliche Veränderung der Kühleigenschaften zur Folge, wodurch ab dem Zeitpunkt der Überschreitung die Heißpunkttemperatur deutlich überschätzt wird. Erst bei einer Öltemperatur von 40 °C werden die Lüfter wieder abgeschaltet. Eine genauere Betrachtung ist aufgrund der fehlenden Öltemperatur nicht möglich. Sobald die Lüfter nicht mehr in Betrieb sind, kann auch die Heißpunkttemperatur wieder genau vorhergesagt werden.

Dies zeigt deutlich, dass für eine korrekte Überlastabschätzung die verwendeten Parameter entweder schon beim Wärmelauf passend für die verschiedenen Kühleigenschaften berechnet werden müssen oder bei der Parametrierung unterschiedliche Trainingsdatensätze zur Verfügung stehen müssen.

6 Zusammenfassung

Zusammenfassend wurde bei der Parametrierung aller thermischen Modelle aus IEC und IEEE festgestellt, dass für alle betrachteten Modelle 15 Tage Trainingsdaten mit einem zufällig ausgesuchten Zeitraum ausreichend sind. Längere Trainingszeiträume führen nur zu einer minimalen Verbesserung der Modellierung und reduzieren den Vorhersagefehler nicht nennenswert. Für eine zusätzliche Minimierung des Vorhersagefehlers ist es notwendig, weitere Eingangsgrößen wie die Windgeschwindigkeit am Transformator mit zu berücksichtigen, um besonders bei inaktiven Lüftern während der Parametrierung ein zusätzliches Kühlverhalten einzubeziehen.

Außerdem wurde gezeigt, dass der Vorhersagefehler der Wicklungstemperatur beim IEC 60076-7 Modell primär von der Vorhersage der Öltemperatur abhängt.

7 Danksagung

Dieses Forschungsprojekt wurde im Rahmen eines industriellen Gemeinschaftsforschungsprogramms (ZÜbReNe Nr. 01188222/1) durchgeführt. Es wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) über den Projektträger Jülich (PtJ) auf der Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Literatur

- [1] „IEC 60076-2: Leistungstransformatoren – Part 2: Über-temperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren,“ International Electrotechnical Commission, 2011.
- [2] „IEC 60076-7: Leistungstransformatoren – Part 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren,“ International Electrotechnical Commission, 2016.
- [3] "IEEE C57.91: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers," American National Standard, 2011.
- [4] ZÜbReNe, „enargus.de“, [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus_eps2&q=%2201188222/1%22&v=10&id=1236487. [Accessed 30. Juli 2021].
- [5] M. Newville, T. Stensitzki, D. Allen und A. Ingargiola, LMFIT: Non-Linear Least-Square Minimization and Curve-Fitting for Python, Zenodo, 2014.
- [6] M. A. Branch, T. Coleman und Y. Li, „A Subspace, Interior, and Conjugate Gradient Method for Large-Scale Bound-Constrained Minimization Problems,“ SIAM Journal on Scientific Computing, Bd. 21, Nr. 1, pp. 1–23, 1999.



Malte Gerber,
Universität Stuttgart

Weitere Autoren:

- Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart
- Norbert Majer, Tennet TSO GmbH
- Thomas Lainck, Tennet TSO GmbH

Hochspannungstechnik

T6 Reduktion des Teilleiterabstands bei Freileitungen zur Minimierung von Koronageräuschen

Kurzfassung

Hochspannungsfreileitungen können störende akustische Koronageräusche erzeugen. Wie im vorliegenden Beitrag beleuchtet, stellt im Falle von Bündelleitern die Reduktion des Teilleiterabstands eine wirkungsvolle Maßnahme zur Minimierung dieser Geräusche dar. Zur Evaluierung der hiermit zu erreichenden Geräuschreduktion, wurden zwei Methoden verfolgt. Mit dem Ziel den optimalen Teilleiterabstand zu bestimmen, wurde einerseits mithilfe numerischer Feldberechnungen der Zusammenhang zwischen dem Teilleiterabstand und der resultierenden Leiterrandfeldstärke, welche als zentrale physikalische Größe für diverse Koronaphänomene gilt, für unterschiedliche Leiterbündelgeometrien untersucht. Aufbauend auf diese Erkenntnisse wurden andererseits mehrere Bündelgeometrien ausgewählt, an welchen Koronageräuschmessungen unter künstlicher Beregnung im Hochspannungslabor und bei Verwendung in realen Freileitungen durchgeführt wurden. Die numerischen Feldberechnungen zeigten, dass der übliche Teilleiterabstand von 400 mm nicht optimal ist und die Leiterrandfeldstärken in den betrachteten Fällen erst im Bereich von ca. 200 mm minimal werden. Die durchgeführten Geräuschmessungen bestätigten diese Tendenz. Die numerischen und experimentellen Untersuchungen zeigen konklusiv, dass die Reduktion des Teilleiterabstands einen validen Ansatz zur Reduktion von Koronageräuschen darstellt und die erzielbare Minderung hinsichtlich des Immissionsschutzes signifikant ist. Mechanische Herausforderungen beschränken den Einsatz dieser Maßnahme jedoch.

1 Einleitung

Hochspannungsfreileitungen können für die Immissionsbeurteilung relevante Geräusche erzeugen. Diese treten infolge von elektrischen Entladungen (Korona) und zumeist bei Niederschlag an den Leiterseiloberflächen auf. Um immissionschutzrechtlichen Vorgaben zu genügen, sind Netzbetreiber bestrebt, die Geräuschimmissionen in ausreichendem Maße nach dem Stand der Technik zu beschränken. Darüber hinaus können auch freiwillige Maßnahmen zum Einsatz kommen, die über den aktuellen Stand der Technik hinausgehen. Hinsichtlich der Ansätze zur Minimierung von Koronageräuschen ist zwischen Konzepten, welche die Anlagerung von Wassertropfen am Leiterseil beeinflussen (z. B. hydrophile Leiterseile), und Konzepten, welche auf eine Reduktion der Leiterrandfeldstärke abzielen, zu unterscheiden. Da Koronaentladungen nur bei einer ausreichend hohen elektrischen Leiterrandfeldstärke auftreten können, stellt die Reduktion derselbigen eine effiziente und ätiotrope Lösung zur Minderung störender Koronageräusche dar. Die sich an einem Teilleiter eines Bündelleiters

einstellende Feldstärke wird neben der Betriebsspannung der jeweiligen Freileitung primär durch die Geometrieparameter des Bündelleiters beeinflusst [1, 2].

Wie im vorliegenden Beitrag beleuchtet, bietet hierbei insbesondere eine Variation des Teilleiterabstands signifikantes Minimierungspotenzial. Zur Evaluierung der durch eine Variation des Teilleiterabstands zu erreichenden Geräuschreduktion wurden zwei unterschiedliche Methoden verfolgt, welche nachfolgend dargestellt werden. Einerseits wurde mithilfe numerischer Feldberechnungen der Zusammenhang zwischen dem Teilleiterabstand und der resultierenden Leiterrandfeldstärke für unterschiedliche Leiterbündelgeometrien untersucht. Ziel dieser Berechnungen war es, jenen Teilleiterabstand zu bestimmen, für welchen die Randfeldstärke minimal wird. Aufbauend auf diese Erkenntnisse wurden andererseits mehrere Bündelgeometrien ausgewählt, an welchen Koronageräuschmessungen durchgeführt wurden. Diese experimentellen Untersuchungen erfolgten sowohl unter künstlicher Beregnung im Hochspannungslabor als auch an einer realen Freileitung.

2 Einfluss des Teilleiterabstands auf die Leiterrandfeldstärke

2.1 Hintergrund

Die an einem Bündelleiter auftretenden Randfeldstärken E resultieren aus der jeweiligen Betriebsspannung und der vorliegenden Bündelgeometrie. Wird die Bündelgeometrie auf regelmäßige Anordnungen (Anordnung der Teilleiter auf einem Kreisumfang bei äquidistanten Bogenlängen) beschränkt, stehen der Teilleiterdurchmesser d , der Teilleiterabstand a und die Anzahl der Teilleiter n als variable Größen zur Verfügung (Bild 1).

Während die Durchmesser d und die Anzahl der Teilleiter n aufgrund ihres Einflusses auf die Stromtragfähigkeit einer Leitung wenig Spielraum bieten, ist eine Variation des Teilleiterabstands a vergleichsweise einfach realisierbar. Sofern der Teilleiterabstand a klein genug gewählt wird, kommt es zu einer wechselseitigen elektrischen Schirmung der Teilleiter,

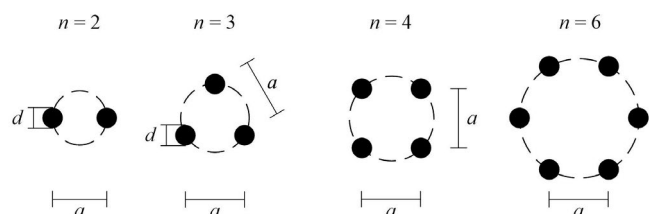


Bild 1: Übersicht typischer Bündelleiteranordnungen

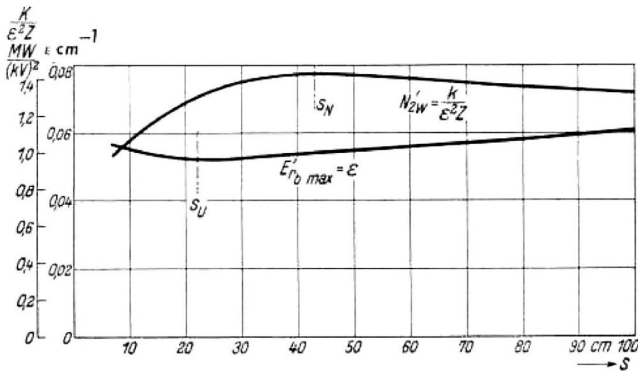


Bild 2: Einfluss des Teilleiterabstands s auf die Randfeldstärke E und die natürliche Leistung S_N [4]

wodurch Entladungserscheinungen deutlich reduziert werden können. Die Variation des Teilleiterabstands a als Reduktionsmaßnahme für Koronageräusche erfuhr in der Forschung bislang nur wenig Beachtung. Lediglich CORTINA et al. präsentieren systematisch erarbeitete Ergebnisse zu dieser Thematik [3].

Im europäischen Verbundnetz werden Teilleiterabstände meist im Bereich von $a = 400$ mm gewählt, da dieser Abstand gemäß den Berechnungen von MANGOLDT bzw. MARKT und MENGELE einem Pareto-Optimum zwischen einer möglichst großen natürlichen Leistung S_N einer Freileitung und einer möglichst niedrigen elektrischen Teilleiterrandfeldstärke E entspricht [4]. Wie auch schon in der Originalpublikation von MANGOLDT ersichtlich, wird die Leiterrandfeldstärke jedoch erst für geringere Abstände a minimal, wobei jedoch eine Reduktion der natürlichen Leistung S_N in Kauf zu nehmen ist (Bild 2). Dieser Umstand wäre jedoch kein Hinderungsgrund, eine bewusste Reduktion des Teilleiterabstands a zumindest in einzelnen Spannungsfeldern als Maßnahme zur Geräuschreduktion einzusetzen. Hierzu wären an den Teilleiterabstand angepasste Trag- und Abspannarmaturen sowie passende Feldabstandhalter nötig. Gemessen an den Herausforderungen in der Vergangenheit erprobter Reduktionskonzepte erscheint die Notwendigkeit passender Armaturen jedoch keinen prinzipiellen Ausschluss dieser Methode zu rechtfertigen.

2.2 Bestimmung des optimalen Teilleiterabstands

Üblicherweise wird die Berechnung der Randfeldstärke E für eine 2D-Schnittebene und unter der Annahme unendlich langer zylindrischer Leiter durchgeführt. Die zur Charakterisierung eines Bündelleiters herangezogene Randfeldstärke E entspricht konventionsgemäß dem Effektivwert des arithmetischen Mittelwerts der jeweils maximalen Leiterrandfeldstärken aller Teilleiter des zu betrachtenden Bündelleiters [5]. Zur Bestimmung der maximalen Teilleiterrandfeldstärke wird die elektrische Feldstärke entlang des Leiterumfangs $E = f(\alpha)$ ausgewertet, woraus in weiterer Folge die gesuchte Größe extrahiert wird (Bild 3).

Zur Berechnung der Randfeldstärke E eines Leiterbündels existiert eine Vielzahl analytischer Ansätze, die unterschiedliche Vor- und Nachteile sowie Anwendungsbereiche aufweisen.

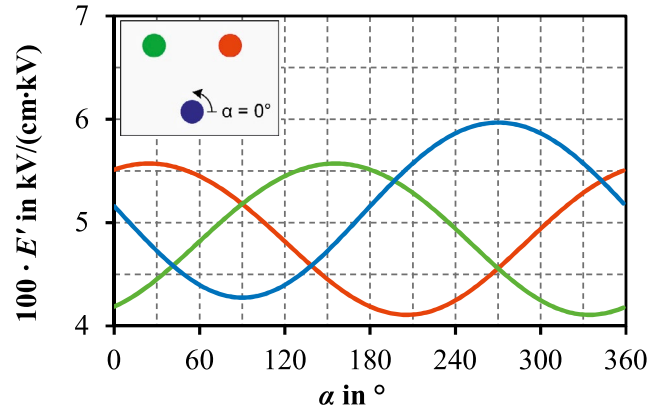


Bild 3: Feldstärkeabwicklungen $E' = f(\alpha)$ entlang des Umfangs der Teilleiter eines Dreileiterbündels

Für eine umfassende Diskussion dieser Eigenschaften inklusive Vergleichsrechnung sei auf [6] verwiesen.

Angesichts der in der heutigen Zeit verfügbaren Rechenleistungen gibt es kaum noch Gründe, auf analytische Formelsätze zur Berechnung der Randfeldstärke zurückzugreifen. Mithilfe der Finiten Elemente Methode (FEM) oder der Charge Simulation Methode (CSM) können beispielsweise Bündelanordnungen beliebiger Komplexität mit höchster Genauigkeit berechnet werden.

2.3 Berechnung

Alle nachfolgend angeführten Feldstärkewerte wurden mithilfe der CS-Methode berechnet, wobei die Leiterseile als unendlich lange leitfähige Zylinder modelliert wurden. Die Implementierung erfolgte in einem MATLAB-Skript, wobei jedem Teilleiter 200 Ersatzladungen zugewiesen wurden, welche auf einem Umfang entsprechend des 0,9-fachen des jeweiligen Teilleiterdurchmessers d angeordnet wurden.

Die Berechnungen beziehen sich auf die einphasige Versuchsanordnung, welche auch für die nachfolgend gezeigten Geräuschemissionsversuche zum Einsatz kam. Die Bezugshöhe zwischen dem Bündelzentrum und dem Boden betrug hierbei $h = 3$ m.

Da im einphasigen Versuchsaufbau die an dem zu untersuchenden Leiterbündel auftretende Randfeldstärke E , entsprechend des gedanklichen Modells einer Kondensatoranordnung, linear mit der angelegten Prüfspannung U skaliert, ist es zweckmäßig, die Randfeldstärke unabhängig der jeweiligen Spannung als bezogene Größe E' der Dimension $\text{kV} / (\text{cm} \cdot \text{kV})$ anzugeben (Gleichung 1):

$$E = E' \cdot U \quad (1)$$

2.4 Ergebnisse

Die durchgeführten Simulationen zeigen konklusiv, dass der übliche Teilleiterabstand von $a = 400$ mm hinsichtlich der auftretenden Leiterrandfeldstärke E (und den damit verbundenen Koronaeffekten) nicht optimal ist (Bild 4). Die Leiterrandfeldstärke E bzw. E' wird erst in einem Bereich von $a_{\min} \approx 150 - 250$ mm minimal.

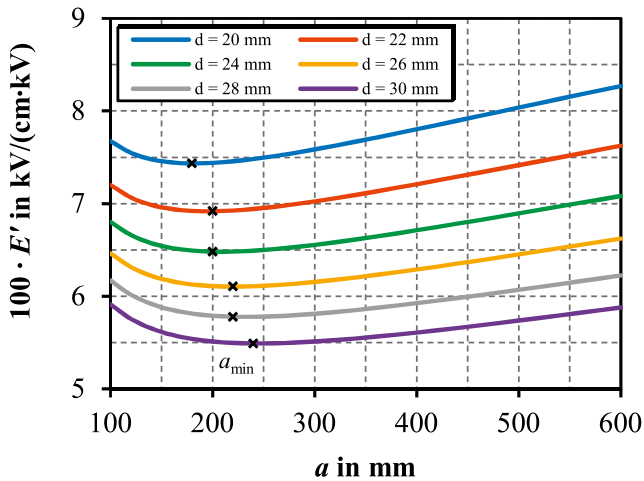


Bild 4: Bezoogene Leiterrandfeldstärke E' in Abhängigkeit des Teilleiterabstands a bei unterschiedlichen Teilleiterdurchmessern d für Vierleiterbündel ($n = 4$)

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass unterhalb des Abstands $a_{\min}$ die Randfeldstärke E bzw. E' wieder deutlich zunimmt (Hockeystick).

Entsprechend dem Beispiel in Bild 5, welches den Fall der Abstandsverkleinerung für den näherungsweise linearen Bereich von $a = 400$ mm auf $a = 300$ mm für Teilleiterzahlen von $n = 2 - 4$ illustriert, zeigt sich allerdings, dass die Verkleinerung des Teilleiterabstands a nur bei vergleichsweise dünnen Leiterseilen mit $d < 30$ mm in einer nennenswerten Feldstärke-Reduktion $\Delta E'$ resultiert (Gleichung 2).

$$\Delta E = \frac{E'_{400 \text{ mm}} - E'_{300 \text{ mm}}}{E'_{300 \text{ mm}}} \cdot 100 \% \quad (2)$$

In Zusammenhang mit der evidenten Abhängigkeit dieses Reduktionsmechanismus von der Teilleiteranzahl n erscheint dieser Ansatz zur Feldstärke- bzw. Geräuschreduktion für Vierleiterbündel mit Leiterseilen mit $d < 30$ mm, wie sie u. a. im Netzgebiet der Amprium zum Einsatz kommen, besonders geeignet.

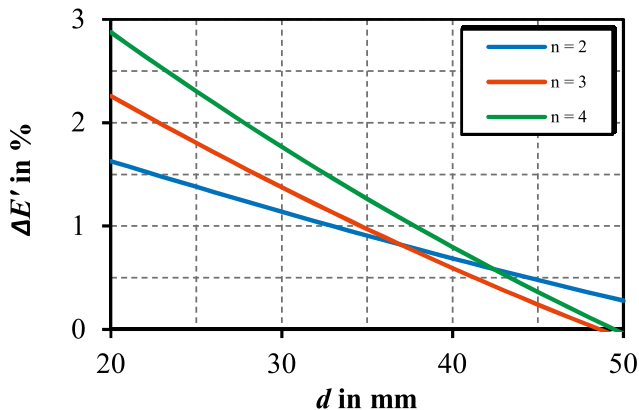


Bild 5: Relative Abnahme der Leiterrandfeldstärke E bzw. E' für eine Verringerung des Teilleiterabstands von $a = 400$ mm auf $a = 300$ mm für $n = 2 - 4$ in Abhängigkeit des Teilleiterdurchmessers d (bezogen auf $a = 300$ mm)

3 Bestimmung der durch Bündelverkleinerung erzielbaren Geräuschreduktion

3.1 Hintergrund

Die im vorangegangenen Kapitel gezeigten Ergebnisse der durchgeführten numerischen Feldberechnungen illustrieren, dass eine Reduktion des Teilleiterabstands a in einer signifikanten Minderung der elektrischen Randfeldstärke E resultiert. Es stellt sich nun allerdings die Frage, welche Geräuschreduktion durch eine solche Maßnahme erzielbar wird. In diesem Zusammenhang ist auszuführen, dass das feldstärkeabhängige Emissionsverhalten von Leiterbündeln durch entsprechende Modelle prognostiziert werden kann. Im gegenständlichen Fall ist jedoch zu berücksichtigen, dass durch die Bündelverkleinerung nicht nur die Randfeldstärke E per se reduziert wird, sondern durch die Verbesserung der wechselseitigen Abschirmung der Leiterseile untereinander auch eine Vergrößerung des feldschwachen Bereichs am Umfang der Teilleiter erreicht wird. Dieser Effekt bleibt bei den üblichen Prognosemodellen unberücksichtigt. Zur Quantifizierung der erzielbaren Geräuschreduktion wurden einerseits akustische Messungen an Leiterbündeln in einem Hochspannungslabor und andererseits Langzeit-Freifeldmessungen an einer umgebauten Freileitung durchgeführt.

Da die Reduktion des Teilleiterabstands auf $a = 200$ mm insbesondere aufgrund ungünstigeren Schwingungsverhaltens und eines stark erhöhten Bedarfs an Bündelabstandhaltern für den realen Netzbetrieb impraktikabel erscheint, konzentrieren sich die nachfolgend beschriebenen Untersuchungen auf eine Verkleinerung von $a = 400$ mm auf $a = 300$ mm, welche durchaus praktisch realisierbar ist.

3.2 Laboruntersuchungen

Die zu untersuchenden Leiterbündel mit einer Länge von 10 m wurden in der Hochspannungshalle des Instituts für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz in einer Höhe von 3 m montiert und mit Wechselspannung beansprucht (Bild 6). Beidseitig montierte Toroide schirmen die Aufhängungspunkte der Leiterbündel ab und verhindern un-

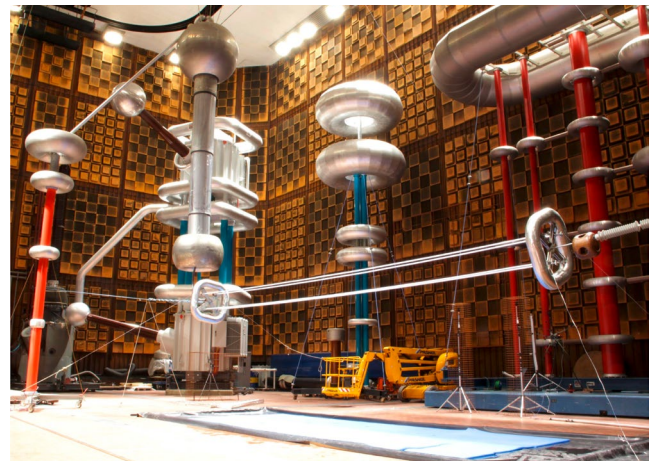


Bild 6: Versuchsanordnung für die Messung der Geräuschemission von Leiterbündeln

n	Leitertyp	d	E' 400 mm	E' 300 mm
		mm	kV / (cm · kV)	
4	AL / ACS	22,4	0,0748	0,0723
	Z-Expanded	25,9	0,0664	0,0648

Table 1: Untersuchte Leiterbündel

gewollte Koronaentladungen. Die Berechnung der Leiterbündel erfolgte mit Hilfe einer speziellen Regenanlage (6 m × 1 m), die oberhalb der Leiterbündel angeordnet war und eine kontinuierliche Beregnung der Leiterbündel unter Hochspannung mit verschiedenen Regenraten RR ermöglichte.

Zur Geräuschmessung kamen vier im Raum verteilte Schallpegelanalysatoren zum Einsatz. Dies dient nicht zuletzt der Mittelung der Messwerte, da tieffrequente Anteile des Emissionsspektrums starker räumlicher Variation (Interferenz) unterliegen. Um zusätzlich das Abstrahlungsverhalten entlang des Leiterseils (z. B. Überprüfung auf das Vorhandensein einzelner Punktquellen) untersuchen zu können, wurden alle Messungen mit einer akustischen Kamera begleitet.

Zur weiteren Nutzung der ermittelten Ergebnisse für z. B. Immissionsprognosen, wurden die gemessenen Schalldruckpegel L_{pA} auf die vom Leiterbündel pro Meter emittierte Schalleistung L'_{WA} rückgerechnet (längenbezogener Schallleistungspegel, $P_{ref} = 10^{-12} \text{ W}$ und $I_{ref} = 1 \text{ m}$) [7].

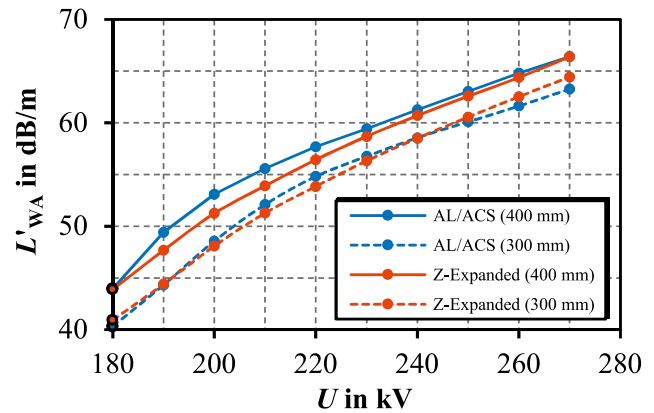
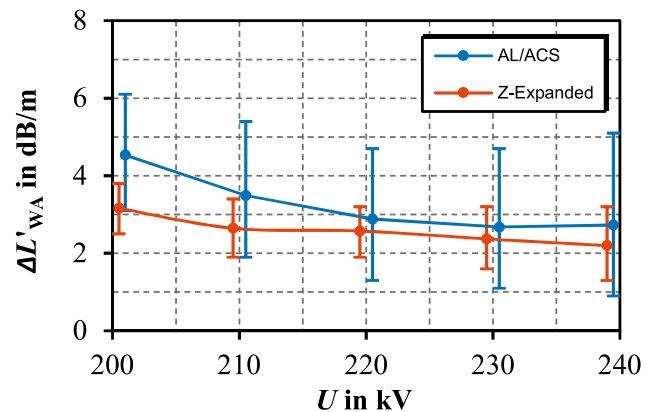
Tabelle 1 gibt Übersicht über die nachfolgend diskutierten Vierleiterbündel. Beim Seiltyp „AL/ACS“ handelt es sich um ein Standard-Verbundleiterseil mit Runddrähten (Aluminium- und Stalum-Drähte), wobei bei einem Teilleiterabstand von $a = 400 \text{ mm}$ sechs und bei $a = 300 \text{ mm}$ zwei unabhängige Messreihen durchgeführt wurden. Die Variante „Z-Expanded“ stellt ein spezielles HTLS-Leiterseil mit Z-Profilldrähten in der Außenlage und innenliegenden Füllelementen zur Vergrößerung des Durchmessers d dar (bei beiden Teilleiterabständen je fünf unabhängige Messreihen durchgeführt). Alle untersuchten Leiterseiltypen wiesen infolge entsprechender Oberflächenbehandlungen ausgeprägte hydrophile Eigenschaften auf.

Bild 7 und 8 illustrieren die durch eine Verkleinerung des Teilleiterabstands von $a = 400 \text{ mm}$ auf $a = 300 \text{ mm}$ erzielbare Geräuschreduktion $\Delta L'_{WA}$, wobei gilt (Gleichung 3):

$$\Delta L'_{WA} = L'_{WA-400 \text{ mm}} - L'_{WA-300 \text{ mm}} \quad (3)$$

Die Darstellung in Abhängigkeit der Prüfspannung U wurde im Sinne einer besseren Vergleichbarkeit gewählt. Aufgrund des im Vergleich zu einer realen Freileitung geringeren Bodenabstands, repräsentiert eine Prüfspannung von $U \approx 220 \text{ kV}$ den realen Betriebsfall. Aufgrund unzureichenden Fremdgeräuschabstands konnte bis $U > 180 \text{ kV}$ keine DIN-konforme Auswertung durchgeführt werden (Messpunkte in Bild 7 schwarz umrandet).

Wie in Bild 8 dargestellt, zeigten die Laboruntersuchungen, dass die beschriebene Verkleinerung des Teilleiterabstands in einer signifikanten Geräuschreduktion $\Delta L'_{WA}$ resultiert, welche im Bereich des Koronaesatzes am größten ist und mit zunehmender Prüfspannung U bzw. Randfeld-

Bild 7: Schalleistungspegel L'_{WA} zweier Vierleiterbündel bei Teilleiterabständen von $a = 400 \text{ mm}$ und $a = 300 \text{ mm}$ bei einer Regenrate von $RR = 4,8 \text{ mm/h}$ Bild 8: Resultierende Geräuschreduktionen $\Delta L'_{WA}$ bei einer Regenrate von $RR = 4,8 \text{ mm/h}$

stärke E abnimmt. Für $U = 220 \text{ kV}$ wurden Minderungen von $\Delta L'_{WA} = 2,6 - 2,9 \text{ dB}$ beobachtet. Um den Erwartungswert für das Minderungspotenzial besser abschätzen zu können, sind in Bild 8 zusätzlich Vertrauensbereiche als Fehlerbalken integriert (Abschnitt 5).

4 Feldversuch

Ziel des durchgeführten Feldversuchs war es, den möglichen Einfluss durch die Verkleinerung des Teilleiterabstands a von Bündelleitern auf die akustischen Eigenschaften von HVAC-Freileitungen messtechnisch zu überprüfen, wobei wiederum die Bündelverkleinerung von $a = 400 \text{ mm}$ auf $a = 300 \text{ mm}$ erprobt wurde [8].

Der gegenständliche Abspannabschnitt mit einer Gesamtlänge von ca. 1.170 m, in dem die messtechnische Untersuchung durchgeführt wurde, ist Teil einer 380-kV-Freileitung mit zweisystemigen Donau-Masten und besteht aus drei Spannungsfeldern (Bild 9).

Von August bis September 2019 wurde der Abspannabschnitt neu beseilt. Hierbei wurde ein fabrikneues, glasperlbestrahltes AL/ACS-Leiterseil mit $d = 22,4 \text{ mm}$ als Vierleiterbündel aufgelegt. Im östlichen Spannungsfeld wurden



Bild 9: Ansicht des umgebauten Abspannabschnitts [8]

Bündelleiter mit einem Teilleiterabstand von $a = 400$ mm montiert ($E = 13,90 - 16,85$ kV/cm). Im mittleren Spannungsfeld verjüngt sich die Bündelung, so dass das westlich gelegene Spannungsfeld, mit dem verkleinerten Teilleiterabstand von $a = 300$ mm beseitigt wurde ($E = 13,40 - 16,43$ kV/cm).

Die kontinuierliche Datenaufzeichnung über einen Zeitraum von ca. 3 Monaten sicherte eine große und repräsentative Bandbreite an Daten bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen, wobei in $t = 92$ h Niederschlagsereignisse erfasst wurden. In $t = 91$ h betrug die Regenrate dabei $RR < 4,8$ mm/h. Unter Berücksichtigung lokaler Randfeldstärkeeffekte konnten infolge der Bündelverkleinerung Pegeldifferenzen zwischen $\Delta L'_{WA} = 2,1$ dB ($RR = 1,2$ mm/h) bis $\Delta L'_{WA} = 3,4$ dB ($RR = 8,4$ mm/h) nachgewiesen werden. Zusammenfassend wurde das prognostische Minderungspotenzial konservativ auf $\Delta L'_{WA} = 2,0$ dB bestimmt, womit die Wirksamkeit und Signifikanz der Bündelverkleinerung als Maßnahme zur Koronageräuschreduktion auch für den realen Betriebsfall nachgewiesen wurde.

5 Reproduzierbarkeit

5.1 Allgemein

Abschließend sollen die ermittelten Ergebnisse noch hinsichtlich ihrer Aussagekraft und Reproduzierbarkeit beurteilt werden. Hierzu ist festzuhalten, dass die absolute Höhe der Schalleistungspegel von Leiterseilen von vielen Faktoren abhängt, welche sowohl in Freifelduntersuchungen als auch in Laborversuchen nicht dauerhaft konstant gehalten oder reproduziert werden können. Insbesondere die Häufigkeit des Auftreffens von einzelnen Regentropfen auf die Leiterseile und deren Benetzungsverhalten auf der Leiterseiloberfläche sind stochastische Vorgänge, wodurch sich auch bei definierter Niederschlagsintensität in Wiederholungsversuchen zwangsläufig eine gewisse Streubreite der messbaren Schallemissionen ergibt.

Um dennoch belastbare Aussagen hinsichtlich der absoluten Höhe von Schalleistungspegeln oder des Minderungspotenzials bestimmter Leiterseilkonstellationen treffen zu können, kann die Aussagequalität (Vertrauensbereich) des ermittelten Schalleistungspegels mithilfe der VDI 3723-1 abgeschätzt werden [9].

5.2 Laborversuche

Im Zuge der Laborversuche mit künstlicher Beregnung zeigte sich, dass bei konstant eingestellter Spannung und Niederschlagsintensität eine Streubreite von bis zu 3 dB im Summen-Schalleistungspegel zwischen einzelnen Messwert-Stichproben auftreten kann. Daher lassen sich erst durch die Erfassung mehrerer Messungen (Messwertkollektiv) genauere Aussagen bezüglich des Schallemissionsverhaltens treffen. Hierzu sollten idealerweise mehrere Spannungsfahrten gemessen und gemittelt, sowie die Beregnung neu justiert werden. Die Vertrauensbereichsgrenzen nach VDI 3723-1 liegen im Falle des AL/ACS-Leiterseils bei $a = 400$ mm (sechs unabhängige Messreihen zu je drei Spannungsfahrten), sowie des Z-Expanded-Leiterseils bei $a = 400$ mm und $a = 300$ mm (fünf unabhängige Messreihen, drei Spannungsfahrten), einer Regenrate von $RR = 4,8$ mm/h und im praxisrelevanten Prüfungsspannungsbereich von $U \approx 220$ kV beispielsweise bei maximal $+0,4$ dB / $-0,5$ dB, bezogen auf den energetischen Mittelwert des Messwertkollektivs. Für das AL/ACS-Leiterseil bei $a = 300$ mm (zwei unabhängige Messreihen, drei Spannungsfahrten) ergeben sich aufgrund des niedrigeren Untersuchungsumfanges Grenzen von $+1,1$ dB / $-1,4$ dB.

5.3 Dauermessungen an Freileitungen

Bei Dauermessungen an Freileitungen ist aufgrund inkonstanter Witterungsbedingungen bei einzelnen Messungen mit noch höheren Aussageunsicherheiten zu rechnen. Da das Emissionsverhalten von Leiterseilen nur mit einer gewissen Trägheit der momentanen Regenintensität folgt, können bei schwankenden Niederschlagsintensitäten höhere Unschärfen bei der Verknüpfung zwischen Momentan-Pegeln und Momentan-Niederschlagsintensitäten entstehen. Zudem können Einflüsse durch tagesabhängige Schwankungen der Betriebsspannung auftreten. Daher ist es bei Dauermessungen notwendig, einen deutlich höheren Stichprobenumfang zu erfassen. Auf Basis von fünf Datensätzen aus Dauermessungen konnte festgestellt werden, dass bei Stichprobenumfängen von ca. 30 – 40 Einzelereignissen Vertrauensbereichsgrenzen von ca. $\pm 0,5$ dB erzielt werden können. In den vorliegend dargestellten Freifeldversuchen konnten für das Messwertkollektiv bei $a = 400$ mm Vertrauensbereichsgrenzen von $\pm 0,3$ dB und bei $a = 300$ mm von $\pm 0,2$ dB, erreicht werden.

6 Fazit

Der vorliegende Beitrag soll illustrieren, dass die Verkleinerung des Teilleiterabstands ein wirkungsvoller Ansatz zur Reduktion der von Leiterbündeln emittierten Koronageräuschen darstellt. Numerische Feldberechnungen zeigten diesbezüglich, dass die üblichen Teilleiterabstände von ca. 400 mm hinsichtlich der Entstehung von Koronageräuschen nicht optimal sind und die Leiterrandfeldstärken erst im Bereich von ca. 200 mm minimal werden, wobei ein solcher Abstand jedoch nur wenig praxistauglich ist. Die durchgeführten Laborversuche konnten jedoch zeigen, dass auch bei einem Teilleiterabstand von 300 mm, welcher zwar ebenfalls mechanische Herausforderungen birgt aber durchaus praktisch realisierbar ist, signifi-

kante Geräuschreduktionen erzielbar sind. Diese Erkenntnis wurde in Feldversuchen an einer umgebauten Freileitung bestätigt. Insgesamt zeigten die durchgeführten Untersuchungen, dass die Reduktion des Teilleiterabstands einen validen Ansatz zur Reduktion von Koronageräuschen an Hochspannungsfreileitungen darstellt und die erzielbare Geräuschminderung hinsichtlich des Immissionsschutzes signifikant ist. Aus mechanischer Sicht führt die beschriebene Variation des Teilleiterabstands zu nicht unerheblichen Herausforderungen, welche insbesondere das generelle Schwingungsverhalten betreffen. Angesichts der daraus resultierenden Risiken und Mehraufwände scheidet eine Reduktion des Teilleiterabstands zwar als flächendeckende Maßnahme zur Minimierung von Koronageräuschen aus und entspricht nicht dem aktuellen Stand der Technik. Sie kann aber örtlich beschränkt in geräuschsensitiven Bereichen zur Anwendung kommen.

7 Literatur

- [1] Sames, Goossens: „Messtechnische Felduntersuchungen zu Koronageräuschen“, Lärmschutz in Hessen, Heft Nr. 5, 2015.
- [2] Pischler: „Zum Geräuschemissionsverhalten von Bündelleitern bei Wechselspannungsbeanspruchung in Drehstrom- und AC/DC-Hybridfreileitungen“, Dissertation, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2020.
- [3] Cortina, De Michelis, Rosa, Yamaguti: “Results of Measurements of Corona Effects (Loss, Radio Interference, Audible Noise) on Large Conductor Bundles and Large-Diameter Tubes“, Cigre Session Paris, Report 36–06, Paris, Frankreich, 1980.
- [4] Mangoldt: „Bündelleitungen: SGO Nr. 4520/1.1043“, Siemens Schuckertwerke, S. 1–40, Berlin, Deutschland, 1942.
- [5] Electric Power Research Institute: “EPRI Transmission Line Reference Book 345 kV and Above“, 2. Auflage, Palo Alto, Vereinigte Staaten, 1982.
- [6] Li: “Acoustic Noise Emitted from Overhead Line Conductors“, Dissertation, University of Manchester, Manchester, Vereinigtes Königreich, 2013.
- [7] Schröder, Möllenbeck, Gravelmann, Steevens, Sames, Lingenau, Pischler, Schichler: „Laboruntersuchungen zur Bewertung der Geräuschminderung durch verschiedene Leiterseiltechnologien für Höchstspannungsfreileitungen“, DAGA 2019, Rostock Deutschland, 2019.
- [8] Thieme: „Einfluss der Bündelverkleinerung auf die akustischen Eigenschaften von HVAC-Freileitungen“, Masterarbeit, University of Applied Sciences Wiesbaden, Wiesbaden, Deutschland, 2020.
- [9] VDI 3723 Blatt 1: „Anwendung statistischer Methoden bei der Kennzeichnung schwankender Geräuschimmissionen“, 1993.

*Oliver Pischler
Technische Universität Graz,
Institut für Hochspannungstechnik
und Systemmanagement*

Weitere Autoren:

- Uwe Schichler, Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
- Benjamin Schröder, Ampriion GmbH
- Saskia Möllenbeck, Ampriion GmbH
- Jeremy Unterfinger, Ampriion GmbH
- Stefan Steevens, Ampriion GmbH
- Pascal Sames, Technische Überwachung Hessen GmbH
- Mario Thieme, Technische Überwachung Hessen GmbH

T7 Entwicklung eines Hochleistungs-Gleichstromprüffeldes (DC.lab)

Die Entwicklung und Nutzung von DC-Anwendungen und DC-Netzen steigt zunehmend [1]. Beispiele finden sich bei elektrischen Bordnetzen wie in Flugzeugen, Schiffen oder Automobilen. Gründe hierfür sind eine höhere Effizienz, geringeres Bauvolumen und geringeres Gewicht im Vergleich zu konventionellen AC-Systemen [2].

In Zukunft ist mit einer Zunahme jener Systeme und einer Steigerung der Leistung zu rechnen. Erste Forschungsprojekte untersuchen daher bereits DC-Flugzeugbordnetze und Industrienetze [3]. Diese Forschungsprojekte liefern Anforderungen an Schaltgeräte zum Schutz ebendieser Systeme. Zum applikations- und normgerechten Testen werden Leistungsprüffelder benötigt. Diese erlauben die Untersuchung der Ausschaltfähigkeit für die gegebenen Anforderungen [4].

Bei batterieelektrischen Systemen ist mit Kurzschlussströmen von mehreren 10 kA zu rechnen. Auch diese Ströme muss ein entsprechendes Leistungsprüffeld erzeugen können, um die Komponenten zu testen.

Aus Konzeptstudien der Luftfahrt geht hervor, dass eine Transformation der Technologien vom Nieder- in den Mittelspannungsbereich (5 kV) bevorsteht. Entsprechend müssen Mittelspannungen vom Prüffeld bereitgestellt werden können, um auch zukünftige Komponenten prüfen zu können [3].

In diesem Beitrag wird das neue DC-Hochleistungsgleichstromprüffeld der TU Braunschweig vorgestellt, kurz: DC.lab. Notwendige Teilsysteme werden vorgestellt und anhand von Leistungsdaten erklärt. Anschließend erfolgen erste validierende Messungen anhand eines 3-kV-Hybridschaltgerätes.

Prüffeld DC.lab

Das Prüffeld besteht aus drei Anlagenteilen:

1. Prüfraum
2. Transformatorraum
3. Netzanschlussraum

Jeder Anlagenteil mit seinen jeweiligen Komponenten hat unterschiedliche Aufgaben (s. Bild 1).

Die Hauptkomponenten des Prüffeldes sind die Bestandteile des Prüfraums des DC.lab: Der Gleichrichter, die Drauf- und Sicherheitsschaltgeräte, variable Prüfkreisimpedanzen R_K und L_K und die Messtechnik. Der Prüfraum ist einem Ersatzschaltbild in Bild 2 dargestellt.



Bild 1: Anlagenteile des DC.lab und ihre jeweiligen Komponenten

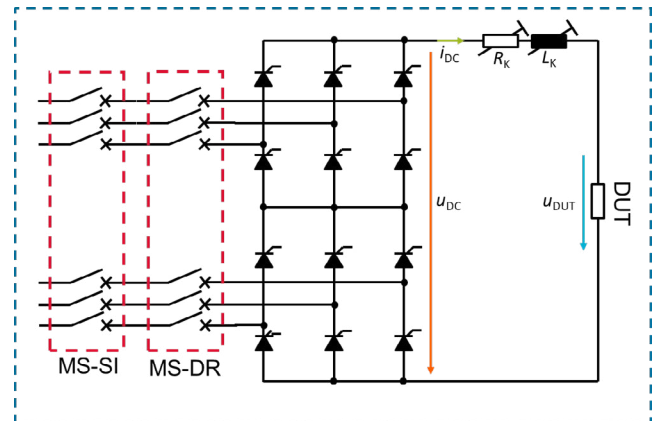


Bild 2: Ersatzschaltbild der elektrischen Komponenten des Prüfraums

Die Thyristoren (Firma: ABB, Typ: 5STP 42U6500) des Gleichrichters sind zu einer B12 (B6-2S) Brücke verschaltet. Die Dauerstromtragfähigkeit der Thyristoren beträgt 4.250 A und die Sperrspannung ist 6.500 V. Dieser Gleichrichtertyp wurde gewählt, um einen kleinen Rippel ($\approx 1\%$) des Spannungssignals sicherzustellen. Der Gleichrichter mit den verbauten Komponenten ermöglicht Prüfspannungen im Mittelspannungsbereich, maximal 12 kV.

Der Gleichrichter ist über zwei serielle Schalter (Firma: ABB, Typ: VD4, Art: Vakuumleistungsschalter), pro B6-Brücke an die Transformatoren angebunden. Die Schalter unterscheiden sich in Sicherheits- und Draufschalter. Die Aufteilung der Schaltaufgabe ist notwendig, um den optimalen Schutz für die Prüfanlage zu garantieren. Die Ansteuerung erfolgt synchron mittels einer zeitdiskreten Ablaufsteuerung. Eine Einschränkung der Sicherheit durch Schaltzeitverzögerungen kann somit ausgeschlossen werden. Die Serienschaltung realisiert zu dem auch einen Backup-Schutz.

Verschiedene prospektive Kurzschlussströme und Zeitkonstanten $\tau = L/R$ werden mittels der variablen Induktivitäten und Widerstände eingestellt. Die Komponenten sind Luftspulen und Leistungswiderstände.

Die Erfassung der Strom- und Spannungssignale erfolgt mit verschiedenen niederimpedanten coaxialen Leistungsshunts. Die Spannungsmessung am Gleichrichter wird über einen Spannungsteiler gemessen (Hersteller: PTB). Die Messsignale werden mittels isolierter Messsatelliten erfasst und via Lichtwellenleiter an den Transientenrekorder (Firma: HBM, Typ: GEN3t) übertragen. Die maximale Abtastrate des Messsystems beträgt 100 MS/s mit einer Amplitudenauflösung von 14 Bit.

Das Design des Prüfraumes berücksichtigt die Anforderungen an elektrische Randbedingungen, Sicherheit und zeitlich optimierten Prüfabläufen (s. Bild 3).



Bild 3: Prüfraum DC.lab



Bild 5: Prüftransformatoren des DC.lab

Die Komponenten des zweiten Teils des Prüffeldes, des Transformatorraumes, sind: Prüftransformatoren, I_S -Begrenzer und die Schaltanlage zur Netzanbindung. Der Transformatorraum ist in einem Ersatzschaltbild in *Bild 4* zusammengefasst.

Die Leistung pro Prüftransformator (Firma: J. Schneider, Typ: HSGX 3.150F) beträgt 9,5 MVA. Die maximale Primärspannung beträgt jeweils $20 \text{ kV} \pm 2,5 \%$. Die Sekundärseite verfügt über 10 Anzapfungen aufgeteilt auf zwei Wicklungen und ermöglicht einen Stellbereich von 111 V bis 4.444 V . Diese können variabel über eine Klemmvorrichtung verschaltet werden (vgl. *Bild 5*). Die maximalen Ströme pro Transformator betragen $24,5 \text{ kA}$. Die Schaltgruppen der Transformatoren sind Diii(y) und Yiii(y), der notwendige Phasenversatz von 30° zum Betrieb der B12-Gleichrichterschaltung ist sichergestellt. Die genannten Leistungsparameter können ausschließlich im Kurzzeitbetrieb von einer Sekunde zur Verfügung gestellt werden.

Der Schutz der Prüfanlage, aber vor allem der Halbleiter, ist mit einem I_S -Begrenzer (Firma: ABB, Ausführung: ZS-F Festeinbau) sichergestellt. Der I_S -Begrenzer zeichnet sich durch sein unverzügliches (im μs -Bereich) Reaktionsverhalten bei Überschreitung der zuverlässigen Grenzwerte aus. Der Schutzbereich erstreckt sich von Schaltanlage bis Prüfling

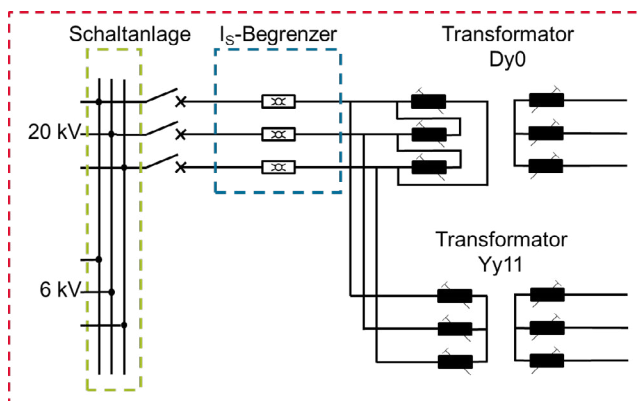


Bild 4: Ersatzschaltbild der elektrischen Komponenten des Transformatorraums

und schließt neben dem Gleichrichter auch die Transformatoren ein. Des Weiteren, sind die Halbleiter durch eine steuerungsunabhängigen Überlastschutz geschützt. Die Ergebnisse der Auslegung und Inbetriebnahme werden in 2023 detailliert publiziert.

Die Inbetriebnahme des DC.lab erfolgt in zwei Stufen. Im ersten Schritt wird die Anlage am 6-kV-Universitätsnetz betrieben. Die variable Anbindung sowohl an das 6-kV- und 20-kV-Netz erfolgt über die Schaltanlage. Die 6-kV-Anbindung wird bei geringeren Prüfleistungen verwendet und ist jederzeit verfügbar. Die 20-kV-Anbindung ist mit einem höheren administrativen Aufwand verbunden.

Inbetriebnahmemessungen und erste Untersuchungen

Die Durchführung der Inbetriebnahme erfolgt in drei Stufen. Zuerst wurden die Prüftransformatoren mit Hilfe eines $400 \text{ V} / 10\text{-kV}$ -Transformators versorgt. Ziel war es, die Funktionen des Prüffeldes bei einem niedrigen Leistungsniveau zu überprüfen. Anschließend erfolgten erste Prüfungen an dem 6-kV-Netz der Universität. Der Anschluss an das 20-kV-Netz ist zwischenzeitlich ebenfalls erfolgt. Das Labor kann jedoch erst mit Gültigkeit des Netzanschlussvertrages zum 01.01.23 aus dieser Netzebene gespeist werden.

Im Folgenden soll eine erfolgte Untersuchung kurz erläutert werden.

Der in *Bild 6* dargestellte Hybridschalter ist eine Kombination aus einer mechanischen Schaltstrecke mit parallelem Leistungshalbleiter. Die mechanische Schaltstrecke ermöglichte niedrige Durchlassverluste, während der Ausschaltvorgang durch den Leistungshalbleiter erreicht wird. In dem Beispiel in *Bild 7* ist ein prospektiver Strom von 200 A bei einer Betriebsspannung von $2,6 \text{ kV}$ eingestellt worden. Kurz nachdem der Strom auf den Sollwert eingeschwungen ist öffnet die mechanische Schaltstrecke. Der Strom kommutiert innerhalb weniger μs auf den Leistungshalbleiter. Dieser führt ihn für wenige ms, damit die Schaltstrecke eine ausreichende dielektrische Festigkeit erreichen kann. Mit dem Ausschalten des

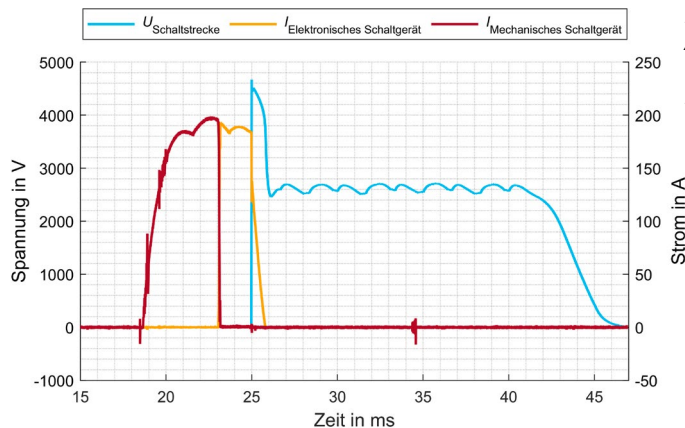
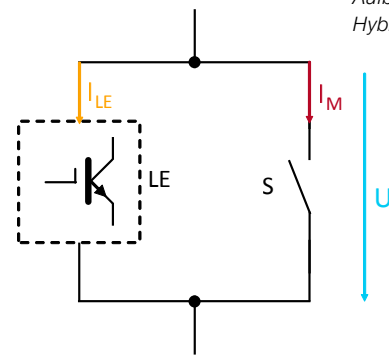


Bild 6:
Ausschalt-
vorgang eines
Hybridschalters

Bild 7:
Aufbau eines
Hybridschalters



Leistungshalbleiters kommutiert der Strom auf den Überspannungsableiter. Dieser nimmt die induktiv gespeicherte Energie des Kreises auf und zwingt den Strom zu Null.

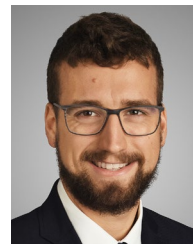
Deutlich zu erkennen ist die geringe Restwelligkeit, welche durch den Gleichrichter realisiert werden kann.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch den Anschluss des Prüffeldes an das 6-kV-Netz konnte die Funktionsweise überprüft werden. Im Rahmen von Schaltgeräteuntersuchungen an mechanischen Schaltgeräten und Hybridschaltgeräten konnten bereits Prüfspannungen bis zu 3 kV und Prüfströme bis zu 5 kA getestet werden. Mit dem bevorstehenden Anschluss an das 20-kV-Netz und der Fertigstellung der erweiterten Geräteschutztechnik wird es mit dem DC.lab möglich sein, Spannungen bis 12 kV und Ströme bis 30 kA bei Leistungen bis 15 MW für bis zu zwei Sekunden bereitzustellen. Diese Leistungsdaten sind für ein DC-Leistungsprüffeld einzigartig. Die Forschung und Entwicklung der Technischen Universität Braunschweig im Bereich der DC-Schaltgeräte kann dadurch weiter vorangetrieben werden.

Quellen

- [1] H. Stammberger and H. Borchering, DC-INDUSTRIE 2 Projekt Präsentation. [Online]. Available: https://dc-industrie.zvei.org/fileadmin/DC-Industrie/Praesentationen/DC-INDUSTRIE2_Projektvorstellung_de_2211.pdf (accessed: Feb. 22 2022).
- [2] J. S. Cloyd, "Status of the United States Air Force's More Electric Aircraft initiative," IEEE Aerosp. Electron. Syst. Mag., vol. 13, no. 4, pp. 17–22, 1998, doi: 10.1109/62.666832.
- [3] H. Schefer, L. Fauth, T. H. Kopp, R. Mallwitz, J. Friebe, and M. Kurrat, "Discussion on Electric Power Supply Systems for All Electric Aircraft," IEEE Access, vol. 8, pp. 84188–84216, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2991804.
- [4] H.-C. Köpf, "Schalten von Gleichströmen in automobilen HV-Bordnetzen bis 500 V, unter Berücksichtigung der Lichtbogenwanderung im Doppelkontaktsystem," Dissertation, Technische Universität Braunschweig; Verlag Dr. Hut, 2019.



Frederik Anspach



Patrick Vieth



Dirk Bösche



Lars Claaßen

Weitere Autoren:

- Tobias Kopp
- Ernst-Dieter Wilkening
- Sören Meyer
- Michael Kurrat

Aktuelles aus den Fachbereichen

ETG Fachbereich A1

E1 Elektrische Maschinen und Antriebe, Mechatronik

Im März traf sich der Fachbereich A1 („Elektrische Maschinen, Antriebe, Mechatronik“) bei der Firma KEBA Industrial Automation Germany GmbH in Lahnau bei Gießen zu einem persönlichen Arbeitsgruppentreffen. Die Sitzung war mit 15 Teilnehmern gut besucht. Wir hatten die Gelegenheit, uns fachlich auszutauschen und über zwei interessante Fachvorträge zu diskutieren.

Herr Dr. Kasten berichtete über Trends bei magnetgelagerten High-Speed Antrieben. Anwendungsfelder sind Abwasserbehandlung, die Erzeugung von Hochvakuum, Lasertechnik sowie allgemein die alternative Energieerzeugung, beispielsweise aus Abwärme oder der Entspannung von Erdgas.

In einem weiteren Vortrag beleuchtete Herr Dr. Blank die Entwicklungen im Bereich DC-Industrienetze. Vorteile sind der verminderte Aufwand in der Versorgung von Elektronik aufgrund Reduzierung der Wandlerstufen sowie direkter Energieaustausch zwischen den Servoachsen ohne zusätzliche Kompo-

nenten. Das Spannungsband liegt typisch zwischen 600 V bis 750 V, kann aber zwischen 400 bis 800 V fluktuieren. Durch die Spannungslage wird der Energiezustand des Systems an alle Komponenten kommuniziert. Neue Herausforderungen ergeben sich aus dem Kurzschluss- und Überlastschutz für die DC-Anschlusspunkte. Es werden schnelle Abschaltzeiten im Bereich 100 µs gefordert, weil das Netz hohe Kapazitäten aufweist, die sich beim Kurzschluss rasch entladen würden. Danach wäre kein Weiterbetrieb mehr möglich. Die schnelle Abschaltung wird mit IGBT-Schaltern realisiert. In Sindelfingen wird bei Mercedes-Benz eine Musterfabrik (Factory 56) mit einem DC-Netz für die Hallenbelüftung realisiert. Insgesamt sind 2 MW DC-Leistung vorgesehen.

Die Teilnehmerzahl im FB A1 ist stabil bei gut 30 Kolleginnen und Kollegen.

Im November hat der FB A1 zum wiederholten Male die Konferenz „Antriebssysteme“ ausgerichtet. Die Konferenz wurde über den VDE Konferenz-

service organisiert und fand aufgrund der Corona-Situation leider nur online statt. Dennoch haben sich rund 100 Teilnehmer registriert.

Die Tagung befasste sich primär mit mechatronischen Themen aus dem Bereich der Antriebssysteme. Der Programmausschuss war demzufolge interdisziplinär besetzt mit Mitgliedern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz (DACH). Die Veranstaltung wurde von einem dreiköpfigen Team geleitet (Prof. Binder, Prof. Doppelbauer, Prof. Neudorfer).

Die Beiträge waren eine Mischung von eher praktisch orientierten Beiträgen aus der Industrie und aus wissenschaftlichen Beiträgen aus dem universitären Umfeld (auf Wunsch mit Peer-Review und Veröffentlichung im IEEE Explorer). Für die Konferenz konnten außerdem eine Reihe hochkarätiger Keynotes aus der Industrie eingeworben werden.



Prof. Dr.-Ing.
Martin Doppelbauer
Karlsruher Institut für
Technologie (KIT),
Vorsitzender ETG FB A1

ETG Fachbereich A2

E2 Bahnen mit elektrischen Antrieben

1 Außendarstellung

Mittlerweile sind alle fünf Teile der Übersichtsdarstellung zur Elektromobilität „Wabenstruktur“ im ETG journal erschienen und auf der Webseite abrufbar sind.

Herr Söffker vertrat den Fachbereich (zusammen mit Fachkollegen u. a. von Siemens und der TU Dresden) in einer

VDI VDE Arbeitsgruppe zur Erarbeitung eines [Impulspapiers](https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/wasserstoff-fuer-den-schienenverkehr)¹ mit dem Titel „Wasserstoff – Option für den klimafreundlichen Schienenverkehr“ (s. auch S. 52). Ziel ist ausdrücklich keine vergleichende Bewertung mit anderen

¹ <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/wasserstoff-fuer-den-schienenverkehr>

„Alternativen Antrieben“, sondern die Beantwortung der Fragen, welche Rolle Wasserstoffantriebe spielen können und warum, sowie welche Voraussetzungen dafür noch geschaffen werden müssen. Die Veröffentlichung erfolgte im Rahmen der Fachmesse InnoTrans in Berlin im September (mit VDI Pressekonferenz).

2 Organisation von Fachtagungen

2.1 Sicherheit und Zulassung elektrischer Bahnausrüstungen (Dresden, 12. – 13. 05. 22)

Die Tagung wurde wegen der Pandemie in den Mai 2022 verschoben, um sie wie gewohnt als Präsenzveranstaltung im Kongresszentrum stattfinden zu lassen.

Trotz der Häufung mit anderen Konferenzen waren über 100 Teilnehmer anwesend und im regen Austausch miteinander. Im Folgenden einige Thesen aus der Podiumsdiskussion mit dem Titel „Automatisches Fahren – vom People Mover zur Vollbahn“:

- ATO für Straßenbahnen kann nur mit Komponenten aus dem automatisierten Sektor erfolgreich eingeführt werden, weil Eigenentwicklungen zu langwierig und teuer wären.
- Wirklich fahrerlose Autos für höhere Geschwindigkeiten sind auch mittelfristig kaum vorstellbar, wegen rechtlicher Risiken einerseits und der gar nicht einheitlichen Infrastruktur andererseits.
- Last but not least: Soweit das technisch und wirtschaftlich Sinn macht, sind Bahnen schon weitgehend automatisiert!

2.2 Schienenfahrzeugtagung 2022 (Leipzig, 13. + 14. 09. 22)

Der Fachbereich hat in diesem Jahr zum ersten Mal den Schienenfahrzeugausschuss des VDV bei der Ausrichtung dieser Veranstaltung unterstützt. Das Feedback war sehr positiv, so dass die Kooperation fortgesetzt werden soll (nächste Veranstaltung im März 2024).

Zudem haben wir bei dieser Tagung einen kleinen „ETG Stand“, um mit Druckschriften und dem Roll-Up zu unserer Energiesparstudie auf die Arbeit des Fachbereichs aufmerksam zu machen (s. auch S. 54 ff).

3 Arbeitsprogramm und Ausblick 2022/23

3.1 Elektrische Fahrzeugantriebe und -ausrüstungen (Dresden, 1. + 2. 12. 22)

Festlegung der Schwerpunktthemen:

- Betriebserfahrung mit alternativen Antrieben
- Komplexe Gesamtsysteme in Wechselwirkung mit den Antriebssystemen
- Digitale Schiene und elektrische Fahrzeugkomponenten
- Intelligente Instandhaltung zur Senkung der Lebenszykluskosten
- Aktuelle Entwicklungen bei Komponenten und Subsystemen

Titel der Podiumsdiskussion:

„Kapazitätserweiterung im Bestandsnetz – Wunschtraum oder Wirklichkeit?“

Seit Jahren benennt die Politik sehr ambitionierte Ziele für eine Steigerung des Personen- und Güterverkehrs auf der Schiene. Hierfür sind Neubaustrecken unumgänglich, aber nur langfristig realisierbar. Mittelfristig kann die Digitalisierung (ein Stichwort: ETCS-Rollout) auch im Bestandsnetz für mehr Kapazität sorgen. Doch dies wird nicht ausreichen:

- Welchen Beitrag können also die elektrischen Fahrzeugausrüstungen liefern?
- Welchen Nutzen bringt eine Erhöhung ihrer Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit?
- In welchem Maße muss die Leistungsfähigkeit von Antrieb und Energieversorgung gesteigert werden?

3.2 Mobilitätskongress / Forum Bahntechnik (Nürnberg, 21. + 22. 03. 23)

Das c-na (Cluster Bahntechnik) möchte die in 2019 begonnene Kooperation mit dem Fachbereich gerne fortsetzen. Jedoch soll obige Veranstaltung fortan im jährlichen Rhythmus stattfinden, so dass wir im Rahmen unserer nächsten Sitzung festlegen müssen, inwieweit wir dies bedienen können, ohne an Vortragsqualität einzubüßen oder zu viele Doppelungen im Angebot zu haben.

3.3 Sicherheit und Zulassung elektrischer Bahnausrüstungen (Dresden, Dezember 23)

Erste Ideen zur Themenfindung werden in der Auftaktsitzung des Programmausschusses am 30.11. in Bautzen diskutiert, damit ein Call for Papers herausgegeben werden kann.

3.4 Positionspapier „Mut zur Fahrleitung“

Rund 10 Jahre nach der Erstellung unserer „Energiesparstudie“ (die das selbstgesteckte Ziel langfristiger Gültigkeit und Aktualität erreicht hat!), soll unter dem Arbeitstitel „Mut zur Fahrleitung“ ein neues Positionspapier erarbeitet werden.

Anlass ist die Befürchtung – gestützt durch wiederkehrende Aussagen von Politikern, aber auch Technikern –, dass die Verfügbarkeit „Alternativer Antriebskonzepte“ sowohl im Stadt- als auch Regionalbahnbereich zu einer Abkehr von vielerorts sinnvollen Elektrifizierungsvorhaben führt, weil man die damit verbundenen langwierigen Planungszeiten und hohen Investitionskosten scheut.

Wir wollen also strukturiert analysieren, welche Problemfelder und Lösungsansätze es eigentlich gibt, untermauert durch gute und schlechte Beispiele. „Alternativen“ sind dort angebracht, wo sie Sinn ergeben, aber nicht pauschal! (manch Leser mag hier eine Parallele zur Politik erkennen).



Dr.-Ing.
Carsten Söffker
Alstom Transport
Deutschland GmbH,
Vorsitzender ETG FB A2

ETG Fachbereich V1

E3 Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie

Die Arbeiten zu dem Themenkomplex „Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie“ wurden unter dem Vorsitz von Herrn Dr. Martin Kleimaier und dessen Stellvertreter, Herrn Prof. Dr. Hendrik Lens (Universität Stuttgart) fortgeführt.

Abweichend von der bei ETG Fachbereichen üblichen Sitzungsfrequenz von zwei Sitzungen pro Jahr wurde auch in diesem Jahr wieder an kürzeren Zeitabständen zwischen den Sitzungen festgehalten. Im Berichtsjahr wurden insgesamt sechs halbtägige Online-Meetings durchgeführt. Obwohl das Online-Format die höhere Sitzungsfrequenz erleichtert, sollten aus Sicht des Fachbereichs zukünftig ergänzend auch wieder Präsenz-Meetings abgehalten werden. Einige neue Mitglieder konnten hinzugewonnen werden, die die Arbeit mit wertvollen Impulsen bereichert haben. Weitere engagierte Mitglieder sind im Fachbereich V1 gerne willkommen. Bei Interesse melden Sie sich bitte bei der ETG Geschäftsstelle.

Bereits zum Jahresbeginn hatte sich der Fachbereich V1 zum Ziel gesetzt, schwerpunktmäßig das Thema „Versorgungssicherheit“ anzugehen. Mit Beginn des Krieges in der Ukraine hat dieses Thema eine besondere Bedeutung erlangt und stellt unsere Gesellschaft vor neue, bislang nicht erwartete Herausforderungen.

Mit dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung – und weiter detailliert in dem sogenannten „Osterpaket“ bzw. „Sommerpaket“ wurden die EE-Ausbauziele bis 2030 festgelegt. Bis dahin sollen 80 % der Stromerzeugung (entspr. 600 TWh) durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Die in unserem Positionspapier von November 2021 festgehaltenen [Kernaussagen und Handlungsempfehlungen](#) – in dem insbesondere ein stärkerer und schnellerer EE-Ausbau gefordert wurde – werden damit bestätigt. Dies gilt auch für das Thema Gasspeicher als Langzeitspeicher zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Da es für die Vorhaltung von Langzeitspeichern als

strategische Reserve bislang keine geeigneten Geschäftsmodelle gibt, hatten wir in dem Positionspapier bereits empfohlen: „Für die Vorhaltung von Langzeitspeichern als „strategische Reserve“ – sowohl für die gesicherte Stromversorgung als auch für die Versorgung der anderen Sektoren – müssen geeignete Finanzierungsmodelle gefunden werden.“ Getrieben durch den Lieferstopp von Erdgas aus Russland – bei gleichzeitig fast leeren Gasspeichern – hat die Bundesregierung mit dem sogenannten „Gasspeichergesetz“ die Vorhaltung einer strategischen Gasreserve nun zu einer politischen Notwendigkeit erklärt, um den Energiebedarf auch bei Lieferausfällen über einen längeren Zeitraum decken zu können.

In Ergänzung zu unserem Positionspapier wurde im Berichtsjahr insbesondere an den angekündigten Factsheets bzw. Hintergrund-Informationen gearbeitet, welche die im Positionspapier getroffenen Aussagen mit Fakten und zusätzlichen Informationen untermauern sollen. Zu folgenden Themen liegen inzwischen Hintergrundinformationen vor, die auf der Webseite des ETG Fachbereichs V1 zur Verfügung gestellt werden:

- Betrieb des Gesamtsystems und Systemstabilität
- Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und Entwicklung der Residuallast
- Energiespeicher

Die Factsheets zu den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien (PV, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Brennstoffzellen sowie Gasturbinen und Gasmotoren) sind noch in Arbeit und werden nach Fertigstellung ebenfalls auf der Webseite eingestellt.

Nachdem die V1-Fachtagung im November 2021 coronabedingt wieder nur als Online-Veranstaltung durchgeführt werden konnte, wurde für 2022 eine Neuauflage als Präsenzveranstaltung geplant, die am 21.–22. November 2022 im Kongress-Palais in Kassel stattgefunden hat. Das [Programm](#) liegt auf der Webseite der Veranstaltung zum

Download. Einen Bericht über die Fachtagung finden Sie auf Seite 67. Auch in Zukunft soll es weitere Fachtagungen geben. Datum, Ort und inhaltliche Ausrichtung müssen noch abgestimmt werden.

Da im Sommer in den Medien darüber berichtet wurde, dass seit Beginn des Ukraine-Krieges in deutschen Haushalten vermehrt Elektro-Heizgeräte angeschafft werden, vermutlich insbesondere mit dem Ziel bei Gasknappheit auf einen anderen Energieträger ausweichen zu können, haben wir es für erforderlich gehalten, dieses Thema aufzugreifen und mit einer Pressemitteilung auf mögliche Probleme hinzuweisen und von einem vermehrten Gebrauch dieser Geräte abzuraten. Eine hohe Gleichzeitigkeit des Betriebs einer Vielzahl solcher Geräte könnte zu Problemen führen. Die [Pressemitteilung](#) wurde zusammen mit dem DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.) erstellt und am 27.07.2022 nach Genehmigung durch den ETG Vorstand veröffentlicht. Diese Pressemitteilung hat in den Medien eine große Beachtung gefunden und führte zu einer Reihe von Interviewanfragen.

Die Abstimmung mit anderen Fachbereichen und Task-Forces wird durch die gleichzeitige Mitarbeit einzelner Mitglieder gewährleistet, z.B. beim Fachbereich V2, beim Fachausschuss V2.1 "Netzregelung und Systemführung" sowie bei den Task-Forces „Zukunftsbild Energie“ und „Flexibilisierung des Energiesystems“ (EnerFlex). Insbesondere an Letzterer arbeiten bereits mehrere V1-Mitglieder aktiv mit. Auch mit dem ETG/ITG Fachausschuss V2.4 „Zelluläre Energiesysteme“ erfolgt ein regelmäßiger Informationsaustausch.

Aktive Fachausschüsse im Fachbereich V1:

FA V1.1: „Wasserstoff und Brennstoffzellen“ (zusammen mit VDI-GEU)
 Leiter: Martin Pokojski
 Stellvertreter: Martin Kleimaier

Nachdem in 2019 VDI/VDE Studie „Die Bedeutung von Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeugen für die Elektromobilität“ (Schwerpunkt PKW) präsentiert werden konnte, sind im Berichtsjahr nun als Ergänzung die VDI/VDE Studien „[Klimafreundliche Nutzfahrzeuge](#)“ (Januar 2022) und „[Wasserstoff für den Schienenverkehr](#)“ (September 2022) fertiggestellt und veröffentlicht worden. Bei der letztgenannten Studie war auch der ETG Fachbereich A2 „Bahnen mit elektrischen Antrieben“ mit eingebunden.



*Dr.-Ing.
Martin Kleimaier
kom. Vorsitzender
ETG FB V1*



*Univ.-Prof. Dr.-Ing.
Hendrik Lens
Universität Stuttgart,
stv. Vorsitzender
ETG FB V1*

ETG Fachbereich V2

E4 Energieübertragung und -verteilung

Inhaltliche Arbeit

Die laufende Arbeit des Fachbereichs konzentrierte sich wie in den Vorjahren einerseits auf die Frühjahrs- und Herbstsitzung, die dieses Jahr am 17. März und 21. September und wie 2021 online stattfanden, und andererseits auf die laufende Arbeit in Fachausschüssen und Task Forces. Das online-Format mag dabei den Diskussionen etwas Abbruch getan haben, hatte aber einen erheblichen Vorteil in der Referentengewinnung.

In diesem Sinne konnten wir der Frühjahrs- wie der Herbstsitzung ein jeweils aktuelles Schwerpunktthema geben. Während das Schwerpunktthema der Frühjahrssitzung „Wärmewende“ (Vorträge „Technischer Überblick über die Wärmepumpentechnologie“ von Jan Schwarz, Avacon Netz GmbH sowie „Stromerzeugung für Gebäudewärme in kalten Dunkelflauten“ von Dr. Christoph Kost, Fraunhofer ISE, Freiburg) lautete, lag der Fokus der Herbstsitzung auf dem Thema „Osterpaket“ (Vorträge zur BMWK-Studie „Planung von Verteilungsnetzen der Zukunft“ von Dr. Alexander Ladermann, Consentec sowie zu ersten „Einschätzungen zu den Auswirkungen des neuen Szenario-rahmens auf die Ausbauplanungen eines ÜNB“ von Mario Meinecke, Tennet TSO).

Daneben fand eine intensive Weiterbearbeitung vieler Themen in unseren sehr aktiven Fachausschüssen und Task Forces statt, über die regelmäßig in den Sitzungen berichtet wird und in die sich viele Kolleg:innen einbringen. Gleiches gilt für die Mitwirkung im Koordinierungskreis Strom/Gas, in dem wir durch den Fachbereichsleiter vertreten sind.

Herr Dr. Benz und Herr Dr. Loitz konnten in der Herbstsitzung erfreulicherweise berichten, dass die Abschlussdokumente unserer Task Forces „Intelligente Ladeinfrastruktur“, „Zukunftsbild Energie“, „Der Digitale Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft“ sowie „Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen“ vor dem Abschluss stehen.

Veranstaltungen

Auch wenn das Jahr 2022 erneut unter dem Vorzeichen der Corona-Pandemie stand, konnte doch wieder eine erfreuliche Anzahl von Veranstaltungen – zum Teil allerdings noch online – stattfinden. Es ist zu hoffen, dass sich diese Entwicklung 2023 positiv fortsetzen wird.

Personalien

Die Arbeit unseres Fachbereiches stößt weiterhin auf reges Interesse, was den Zuwachs an Teilnehmenden aus verschiedenen Tätigkeitsgebieten betrifft. Aktuell umfasst die Mitgliederliste unseres Fachbereichs rund 40 Personen, davon nehmen über zwanzig regelmäßig an unserer Frühjahrs- und Herbstsitzung teil. Die Leitung des Fachbereichs liegt weiterhin bei Herrn Dr. Johannes Schmiesing; ihm stehen als Stellvertreter Herr Dr. Uwe Kaltenborn und Herr Prof. Markus Zdrallek zur Seite.



*Dr.-Ing. Johannes
Schmiesing
Avacon Netz GmbH,
Vorsitzender ETG FB V2
seit Herbst 2021*

ETG Fachbereich V3

E5 Energiewirtschaft

Der Fachbereich V3 Energiewirtschaft der ETG beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der Frage, wie der energiewirtschaftliche Rahmen im Zuge der Energiewende weiterentwickelt werden sollte. Dabei versuchen wir Lösungen zu entwickeln, die den teilweise konkurrierenden energiepolitischen Zielen einer sicheren, effizienten und umweltfreundlichen Energieversorgung gleichermaßen gerecht werden.

Im Jahr 2022 haben wir einen thematischen Schwerpunkt im Bereich Offshore gesetzt. Dabei stand im Fokus, welchen Nutzen offshore-seitige Vermaschung hat sowie welche Vor- und Nachteile die unterschiedlichen Konzepte zur marktlichen Einbindung von vermascht angebundenem Offshore-Wind haben. Fazit der Diskussion war, dass schon eine Entscheidung für offshore-seitige Vermaschung im Vergleich zu radialen Offshore Anbindungen in Kombination mit Interkonnektoren nicht nur durch volkswirtschaftliche Vorteile begünstigt wird, sondern auch durch begrenzte Trassenverfügbarkeit

sowie – teilweise daraus resultierend – höhere Akzeptanz. Bei der Diskussion zu marktlichen Einbindung von Offshore Wind in vermaschten Offshorenetzen zeigte sich, dass es dazu keine einfache Antwort gibt und die Entscheidung für ein komplexes Verfahren wie offshore Bidding Zones eng damit verknüpft sein sollte, wie komplex sich die offshore-seitigen Netzstrukturen tatsächlich darstellen. Auch zeigte sich in der Diskussion, dass die Frage des Marktdesigns nicht entkoppelt von der Frage diskutiert werden sollte, wie ein geeigneter Mechanismus zur Offshore-Vergütung ausgestaltet wird, was bei weitem nicht so einfach ist, wie es auf den ersten Blick erscheint.

Im Zuge der vielfältigen Diskussionen über Markteingriffe zur Deckelung der massiv gestiegenen Energiepreise haben wir uns auch damit beschäftigt, wie sich diese Markteingriffe kurz, mittel und langfristig auswirken. Konsens im Fachbereich war dabei, dass in der aktuellen politischen Diskussion oft ignoriert wird, dass ein signifikanter Teil der Energielieferungen über Terminmärkte oder langfristige Lieferverträge vergütet wird und Konzepte zu Markteingriffen nicht allein auf die Spot Märkte ausgerichtet werden sollten. Dieser Umstand führt aber dazu, dass – wenn Konzepte zur Abschöpfung von Überrenditen über eine

zus. Gewinnbesteuerung hinausgehen sollen – ein sehr hoher Umsetzungsaufwand entsteht.

Einig war sich der Fachbereich auch darin, dass hohe Energiepreise durchaus dazu geeignet sind, um Energie bei begrenzter Verfügbarkeit an der volkswirtschaftlich effizientesten Stelle einzusparen. Auch hier dürfte jeder andere Ansatz sehr komplex in der Umsetzung und am Ende vermutlich weniger effizient sein.

Im kommenden Jahr wird sich der Fachbereich Energiewirtschaft verstärkt mit der Frage auseinandersetzen, an welchen Stellen der aktuelle energiewirtschaftliche Rahmen angepasst werden muss, um eine effiziente Integration des im sogenannten Osterpaket des BMWK beschriebenen EE-Zubaus zu ermöglichen, der weit über das hinausgeht, was in bisherigen Planungen vorgesehen war und der vermutlich auch ein erhebliches Maß systemdienlicher Nutzung von Flexibilität bei Endkunden erfordern wird.



Dr.-Ing.
Klaus von Sengbusch
50Hertz Transmission
GmbH,
Vorsitzender ETG FB V3

ETG Fachbereich Q1

E6 Leistungselektronik und Systemintegration

Der Fachbereich Q1 „Leistungselektronik und Systemintegration“ ist aktiv in der Ausrichtung und Ausgestaltung von Veranstaltungen, die die aktuellsten Entwicklungen in der Leistungselektronik und angrenzender Fachgebiete aufzeigen. Ziel ist, das interessierte Fachpublikum zusammenzubringen, auf diese Weise Gelegenheit zum intensiven fachlichen Austausch zu geben und die Diskussion bzw. Bearbeitung künftiger, relevanter Themen voranzutreiben. Dies ist im Jahr 2022 sehr gut gelungen.

So fand vom 15. bis zum 17. März 2022 die 12. *International Conference*

on Integrated Power Electronics Systems (CIPS) in Berlin statt. Diese Konferenz wird gemeinsam von Q1 und European Center for Power Electronics e.V. (ECPE) veranstaltet. Das Programm umfasste ca. 100 eingereichte und eingeladene Beiträge aus der internationalen Fachwelt. Es wurde über Bauelemente der Leistungselektronik, Aspekte von Gehäusen bis hin zu ihrer Montage in mechatronischen Systemen, über Aspekte der Zuverlässigkeit sowie der elektromagnetischen Verträglichkeit referiert und diskutiert. Die Leistungselektronik hat sich zu einem für die

Umgestaltung der elektrischen Energieversorgung und Mobilität grundlegend relevanten Fachgebiet entwickelt. Die durch die CIPS adressierten Themen erhalten damit einen hohen Stellenwert. Die Konferenz soll weiterhin im Rhythmus von 2 Jahren stattfinden.

Eine weitere für die Leistungselektronik-Gemeinschaft wichtige Veranstaltung ist die *European Conference on Power Electronics and Applications* (EPE – ECCE Europe), die vom 05. bis 09. September 2022 in Hannover stattfand. Diese Konferenz bietet eine Austausch-Plattform zwischen Leistungselektronikspezialisten aus Industrie, Instituten und Hochschulen zu den Schwerpunkten leistungselektronische Systeme und Komponenten. Bei dieser Konferenz handelt es sich um die umfassendste europäische Fachkonferenz zur Leistungselektronik. Der Fachbereich

Q1 unterstützte bei dieser „Heim“-EPE in Vorbereitung sowie Durchführung der Konferenz. Schwerpunktthemen lagen u. a. auf Systemen für die Wasserstoffnutzung sowie der Elektrifizierung der Luftfahrt.

Der für den 19.09.2022 geplante Industriearbeitskreis *Mittelspannungs-Leistungselektronik* wurde auf einen späteren Termin verschoben. Dieser Kreis fokussiert sich auf Stromrichter für die Mittelspannungsebene und adressiert damit ein evidentes Thema in der Energieversorgung. Unterschiedliche für die ETG relevante und in verschiedenen Fachbereichen beheimatete Themen wie aktive und passive Bauelemente der Leistungselektronik, topologische Ansätze für Stromrichter, Isolationstechnik, Mess- und Prüftechnik sowie Modellbildung und Simulation werden hier diskutiert. Die Veranstaltung wird maßgeblich durch das Fraunhofer ISE Freiburg unterstützt und dient vorwiegend Teilnehmern aus der Industrie als Plattform für Austausch und Netzbildung.

Die im Jahr 2022 durchgeführten Veranstaltungen fanden wieder in Präsenz statt und erfreuten sich hoher Teilnehmerzahlen. Dies betraf auch die Arbeitstreffen des Q1-Fachausschusses,

zu denen viele bisherige aber auch neue Mitglieder zusammenkamen.

Für das kommende Jahr 2023 steht mit der Tagung *Bauelemente der Leistungselektronik und ihre Anwendungen* eine weitere ETG Tagung des Q1-Fachbereichs an. Diese Tagung findet traditionell in Bad Nauheim statt und ist für den 20. und 21.06.2023 geplant. Diese traditionsreiche Fachtagung gibt einen Überblick über die in den letzten 6 Jahren erreichten Fortschritte auf dem Gebiet der Leistungselektronik, und einen Ausblick auf die kommenden Innovationen. Die Beschränkung auf eingeladene Übersichtsvorträge verleiht der deutschsprachigen Tagung einen eigenen Charakter; Teilnehmer schätzen sie wegen ihrer hohen Qualität und ihrem großen Informationsgehalt.

Ein Großteil der Mitglieder des Fachausschusses Q1.1 Kontaktlose Energie- und Datenübertragung tauschten sich intensiv während gemeinsamer Aktivitäten im GAK 353.1 und gemeinsamer Projektaktivitäten aus. Aktuelle Themen der Normung IEC 61980, die Entwicklung der EMV-Normungsaktivitäten CISPR 11 sowie die aktuellen Entwicklungen und Projektergebnisse auf dem Gebiet der induktiven Energie- und Daten-

übertragung waren Themen angeregter Diskussionen. So erfolgte beispielsweise über das Projekt EMPOWERED (BMW, Programm „ElektroMobil“) ein fachlicher Austausch zur Prüfbeschreibung, Messbedingungen usw. für die Bewertung der EMV von kontaktlosen Energieübertragungssystemen in verschiedenen Anwendungsbereichen.

Der Fachbereich Q1 „Leistungselektronik und Systemintegration“ freut sich in diesem Jahr wieder über einen ETG Literaturpreisträger. Herr Dipl.-Ing. Daniel Bernet (KIT) wurde für seinen Beitrag „Integrating Voltage-Source Active Filters into Grid-Connected Power Converters – Modeling, Control, and Experimental Verification“, erschienen in IEEE Transactions on Power Electronics (Vol. 36, No. 11, Nov. 2021), ausgezeichnet. Herzlichen Glückwunsch!



*Frau Prof. Dr.-Ing.
Regine Mallwitz
Technische Universität
Braunschweig,
Vorsitzende ETG FB Q1*

ETG Fachbereich Q2

E7 Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik

Der Fachbereich Q2 der ETG arbeitete im Jahr 2022 an zwei Schwerpunkten: 1. der Vorbereitung der Fachtagung Hochspannungstechnik am 08.–10. November 2022, und 2. der Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“.

Bei der Fachtagung Hochspannungstechnik in Berlin liegt die Zahl der Teilnehmer mit mehr als 300 auf ähnlich hohem Niveau wie vor den Corona-Einschränkungen. Andererseits ging die Zahl der Beiträge leider deutlich zurück (mehr als 70 gegenüber etwa 150 in 2020). Wir hoffen, dass die Forschungs- und Veröffentlichungstätigkeit zukünftig wieder das ursprüngliche Niveau erreicht. Thematisch nehmen die Mitglieder des Fachbereichs eine weitere Stär-

kung der Hochspannungs-Gleichspannungsübertragung und langer Energiekabelstrecken wahr, was sich auch an den eingereichten Beiträgen zeigt. Für Schaltanlagen wird die neue F-Gase VO (Keynote) mit Spannung erwartet, die eine weitere Stärkung klimafreundlicher Alternativen zu SF₆-isolierten Betriebsmitteln bringen soll.

Mit der Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“ möchten Mitglieder des Q2 drängende Fragen beantworten: Wie können Jahrzehnte alte Betriebsmittel den neuen Anforderungen im Stromnetz gerecht werden? Wie werden die Leistungsflüsse der Erneuerbaren übertragen, obwohl der seit langem nötige Netzausbau fehlt? Kann die Strombelastbarkeit alter Betriebsmittel

weiter erhöht werden, wenigstens für kurze Zeit? Welche Diagnoseverfahren eignen sich besonders, um hohe Belastung zu erkennen? Wie ordnen sich die neuen Alternativen Technologien in die Energiewende ein? Wie sieht effektives Asset Management in einem hoch ausgelasteten Netz aus? Wir beabsichtigen, die Ergebnisse der Task Force im Jahr 2023 auf verschiedenen Kanälen zu veröffentlichen.

Der Fachbereich Q2 hat 20 Mitglieder aus den Bereichen Herstellung, Netzbetrieb und Wissenschaft und wird weiter durch Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat von der TU Braunschweig geleitet.



*Prof. Dr.-Ing. Maik Koch,
Hochschule Magdeburg-
Stendal, stellvertretender
Vorsitzender des ETG
FB Q2*

ETG Fachbereich Q3

E8 Kontaktverhalten und Schalten**1. Organisation von Tagungen, Diskussionsveranstaltungen, Schulungsseminaren***Geplante Veranstaltungen:*

- 27. Albert-Keil-Kontaktseminar „Kontaktverhalten und Schalten“, 27.–29. September 2023, KIT Karlsruhe, Tulla-Hörsaal

Abgeschlossene Veranstaltungen 2022:

- 26. Albert-Keil-Kontaktseminar „Kontaktverhalten und Schalten“, 30. März 2022–1. April 2022, KIT Karlsruhe, Tulla-Hörsaal

115 Teilnehmer (+FA Mitglieder), beschränkt durch Corona Hygiene Konzept innerhalb weniger Tage ausgebucht, Schwerpunkte der Veranstaltung waren Steckverbinder (insbesondere Oberflächen und Hochstromanwendungen), DC Systeme, Hybridschalter, und die Diskussionsveranstaltung „Elektromechanik vs. Leistungselektronik in der Niederspannungs-Schaltgerätetechnik“

Wiederholungsveranstaltungen:

- Seminare an der Technischen Akademie Wuppertal e. V.
- Seminare an der Technischen Akademie Esslingen
- Seminare im Haus der Technik e. V. Essen

2. Bearbeitung von Fachthemen*Termine der FA Treffen:*

- | | |
|--------------|--|
| 17. 02. 2021 | online |
| 09. 11. 2021 | an der TU Ilmenau |
| 24. 01. 2022 | online |
| 30. 03. 2022 | im Rahmen des AKK in Karlsruhe |
| 29. 09. 2022 | bei Siemens GWA in Amberg inkl. anschließendem Rundgang im SIEMENS „The Impulse“ mit interessanten Informationen zur Zukunft der Automatisierungstechnik |

Themen:

Edelmetallbeschichtung für Kontaktsysteme, Schalten und Unterbrechung von Gleichstromsystemen (z.B. Photovoltaik, Bordsysteme, ...), Aluminium als Leiterwerkstoff und dessen Anschlusstechnik, DC-Schalttechnik, Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel und Netzschutz, Auswirkung auf Schaltgeräte, Isolierstoff für die Niederspannung, Kontaktmaterialien, neue Entwicklungen und Tendenzen, Simulation in der Schaltgeräte- und Anlagentechnik, Lichtbogensimulation, Prüfverfahren und Ausrüstungen für elektrische Kontakte und Geräte, Steckverbindertechnik, Schleifringsysteme

**3. Erstellung von Fachberichten/ Veröffentlichungen**

Regelmäßige Beiträge im ETG *journal* und in der ITG Mitgliederinformation

Als Nachfolger von Professor Berger wurden als Vorsitzender des Fachbereiches Dr.-Ing. Timo Mützel und als Stellvertreter Dr.-Ing. Hendrik Köpf gewählt.



Prof. Dr.-Ing. Frank Berger, Technische Universität Ilmenau, Vorsitzender ETG FB Q3

Foto: A. Kradisch

E9 Energietechnische Gesellschaft mit neuem Vorstand

Im Sommer 2022 haben die ETG Mitglieder ihren neuen Vorstand für die Amtszeit 2023–2025 gewählt. Die Wahlbeteiligung lag bei 9,3 % (2019: 10 %). Im September 2022 wählten der neue Vorstand und der Wissenschaftliche Beirat der ETG

Der neue Vorstand setzt sich wie folgt zusammen:

Gruppe Elektrizitätsversorgung



© Carina Kircher

Dr.-Ing. Britta Buchholz,
VP Active Distribution Grids, Market Innovation,
Hitachi Energy Germany AG



Dr.-Ing. Stefan Küppers *
(stellvertretender
Vorsitzender),
Westenergie AG

© Privat



Richard Tretter,
Stadtwerke München GmbH

© Privat

zur neuen ETG Vorsitzenden

und



© Privat

Dr.-Ing. Stefan Küppers,
CTO – Vorstand Technik, Westenergie AG

Gruppe Industrie



Dr.-Ing. Britta Buchholz,
(Vorsitzende),
Hitachi Energy Germany AG

© Carina Kircher



Dr.-Ing. Karsten Viereck *,
Maschinenfabrik
Reinhausen GmbH

© Maschinenfabrik Reinhausen

zu ihrem Stellvertreter.

* 2. Amtszeit

Gruppe Hochschulen, Behörden, Forschungseinrichtungen, sonstige Einrichtungen



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

© Privat



Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig,
RWTH Aachen

© IAEW

In der Herbstsitzung 2022 von Vorstand und Wissenschaftlichem Beirat erfolgte die „Staffelstabübergabe“ an den neu gewählten ETG Vorstand und mit dem Jahreswechsel hat dieser die Führung der ETG übernommen.

An dieser Stelle möchte sich der neue Vorstand für die Wahl und das Vertrauen, das die ETG Mitglieder ihm ausgesprochen haben, herzlich bedanken.

E10 Der neue Vorstand stellt sich vor

Liebe ETG Mitglieder,

vielen Dank für das Vertrauen, das Sie dem neuen Vorstand ausgesprochen haben. An dieser Stelle herzlichen Dank an den bisherigen Vorstand für die hervorragende Arbeit der letzten Amtsperiode.

Vertrauen und Zusammenarbeit unter Fachkolleg*innen in der ETG ist bei den enormen Herausforderungen, vor denen wir alle nicht nur in unserem beruflichen Umfeld in der Energiebranche stehen, wichtiger denn je.

Es steht außer Frage, dass die Energietransformation gelingen muss. Es wird schwierig, und es bringt viele Menschen an den Rand ihres Vorstellungsvermögens. Hier können und müssen wir als ETG eine wichtige Rolle spielen. Zum einen durch die Arbeit der Fachbereiche, die die Themen aus vielseitigen Perspektiven beleuchten und solides Wissen schaffen. Ich möchte Sie alle ermutigen, sich in den Fachbereichen und Task Forces aktiv einzubringen und Ihr fachliches Netzwerk zu stärken. Zum anderen kann jede und jeder persönlich zum Gelingen beitragen: Je mutiger wir unser persönliches Umfeld und die ganze Bevölkerung bei dieser Transformation mitnehmen, desto nachhaltiger wird sie gelingen.

Ich freue mich auf die Zusammenarbeit mit Ihnen in den nächsten Jahren!

Ihre

Dr.-Ing. Britta Buchholz
ETG Vorsitzende

ETG Preise

E11 Unsere Preisträger 2022

Wir gratulieren unseren Preisträgern 2022 herzlich. Die Preisverleihung fand anlässlich der CIGRE CIRED Informationsveranstaltung statt.

Von links nach rechts:

- Daniel Bernet
ETG Literaturpreis
- Dr.-Ing. Michael Schwan
ETG Vorstandsvorsitzender
- Georgios Mitrentsis
ETG Literaturpreis
- Armin Waffenschmidt
Herbert-Kind-Preis
- Dr.-Ing. Daniel Dietz
ETG Literaturpreis
- Dr.-Ing. Thomas Benz
Geschäftsführer ETG



Foto: Svetlana Oberländer

ETG Literaturpreis – Preisaufruf 2023

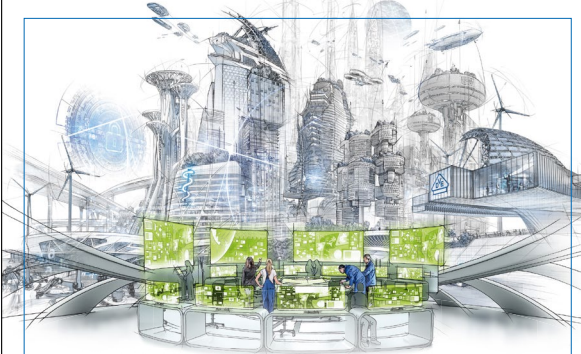
Die ETG verleiht jährlich für herausragende Publikationen auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik den ETG Literaturpreis.

Auch in 2023 wird der ETG Literaturpreis für hervorragende Veröffentlichungen aus dem Jahr 2022 (Abweichungen von +/- 3 Monaten werden toleriert) auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik ausgeschrieben.

Die Autorin bzw. der Autor soll nicht älter als 40 Jahre sein. Die mit dem Preis verbundene Prämie beträgt 3.000 €. Mögliche Themen sind alle Fachgebiete der Elektrischen Energietechnik (auch zusammenfassende Darstellungen).

Die Jury bewertet nach den Kriterien Bedeutung der Arbeit, Originalität, Kompetenz, Darstellung und Form. Einsendeschluss für Vorschläge oder Eigenbewerbungen ist der **14. Februar 2023**.

Weitere Informationen sind auf der ETG Homepage unter www.vde.com/de/etg/preise-ehrungen verfügbar. Bewerbungen nimmt die ETG Geschäftsstelle gerne entgegen (etg@vde.com).



ETG Literaturpreis 2023

Für herausragende wissenschaftliche Veröffentlichungen junger Autorinnen bzw. Autoren (Alter bis 40 Jahre) aus dem Jahr 2022 ($\pm 1/4$ Jahr).

Preis: 3.000 €
Themen: Alle Fachgebiete der elektrischen Energietechnik
Kriterien: Bedeutung der Arbeit, Originalität, Kompetenz, Darstellung, Form
Termin: bis 14. Februar 2023 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an:
 Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
 Merianstraße 28
 63069 Offenbach am Main
 Tel. +49 69 6308-346
 Fax +49 69 6308-9822
etg@vde.com

Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:
www.vde.com/etgpreise

VDE ETG

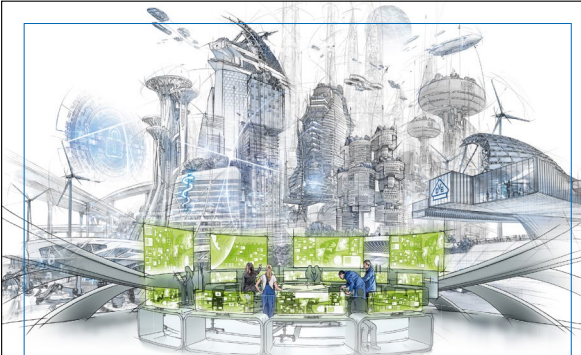
Herbert-Kind-Preis – Preisaufruf 2023

Mit dem Herbert-Kind-Preis würdigt die ETG überdurchschnittliche Studienleistungen auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik

Zur Förderung der internationalen Weiterbildung von jungen Studierenden schreibt die ETG den Herbert-Kind-Preis aus. Die Stiftung von Herbert Kind finanziert ein Studium für einen Auslandsaufenthalt mit bis zu € 5.000.

Der Herbert-Kind-Preis richtet sich an Studierende mit überdurchschnittlichen Studienleistungen im Schwerpunkt Elektrische Energietechnik. Einsendeschluss für Vorschläge oder Eigenbewerbungen ist der **14. Februar 2023**.

Weitere Informationen sind auf der ETG Homepage unter www.vde.com/de/etg/preise-ehrungen verfügbar. Bewerbungen nimmt die ETG Geschäftsstelle gerne entgegen (etg@vde.com).



Herbert-Kind-Preis 2023

Mit dem Herbert-Kind-Preis wird die internationale Weiterbildung von jungen Studierenden auf dem Gebiet der elektrischen Energietechnik gefördert.

Preis: 5.000 € Stipendium für ein Studium im Ausland
Themen: Alle Fachgebiete der elektrischen Energietechnik
Kriterien: überdurchschnittliche Studienleistungen
Termin: bis 14. Februar 2023 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an:
 Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
 Merianstraße 28
 63069 Offenbach am Main
 Tel. +49 69 6308-346
 Fax +49 69 6308-9822
etg@vde.com

Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:
www.vde.com/etgpreise

VDE ETG

Quelle: L. Dürst, K. Flöter



E12 VDE ETG Studie Zukunftsbild Energie

Wir befinden uns derzeit an einem historischen Wendepunkt in der Energiepolitik und der weiteren Ausgestaltung des Energiesektors. Während der Haupttreiber für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) bisher vor allem die Bekämpfung der Klimakrise war, wird in der aktuellen Situation zudem deutlich, dass lokal verfügbare, erneuerbare Energiequellen in Kombination mit Speichern auch entscheidend zur Sicherheit, aber auch der Bezahlbarkeit der Energieversorgung beitragen können. Die Nutzung der Energie aus Sonne und Wind ist wirtschaftlicher geworden als der Bau neuer fossiler Kraftwerke. Im Jahr 2021 erreichte beispielsweise der Anteil erneuerbarer Energiequellen am gesamten Kapazitätsausbau im Stromsektor weltweit über 80 Prozent und stellt damit eine bezahlbare, sowie nachhaltige Stromversorgung bereit. Da sich jedoch das Dargebot aus erneuerbaren Quellen nicht nach dem aktuellen Energiebedarf richtet, müssen Lösungen gefunden werden, um hier den erforderlichen Ausgleich herzustellen. Hierzu gehören einerseits neben planbar einsetzbaren Erzeugungseinheiten auch Energiespeicher – sowohl als Kurzzeitspeicher für den Ausgleich im Stundenrhythmus – als auch Langzeitspeicher für die Überbrückung sog. Dunkelflauten und für den saisonalen Ausgleich. Andererseits wird auch lastseitig eine Anpassung an das EE-Dargebot angestrebt (Demand-Side-Management). Insbe-

sondere die zusätzliche Stromnachfrage durch Sektorenkopplung wird sich am EE-Dargebot orientieren.

Die beschriebene Vision Energiesystem 2050 ist das Ergebnis von weitergehenden Überlegungen innerhalb der VDE ETG Task Force „Zukunftsbild Energie“. Diese Überlegungen sind zunächst unter anderem von dem Gedanken geprägt, dass sich Deutschland zu 100 % mit erneuerbarer Energie versorgen kann. Ein strom- und gasbasiertes Verbundsystem übernimmt die Energieübertragung und -verteilung, wobei auch weiterhin auf einen europäischen Austausch erneuerbarer Energie im gro-

ßen Maßstab gesetzt wird. So ist dieser Ansatz keinesfalls als nationaler Alleingang zu verstehen, sondern als Beispiel, wie ein führendes Industrieland zwischen dem 47. und 55. nördlichen Breitengrad die Umsetzung einer klimafreundlichen Versorgung erreichen und zugleich einen wichtigen Beitrag für die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung erzielen kann. Die Lösung und der Weg zur 100-%-Versorgung mit erneuerbarer Energie wird so zu einem wichtigen Treiber für Wirtschaftswachstum und Wohlstand für ein an natürlichen Ressourcen armes Land.

Das zukünftige Energiesystem wird hierbei eine Kombination aus zentralen und lokalen Elementen in eher dezentralen Strukturen aufweisen. Es basiert auf kleineren und größeren Erzeugungseinheiten wie Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Wind, wo möglich auch Geothermie, biogenen nachwachsenden Brennstoffen sowie Wasserkraft. Infolgedessen wird sich die Anzahl der Erzeugungseinrichtungen von heute etwa zwei Millionen immens erhöhen, mehr und mehr hin zu lokalen bzw. regionalen Einheiten mit eigenständiger Planung und Betrieb sowie Optimierung und zelluläre Strukturen, wie sie heute bereits diskutiert und teilweise umgesetzt werden.

Damit einhergehend ist, dass sich die Anzahl und Diversität von Marktteilnehmern stark vergrößern wird und sowohl technische als auch wirtschaftliche Aufgaben vermehrt auf lokaler und regionaler Ebene adressiert und gelöst werden müssen (Bild 1). Neue Marktteilnehmer

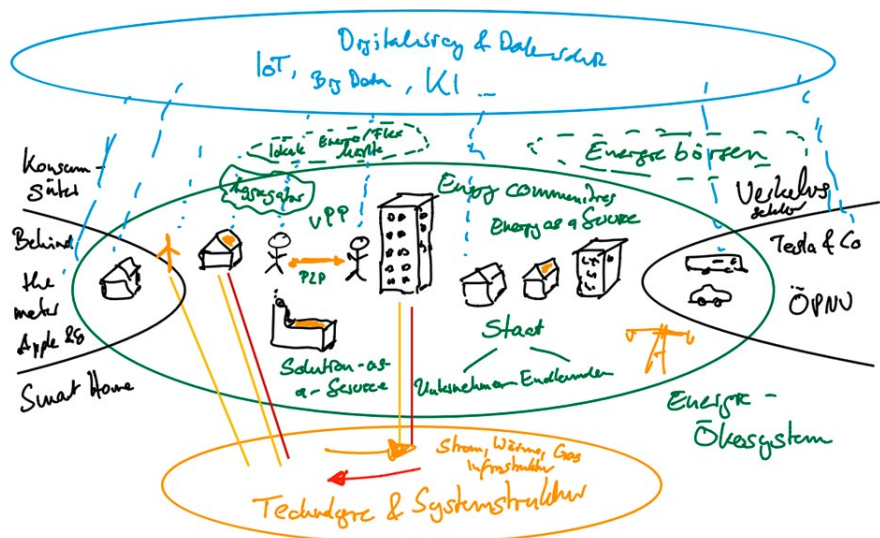


Bild 1: Skizze eines Energie-Ökosystems (eigene Darstellung)

wie Energiekommunen und Genossenschaften werden Spieler in diesen Märkten, an denen auch Akteure aus anderen Branchen und Industrien immer aktiver werden.

Wichtig wird dabei sein, das gesamte Energiesystem zu betrachten, also Elektrizität, Gas und Wärme, unter Einschluss von privaten, kommerziellen und industriellen Verbrauchern einschließlich der benötigten Energie für den Bereich Mobilität und Wärme. Die Verkehrs- und Wärmewenden werden damit vitaler und integraler Bestandteil der Energiewende vor allem durch die stärkere Elektrifizierung und Kopplung der verschiedenen Sektoren.

Allerdings erscheinen eine effiziente und sichere Sektorenkopplung und dezentrale Optimierung nur dann möglich, wenn die Möglichkeiten der fortschreitenden Digitalisierung und Automatisierung genutzt werden. Die Systemführung, insbesondere in zellularen Versorgungsstrukturen wird in festgelegten Zyklen (z. B. alle 15 Minuten) oder auch dynamisch flexibel die Balancierung der Erzeugung und des Verbrauchs managen, wobei die Bilanzierung innerhalb einer Zelle allerdings nicht im Vordergrund steht. Hierzu können die notwendigen Kommunikationsverbindungen zwischen den dezentral angeordneten Komponenten beispielsweise vorhandene Infrastrukturen wie das Internet und private Router genutzt werden.

Dabei erhebt das „Zukunftsbild Energie“ keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll vor allem zu weiteren Diskussionen und neuen Entwicklungen anregen. Sie basiert zudem auf der ebenfalls beschriebenen Metaanalyse von über 70 Studien zum Thema Energiewende, die von der Task Force durchgeführt wurde.

Um sich der beschriebenen Vision zu nähern, wurden folgende Handlungsempfehlungen entworfen, die sich an Fachwelt und Gesellschaft gleichermaßen richten:

- Die Untersuchungen und Vorschläge zum zukünftigen Energiesystem haben nochmals die *Komplexität des Vorhabens* aufgezeigt. Zur Koordination und Bewältigung der vielfältigen Aufgaben wird vorgeschlagen, eine *befugte und befähigte Institution* zu

etablieren, die einen *systemischen Ansatz* u. a. für Energie, d. h. Strom und Wärme/Kälte, Verkehr und Bauwesen verfolgt.

- Der zelluläre Ansatz, lokal, regional und deutschlandweit angewandt, gewährleistet eine erfolgreiche Energiewende und sollte als *Basis für weitere Entwicklungsschritte* jetzt verbindlich angewendet werden, um die Sektorenkopplung, die Laststeuerung sowie nachhaltige Geschäftsmodelle zu unterstützen.
- Der zelluläre Ansatz ermöglicht eine hohe Resilienz bei hoher Automatisierung. Es ist verbindlich festzulegen und zu überprüfen, den *Datenaustausch auf das Notwendige zu reduzieren*.
- *Erneuerbarer Strom und erneuerbares Gas*, wie z. B. grüner Wasserstoff werden *gemeinsam* die Grundlage für unser Energiesystem bilden. Für diese zukünftige Energiewelt sind sowohl die *Transport- als auch die Verteilungsinfrastruktur* beider Energiemedien essenziell und werden eng miteinander gekoppelt sein. Bei *zeitlich ausgeglichener Erzeugung und Verbrauch* wird überwiegend das *Stromnetz* genutzt. *Gase* dienen vorrangig der *Speicherung von Energie für den Ausgleich von länger andauernden Ungleichgewichten* und für die erzeugungsferne Versorgung.
- Nicht die heutigen *Rahmenbedingungen und Regeln* formen die zukünftigen Lösungen, sondern müssen unter *Aspekten der Nachhaltigkeit den technischen Vorgaben und Notwendigkeiten* folgen.
- *Diskussionen über die Energiewende* mit regulatorischem Inhalt sind dahingehend zu führen, mit hoher Priorität *Vorschläge für das zukünftige Rahmenwerk* zu machen und nicht die Umgehung bestehender Regelungen zu definieren.
- Zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung verlangt die *volatile Erzeugungscharakteristik* von erneuerbaren Ressourcen neben der *Flexibilisierung des Verbrauchs* sowohl den Einsatz von *Energiespeichern* für unterschiedliche Zeitbereiche und Anwendungen als auch steuerbar einsetzbare Erzeugungseinheiten. Hierfür ist ein gesondertes

Schwerpunktprogramm zur Entwicklung von Technologien und Applikationen zu etablieren.

- Die deutsche *Wasserstoffstrategie* ist *kurzfristig* um den Einsatz von Wasserstoff als Grundlage für die (saisonale) *Speicherung von Energie* zu ergänzen.
- Als *Führungsgröße und Entscheidungshilfe* für die Energiewende sowie zur *Fortschrittskontrolle* sind die *Treibhausgasemissionen* einzusetzen und monetär über den jeweils aktuellen Zertifikatspreis zu bewerten.
- Für die künftigen Herausforderungen des Energiesystems sind mit Priorität Anpassungen bzw. Ergänzungen in der *schulischen, gewerblichen und universitären Ausbildung* notwendig. Dies gilt insbesondere für *gesamtheitliches Denken und Handeln* sowie für sämtliche *systemischen Aspekte*. Dabei sollte die Behebung des Fachpersonalmangels höchste Priorität genießen.
- Die *Zukunftssicherung* und die dringend benötigte *Beschleunigung* der Energiewende verlangen jetzt, die Innovationskraft und -geschwindigkeit der deutschen *Industrie* einschließlich des *Mittelstands* gezielt zu verbessern und zu fördern. Damit wird maßgeblich dazu beigetragen, dass im Inland erprobte Lösungen *weltweit vermarktet* und eingesetzt werden können.
- Für eine *erfolgreiche Energiewende* ist die gesellschaftliche Akzeptanz und somit ein *Beitrag* aller Bürgerinnen und Bürger *unabdingbar*.

Die Studie ist verfügbar unter www.vde.com/zukunftsbild-energie

E13 Einladung zur ETG Mitgliederversammlung am 26. Mai 2023 in Kassel

Sehr geehrte ETG Mitglieder,

im Rahmen des ETG Kongresses 2023 laden wir Sie sehr herzlich zur 26. Ordentlichen Mitgliederversammlung ein, die

am **Freitag, den 26.05.2023**
von 12:00 bis 13:30 Uhr

im **Kongress Palais Kassel**
Holger-Börner-Platz 1
34119 Kassel
<https://www.kongress-palais.de>

stattfinden wird.

Tagesordnung

1. Begrüßung

2. Tätigkeitsbericht

Die ETG Vorsitzende Frau Dr. Britta Buchholz wird einen Überblick über die wesentlichen Entwicklungen und Aktivitäten seit der letzten Mitgliederversammlung am 19. Mai 2021 (Corona bedingt online) geben. Ergänzend hierzu wird ein schriftlicher Tätigkeitsbericht des ETG Geschäftsführers vorliegen.

3. Austausch über den Tätigkeitsbericht

Sie sind eingeladen, zu den ETG Aktivitäten Fragen zu stellen und eine rege Diskussion anzustoßen.

4. Der neue ETG Vorstand stellt sich vor

Der von den ETG Mitgliedern im Sommer 2022 gewählte Vorstand stellt sich vor.

5. ETG Strategie 2023–25

Vorstellung der ETG Strategie 2023–2025 durch die ETG Vorstände mit anschließender Diskussion mit den ETG Mitgliedern. Wir freuen uns besonders über Ihre Anregungen zur Strategie aus vielseitigen Perspektiven.

Vor Beginn der Mitgliederversammlung steht für die Teilnehmer*innen ein kleiner Imbiss bereit.

Bitte bestätigen Sie uns Ihre Teilnahme mit Angabe Ihrer Mitgliedsnummer unter etg@vde.com oder bei der Anmeldung zum ETG Kongress 2023 (www.etg-kongress.com/de).

Wir würden uns sehr freuen, Sie möglichst zahlreich in Kassel begrüßen zu dürfen.

Mit freundlichen Grüßen



Dr.-Ing. Britta Buchholz
ETG Vorsitzende

VDI VDE Impulspapier

E14 Wasserstoff für den Schienenverkehr

Die europäische Politik zielt auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor. Dies betrifft auch die Entwicklung des Schienenverkehrs. Im Rahmen einer Kurzstudie haben VDE und VDI untersucht, welchen Beitrag alternative Antriebssysteme für einen umweltfreundlichen Schienenverkehr leisten können.

Der Ausbau des Schienenverkehrs ist Ziel der deutschen Politik. Hierzu soll in Deutschland die Elektrifizierung mittels Oberleitung vorangetrieben werden, um auf allen Strecken den Verkehr mit umweltfreundlichem Strom zu ermöglichen. Weiterhin ist geplant, das Netz zu erweitern, Strecken zu reaktivieren und neue Gewerbe- und Industriegebiete an die Schiene anzubinden.

Trotz dieser Zielstellungen gibt es viele Strecken, wo eine Vollelektrifizierung mit Oberleitungen mittelfristig nicht realisierbar ist. Für diese Strecken bedarf es neuer technologischer Lösungen, die auf erneuerbaren Energien basieren. Hierzu zählen batteriebasierte Systeme (BEMU), wasserstoffversorgte Brennstoffzellen (FCMU) und Wasserstoffmotore, Dieseltriebfahrzeuge mit synthetischen Energieträgern (SYN) oder E-Fuels sowie die Umrüstung von konventionellen Antriebssystemen.

Die Diskussion beschränkt sich bei der Bewertung der Systeme häufig auf die Effizienz. Dies wird den Nutzungsanforderungen nicht gerecht. Für eine objektive Bewertung ist ein Abwägungsprozess zwischen Reichweite, Energie- und Betriebskosten sowie einmalige (CAPEX) und wiederkehrende (OPEX) Aufwendungen für Fahrzeuge wie auch Infrastruktur notwendig.

Der reine *Effizienzvergleich* spricht für Vorteile batteriebasierter Lösungen. Brennstoffzellensysteme bieten demgegenüber das Potenzial, EE-Strom über den Energieträger Wasserstoff besser nutzen zu können. Synthetische Energieträger bieten zwar das Potenzial, bestehende Infrastrukturen und Fahrzeuge weiter nutzen zu können, mit ihrem Einsatz ist aber ein deutlicher Effizienzverlust verbunden.

Der Vergleich der Speicherkapazität von Diesel, Erdgas, Wasserstoff sowie Batterien verdeutlicht, dass sich konventionelle Dieselsysteme durch eine hohe volumetrische und gravimetrische Energiedichte auszeichnen mit Vorteilen bei der Reichweite. Zum Vergleich hierzu sind die entsprechenden Werte bei Batterieantrieben um den Faktor 10 kleiner. Wasserstoff kann zwar nicht mit Diesel konkurrieren, im Vergleich mit Batterien weist er aber deutliche Vorteile in Bezug auf die volumetrische und gravimetrische Energiedichte auf und damit auch in Bezug auf die Reichweite.

Life-Cycle-Costs (LCC)- oder Total-Cost-of-Ownership (TCO)-Analysen ermöglichen eine Bewertung der Energie und Betriebskosten sowie Aufwendungen für Fahrzeug und Infrastruktur über den Lebenszyklus (Schienenfahrzeug: min. 30 Jahre). Analysen hierzu zeigen, dass BEMU und FCMU bereits heute eine wirtschaftliche Alternative zu Dieselfahrzeugen darstellen.

Als relevant für die Einführung neuer Antriebssysteme ist die Frage der Energiebeschaffung zu werten. Das Einsatzpotenzial für alternative Energieträger entspricht hierbei dem Dieserverbrauch konventioneller Antriebssysteme, d. h. einem Aufkommen von rd. 328.000t Dieseldieselkraftstoff pro Jahr. Der benötigte grüne Wasserstoff kann durch Bezug aus dem Ausland oder Eigenproduktion im Inland erfolgen. Für die Erzeugung im Inland empfehlen sich vorrangig zentrale Einrichtungen, in Einzelfällen könnten aber auch Vor-Ort-Elektrolyseure im Nahbereich von Tankanlagen zum Einsatz kommen.

Für die Wasserstoffversorgung von H₂-Tankstellen bietet sich eine mit konventionellen Einrichtungen vergleichbare Vorgehensweise an. Da Schienenfahrzeuge in Bezug auf die Abgabeleistung und den Verbrauch den Anforderungen großer Nutzfahrzeuge entsprechen, spricht dies dafür, H₂-Tankstellen für Schienenfahrzeuge dort zu errichten, wo sie gleichzeitig dem Nutzfahrzeugsektor zugutekommen.

Wasserstoff lässt sich neben der Energiewirtschaft in vielen Bereichen der Industrie nutzen. Dieses universelle Einsatzpo-

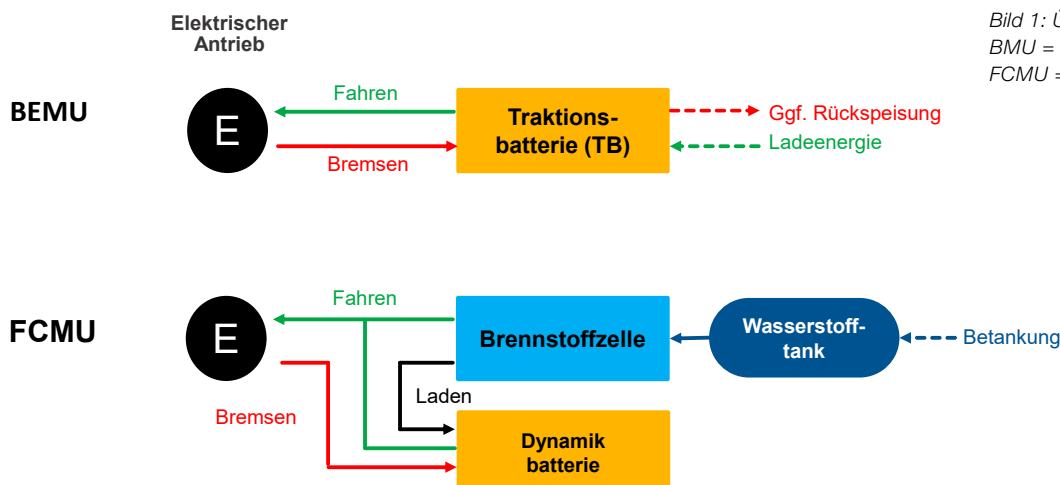


Bild 1: Übersicht Antriebssysteme
BMU = Battery-Electric Multiple Unit
FCMU = Fuel-Cell Multiple Unit

tenzial bietet gute Bedingungen für die politisch gewünschte Sektorenkopplung und damit Anbindung des Schienenverkehrs an die allgemeine Energieversorgung. In Verbindung mit der Gewinnung aus erneuerbaren Energien könnte sich Wasserstoff zu einem Baustein für einen nachhaltigen Schienenverkehr entwickeln.

Weitergehende Informationen finden sich in der Studie:
[Wasserstoff für den Schienenverkehr](#)



Dipl.-Ing. Martin Pokojski
 inecs GmbH, Berlin, Geschäftsführer

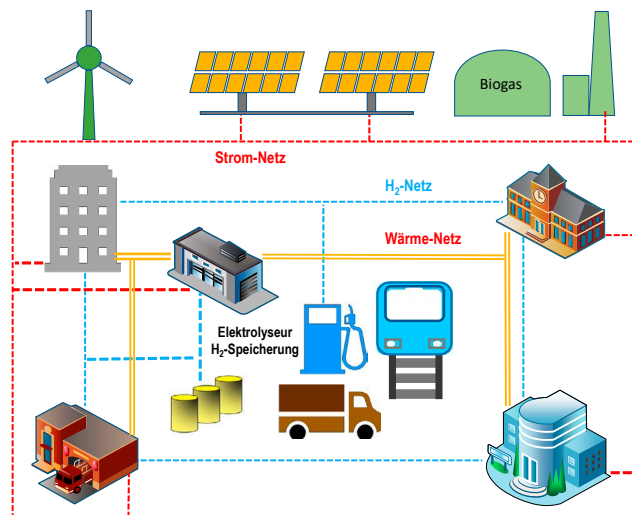


Bild 2: Prinzipbild Sektorenkopplung

ETG Task Forces

E15 Aktueller Stand Task Force „Flexibilisierung des Energiesystems (EnerFlex)“

Die Task Force Flexibilisierung des Energiesystems (EnerFlex) hat sich in den vergangenen 1,5 Jahren intensiv mit den Möglichkeiten der Nutzbarmachung von Flexibilitätspotentialen bei Erzeugung, Verbrauch und Speicherung elektrischer Energie befasst.

Nachdem schnell feststand, dass es branchenweit kein einheitliches Verständnis von Flexibilität gibt, wurden zunächst wesentliche Begriffe definiert und innerhalb der ETG und des FNN gestreut. Parallel wurde eine Abschätzung der derzeit verfügbaren Potentiale vorgenommen und eine Prognose der Potenzialentwicklung bis zum Jahr 2030 gewagt. Die größten Potentiale auf Verbraucherseite sind derzeit und zukünftig in der Elektromobilität und bei Wärmepumpen zu finden. Auch Heimspeicher werden zukünftig signifikant zur Flexibilisierung des Energieverbrauchs beitragen. Das Flexibilitätspotential von Kühltürmen und Industrieprozessen ist dagegen jedoch vergleichsweise gering.

Parallel werden derzeit die Einsatz- und Nutzungskonzepte inklusive der hierfür notwendigen Prozesse beschrieben sowie eine Kostenabschätzung für die Bereitstellung, Vorhaltung und Nutzbarmachung von unterschiedlichen Flexibilitätsquellen durchgeführt. Dies geschieht unter anderem anhand von use cases, mit denen auch eine Nutzenbewertung durchgeführt wird. Hierzu sind auch unterschiedliche Optionen der Integration in Markt- und Netzbetreiberprozesse identifiziert. Die TF EnerFlex steht hierzu mit der FNN PG Netzbetrieb mit Flexibilitäten im engen Austausch.

Abschließend werden die denkbaren Einsatzkonzepte möglicher Flexibilitätsquellen am bestehenden regulatorischen Rahmen gespiegelt und daraus Handlungsempfehlungen für dessen Anpassungsbedarf und einen optimalen Flexibilitäts-einsatz abgeleitet.

Die inhaltlichen Arbeiten an der Studie sollen im ersten Quartal 2023 abgeschlossen sein und die Studie auf dem ETG Kongress im Mai 2023 zur Verfügung stehen. Es ist darüber hinaus geplant, die Ergebnisse detailliert in einer Fachtagung zu präsentieren und mit der Branche zu diskutieren.



Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter
 Otto-von-Guericke Universität Magdeburg,
 Leiter der TF EnerFlex

ETG Task Forces

E16 Aktueller Stand Task Force „Digitaler Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft“

In der im Juli 2021 gestarteten ETG Task Force "Digitaler Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft" geht es darum den aktuell vielfach genutzten Begriff des Digitalen Zwillings im Rahmen unserer Branche einzuordnen und darauf basierend eine Definition abzuleiten, die Architektur zu beschreiben, sowie Mehrwerte und Herausforderungen beim Einsatz von Digitalen Zwillingen abzuleiten. Wir berichteten bereits in den letzten beiden Ausgaben des ETG Journals von dieser Task Force.

Die inhaltlichen Arbeiten der Task Force fokussieren sich inzwischen vor allem auf dem Aufzeigen von Mehrwerten und Herausforderungen anhand folgender praktischer Anwendungsfälle:

- Digitaler Zwilling im Bereich der Netzplanung
- Anwendung eines Digitalen Zwillings für die Netzführung im Verteilnetz
- Digitaler Zwilling einer Schaltanlage
- Digitaler Zwilling eines Schutz- und Leittechnikgerätes
- Digitaler Zwilling eines Transformators

Parallel dazu fokussieren wir uns auf die Ableitung der Handlungsempfehlungen. Ein erster Entwurf des Abschlussberichtes befindet sich kurz vor der Fertigstellung. Eine Veröffentlichung der finalen Ergebnisse wird im Frühjahr 2023 anvisiert.

Bei Fragen wenden Sie sich gerne an

ulf.haeger@tu-dortmund.de.



Dr.-Ing. Ulf Häger,
TU Dortmund, Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³)
Leiter der TF Digitaler Zwilling

Rückblick ETG Veranstaltungen

E17 Schienenfahrzeugtagung 2022

am 13. – 14.09.2022 in Leipzig | Gemeinsame Veranstaltung vom Verband
Deutscher Verkehrsunternehmen und Fachbereich A2 der ETG

Nachdem die letzte Tagung bereits 3 Jahre zurücklag, veranstaltete der Fachbereich A2 „Bahnen mit elektrischen Antrieben“ erneut eine Tagung zum Themenkreis „Öffentlicher Personennahverkehr“ – dieses Mal mit dem Fokus auf Schienenfahrzeuge des städtischen Nahverkehrs (U-Bahnen und Straßenbahnen). Als kompetenter Partner und Veranstalter konnte der Schienenfahrzeugausschuss (SFA) des Verbandes Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) gewonnen werden. In ersten Gesprächen 2020 stellte sich heraus, dass in der gemeinsamen Programmarbeit sowie bei den Adressaten viele Synergien bestehen. Der SFA trug für den Programmausschuss mehrheitlich Themen zu Fragen des mechanischen Teils und zu übergeordneten Themen (Zulassung, Normung) bei, der FB A2 befruchtete die Veranstaltung mit dem Fokus auf Elektrotechnik, Heizung-Klima-Lüftung (HKL), funktionaler Sicherheit und IT Security. Bereits in der gemeinsamen Programmausschussarbeit zeichneten sich als Schwerpunkte die im Nahverkehrsbereich noch wenig praktizierte Vergabe von Instandhaltungsleistungen, die Migration von bewährten Regelungen der BOStrab (Bau- und Betriebsordnung der Straßenbahnen) und der Umgang mit den (durchaus positiven) Folgen der Verkehrswende im Sinne einer geordneten Wachstumsentwicklung ab.

Die Fachtagung umfasste 4 Themenblöcke mit folgenden Schwerpunkten:

Innovative & nachhaltige Fahrzeuge

Plattformfahrzeug: BOStrab und/oder EBO – Vorbild Tram-Train (UA Regionalstadtbahn), Ist ein Standard bei den Fahrerständen inklusive Assistenzsystemen möglich?

Alexander Wetzl, Verkehrsbetriebe Karlsruhe GmbH

CO₂-Fußabdruck beim Bau von (U-)Bahnen, Gesamt-ökologischer Fußabdruck

Verena Rose, Marc De-Vos, Alstom Transport Deutschland GmbH

Der Weg zu einer neuen GoA4-U-Bahnlinie

Torsten Jaap & Jörg Kluger, Hamburger Hochbahn AG

Erweiterte Rechnung Lichtraumprofil: Minimaler Spalt am Bahnsteig (PRM-Anforderungen) vs. wirtschaftliche Verschleißgrenzen. Berechnung bei „nicht-klassischen“ Fahrzeugen. Was ist neu in der Norm? DIN 5645

Dr. Andre Theiler, PROSE GmbH



Bild 1: Der Tagungsraum im Penthouse auf der alten Hauptpost in Leipzig (Foto: Christoph Hessel / VDV)

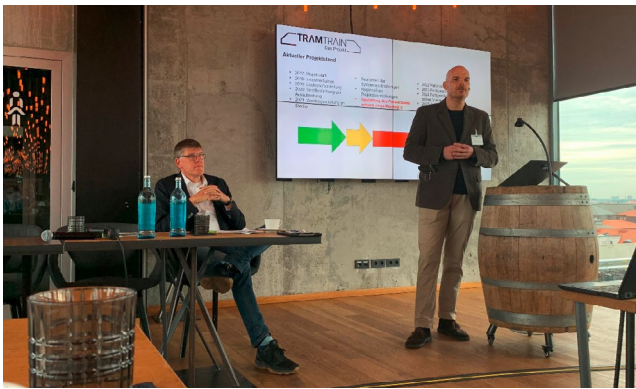


Bild 2: Andreas Wetzl berichtet über den VDV-Tram-Train (Foto: Ulrich von Stockhausen)

Im ersten Themenblock wurden Konzepte für innovative und nachhaltige Fahrzeuge vorgestellt. Da ist zum einen das neue Plattform-Fahrzeug für den Einsatz sowohl auf BOStrab- als EBO-Strecken zu nennen, welches die unterschiedlichen Parameter und Betriebsordnungen der verschiedenen Einsatzgebiete miteinander verbinden muss. Einen besonderen Fokus legte der Vortragende auf die Gestaltung der Fahrerstände.

Zum anderen betrachtete man die aktuellen Entwicklungen zur CO₂-Reduzierung und zur Reduktion des gesamtökologischen Fußabdrucks.

Wie sehr mit der Automatisierung ein neuer Fahrzeugtyp zunehmend durch die Subsysteme und Betriebsweisen des automatischen und begleiterlosen Fahrbetriebes bestimmt wird, wussten Kollegen der Hamburger Hochbahn zu berichten: Mit der neuen U-Bahn-Linie 5 wird der automatische Betrieb (GoA4) und eine neue Fahrzeuggeneration Einzug halten.

Damit ein Fahrzeug zur Infrastruktur der Betriebsanlagen passt, wurde dieser Block mit einer Betrachtung zur Berechnung des Lichtraumprofils abgerundet. Das Thema steht gerade bei Straßenbahnen immer mehr im Zwiespalt zwischen der Erfordernis nach minimalem Abstand zum Bahnsteig (Gleichstellung mobilitätseingeschränkter Fahrgäste), vorhandenen ungünstigen Trassierungen und bestehenden Richtlinien zur Berechnung des lichten Raumes, die Kinematik und Dynamik der gängigen Niederflurfahrzeuge nur ungenügend abbilden.

Regeln des Betriebs und der Fahrzeuginstandhaltung

Die Normenreihe 564X und die Auswirkung auf die BOStrab

Karsten Kamutzki, Kasseler Verkehrs-Gesellschaft AG

Verordnungen für Fahrzeuge in Europäischen Nachbarländern? Status-Quo? Wohin geht die Reise?

Michael Rosenberger, Regierungspräsidium Stuttgart-TAB Baden Württemberg

Dienstleistersicht: IFTEC strebt eine ECM-Zertifizierung an als Kombination aus Betrieb und Dienstleister an (Beispiel)

Christof Bunke & Mathias Koch, IFTEC GmbH & Co. KG

Betreibersicht: ECM-Zertifizierung eines BOStrab- und ESBO-Instandhalters

Bianca Mössner, Frank Ehemann, Rhein-Neckar-Verkehr GmbH

Bislang wurden die abstrakten Vorgaben der BOStrab in Technischen Regeln (TR) näher erläutert. Da diese TRs nicht als „anerkannte Regeln der Technik“ gelten, weil sie nur durch einen kleinen Kreis von Fachleuten erarbeitet wurden und nicht das Verfahren der Normung durchlaufen haben, hat der DIN FSF – Normenausschuss für Fahrwege und Schienenfahrzeuge – eine Normungsgruppe ins Leben gerufen, die TR nun in die Normenreihe DIN 564x überführt. Die deutsche BOStrab genießt eine lange Tradition, unsere Europäischen Nachbarn regeln den Bau und Betrieb aber anders. Anhand der Realisierung von zwei grenzüberschreitenden Tram-Linien konnte ein Referent der Aufsichtsbehörde die Unterschiede und Gemeinsamkeiten sehr anschaulich erläutern.

Der zweite Themenblock fokussierte zudem auf die Prozesse, die den Betrieb und die Instandhaltung von Fahrzeugen regeln. In den letzten Jahren hat sich durch die Fremdvergabe von Instandhaltungsleistungen ausgehend vom Güterverkehr und SPNV eine Systematik entwickelt, die die Verantwortlichkeiten bei Wartung und Instandhaltung eindeutig, aber abweichend von der BOStrab definiert und bei Betreibern mit Mischbetrieb EBO-BOStrab und E(S)BO durchaus bereits etabliert ist. Dabei gingen die Referenten auf die Grundzüge und die nötigen Anpassungen für die Instandhaltung von städtischen Bahnen ein, und zwar einmal aus der Sicht eines Betreibers und einmal aus Dienstleistersicht.

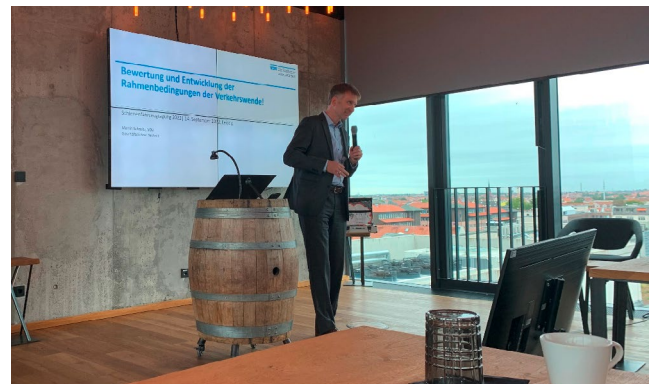


Bild 3: Martin Schmitz, Geschäftsführer Technik beim VDV bei seinem Impulsvortrag (Foto: Ulrich von Stockhausen)

Elektro- und Informationstechnik im Wandel

Umstellung 750V: Welche Ziele werden mit der Umstellung verfolgt? Methoden der Anpassung von Altfahrzeugen

Michael Bochow, VIP Verkehrsbetrieb in Potsdam GmbH

Fahrdrahtloses Fahren

- Argumente für eine Oberleitung
- Anwendungen für Energiespeicher
- Stromabsenkung/Leistungskappung durch Supercaps

Dr. Michael Melzer, Siemens Mobility GmbH

IT-Security und Zulassung, Sicherheitsmanagement im Unternehmen als Aufgabe über den gesamten Fahrzeug-Lebenszyklus. Wie wird sichergestellt, dass das SW-Knowhow im Unternehmen erhalten bleibt?

PD Dr.-Ing. habil. Lars Schnieder, ESE Engineering und Software Entwicklung GmbH

Im dritten Block standen elektro- und informationstechnische Themen auf der Tagesordnung: Die Speisung über eine Fahrleitung ist immer noch Stand der Technik und weist technologische Vorteile auf, die bei der Diskussion der ästhetischen Aspekte immer wieder einmal untergehen; letzteres bleibt dann mit erheblichem Mehrgewicht und spezifischen Teilflotten nicht ohne Folgen auf den Fahrzeugpark.

Durch Erhöhung der Fahrdrahtennenspannung kann die Leistungsfähigkeit gesteigert und der Energieverbrauch gesenkt werden. Wo dies nicht geht, können Energiespeicher zur Spitzenleistungskappung eine Lösung sein. Argumente Pro und Contra und die Erfahrungen aus der Nennspannungsumstellung bei der Potsdamer Straßenbahn wurden vorgestellt.

Seit Jahren nimmt die Zahl der informationstechnischen Systeme zu, die neben Komfortfunktionen auch den sicheren Betrieb garantieren müssen. Wie dazu adäquate Prozesse für den gesamten Lebenszyklus implementiert werden und auf welcher Basis dies angemessen möglich ist, wurde im letzten Vortrag des Themenblocks vorgestellt. Anders als beim Nachweis der funktionalen Sicherheit bleibt das IT-Sicherheitsmanagement eine fortwährende Aufgabe über den gesamten Fahrzeuglebenszyklus.

Systeme HKL und Bremse

Umweltfreundliche Kältemittel und Klimaanlage/ Hygienische Bedingungen – Betreibersicht: Instandhaltung, Einhaltung der Hygiene

Detlev Martin, Stuttgarter Straßenbahnen AG
Christoph Hessel, Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV)

Umweltfreundliche Kältemittel und Klimaanlage/ Hygienische Bedingungen – Herstellersicht: Anforderung an die Auslegung, nachhaltige Kühlmittel

Matthias Haigis, Knorr-Bremse GmbH, Business Unit Merak

Sachstand Novellierung der DIN EN 13452 (Bremsen Nahverkehrsfahrzeuge)

Ulrich von Stockhausen, Verkehrs-Aktiengesellschaft Nürnberg

Der vierte Themenblock befasste sich mit zwei wichtigen Subsystemen: Heizen, Lüften, Klimatisieren (HKL) und Bremsen. Beide Systeme sind komplex, zum Teil sicherheitsrelevant und müssen für eine optimale Leistung adäquat geregelt und überwacht werden. Neben Fragen des Energiemanagements spielen bei HKL-Systemen zudem Kühlmittel und nachhaltige Kältetechnologien eine Rolle für den „ökologischen Fußabdruck“.

Zwei Referenten gingen auf die Bedeutung der HKL-Themen in der Konstruktion sowie später in der Instandhaltung ein. Selbst bei einem altbekannten Thema, wie den Bremsen von Nahverkehrsfahrzeugen, galt es über Neuerungen aus der Normung zu berichten.

Podiumsdiskussion rundete die Veranstaltung ab

Bewertung und Entwicklung der Rahmenbedingungen der Verkehrswende

Martin Schmitz, Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV)

Langfristige Energie-Optimale Elektrische Traktion: wo stehen wir, was bringt das fahrleitungslose Fahren (nicht)?

Prof. Arnd Stephan, Technische Universität Dresden

Zum Abschluss der Veranstaltung wurde in einer Podiumsdiskussion das Thema der Stunde aufgegriffen – die Verkehrswende. Sie ist über die politische Förderung hinaus eine ökologische Notwendigkeit, die in der Umsetzung eine hohe Komplexität besitzt. Über Jahrzehnte hat der öffentliche Nahverkehr eher gelernt mit dem Kostendruck und lange Zeit mit sinkender Nachfrage umzugehen, nun besteht die Chance zu Wachstum und zur Ausweitung des Angebots – nicht zuletzt auch bei Straßenbahnen und U-Bahnen. Da Bahnfahrzeuge und -infrastruktur langlebige Anlagen darstellen, ist es nun eine Kernfrage, wie eine technisch-wirtschaftliche Optimierung auf Dauer zu erreichen ist. Die Akzeptanz und Zulassung von großformatigen Neubauvorhaben kann inzwischen nur noch sehr schwierig erreicht werden. Gerade das Thema „Energiespeicher und fahrdrahtloses Fahren“ zeigt, dass häufig Fragen der Stadtarchitektur im Vordergrund stehen und wertvolle klassisch vorhandene Vorteile der an der Fahrleitung betriebenen elektrischen Bahn verspielt werden, was die Betriebsführung unnötig verteuert. Weitere Herausforderungen bestehen in der Digitalisierung und im Abbau bürokratischer Hürden, damit die Verkehrswende „durchstarten“ kann. Trotz der erfreulich deutlich positiven politischen Willensbekundungen, muss die Förderung und Finanzierung des ÖPNV noch novelliert werden.

Zwei Impulsvorträge mit Martin Schmitz und Prof. Arnd Stephan als Referenten führten in das Thema der Podiumsdiskussion „Verkehrswende – und jetzt?“ ein: Wie kann man im ÖPNV-Bahnbetrieb eine höhere Leistungsfähigkeit bei bestehenden Systemen erreichen? Es wurde auch beleuchtet, wo im ÖPNV-Bahnbetrieb die Potentiale und Grenzen liegen. Denn langlebige Fahrzeuge (und Infrastrukturen) bedürfen einer soliden Planung, wenn sie langfristig technisch wie wirtschaftlich erfolgreich sein sollen. Unter der Moderation von Marc Backhaus, Pressesprecher der Leipziger Verkehrsbetriebe GmbH diskutierte ein hochkarätig besetztes Podium:



Bild 4: Prof. Arnd Stephan, Professur für elektrische Bahnen an der TU Dresden bei seinem Impulsvortrag (Foto: Christoph Hessel / VDV)

- Martin Schmitz, Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV)
- Prof. Arnd Stephan, Technische Universität Dresden
- Ulf Middelberg, Leipziger Verkehrsbetriebe GmbH
- Wilfried Eisenberg, Nahverkehr Schwerin GmbH
- Martin Röhrleef, üstra Hannoversche Verkehrsbetriebe AG

Die Podiumsteilnehmer entwickelten den Apell, welche Maßnahmen von den Genehmigungsbehörden und der Politik erwartet werden, um den Prozess „Verkehrswende“ zu unterstützen. Wichtig sind für die Verkehrsbetriebe auch das Vorantreiben der Digitalisierung und die Beherrschung des gesamten Verkehrsangebotes „von Tür zu Tür“ durch intelligente Dienstleistungskonzepte und Marketing. Nahverkehr ist schließlich aus Kundensicht die Summe der Modale vom Fahrrad über Carsharing bis zur U-Bahn – und nur wer diese in der Gesamtheit zu orchestrieren weiß, ist langfristig auf dem Markt erfolgreich. Dabei ist es oft wichtig, unangenehme Entscheidungen konsequent anzugehen – wie zum Beispiel in Schwerin die Übernahme und Gestaltung der Parkraumbewirtschaftung



Bild 5: Die Teilnehmer der Podiumsdiskussion (Foto: Christoph Hessel / VDV)

nicht im klassischen automobilfreundlichen Sinne, sondern im Sinne der Förderung der Nutzung von Bus und Bahn.

Am Ende der Saalveranstaltung, die auf dem Penthouse der alten Leipziger Post angesiedelt war und eine „Location“ mit interessantem Rahmen bot, konnten die Veranstalter auf eine gelungene und abwechslungsreiche Tagung zurückblicken.

Als Abschluss boten die Leipziger Verkehrsbetriebe und die IFTEC GmbH & Co.KG einen Einblick in Ihre Projekte, Aufgaben und Leistungen als Instandhalter für Straßenbahnfahrzeuge. Im IFTEC-Werk in der Bautzener Straße konnten verschiedene Instandhaltungsprojekte besichtigt werden, von der Unfallinstandsetzung bis zur Modernisierung ganzer Flotten.



Ulrich von Stockhausen

ETG FB A2

VAG Verkehrs-Aktiengesellschaft Nürnberg

Rückblick ETG Veranstaltungen

E18 Energiewende und VDE Hochspannungstechnik 2022

8. – 10. November 2022 in Berlin

Vom 08. bis 10. November 2022 fand in Berlin die Fachtagung Hochspannungstechnik statt. Sie ist ein etabliertes Forum für Austausch, Networking und Wissenserweiterung für Anwender und Experten zu allen Gebieten der Hochspannungstechnik. In diesem Jahr stand die Energiewende im Zentrum vieler Beiträge. Nachhaltige Lösungen werden mit sichtbarem Einsatz verfolgt und umgesetzt. Grundsätzlich stellt die Hochspannungstechnik eine Säule der Energiewende dar, denn sie ermöglicht den Ausgleich des regional und zeitlich schwanken-

kenden Angebots an erneuerbaren Energien durch effizienten Energietransport über große Entfernungen. Energiewende bedeutet zukünftig Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität, dies besagen alle wesentlichen Studien. Die Bedeutung der Hochspannungstechnik wird also zunehmen.

Wie ein roter Faden zogen sich die Verzögerungen der Energiewende durch Vorträge, Diskussionen und Pausengespräche; es geht viel zu langsam voran. Das hat zum einen technische



Ursachen, denn das Problem der Speicherung elektrischer Energie bleibt im großtechnischen Maßstab ungelöst. Lösbar aber wären zum anderen die organisatorischen Probleme wie überbürdende Bürokratie (zwei Jahre Bauzeit einer Trasse vs. 14 Jahre Planungszeit) und die politische Konsequenz, sich eindeutig gegen not-in-my-backyard-Bewegungen zu stellen. Schockierend klar wurde, dass selbst bei Lösung der technischen, organisatorischen und politischen Probleme die Fachkräfte fehlen, um die Wende durchzusetzen. Studienanfängerzahlen sind an allen Universitäten und Hochschulen gering bis rückläufig – eine düstere Perspektive.

Netzausbau, Ersatz von SF₆ und Supraleitung waren Themen der Keynote Speaker. Die eingereichten Beiträge reichten von Technologien wie HV-DC über Mittelspannungs-DC und Diagnostik und Asset Management bis zu vermehrten Beiträgen zur Elektromobilität. Feldberechnungen und Isolationskoordination, als fester Teil der Hochspannungstechnik, finden nun hier ihre Anwendung. In vielen Beiträgen wurden Energiekabel betrachtet, z. B. unter dem Aspekt der Teilentladungsmessung bei DC. Dies zeigt das weite Spektrum, welches die Hochspannungstechnik inzwischen abdeckt. Nach den Vorträgen kam es oft zu offenen und engagierten Diskussionen, ein echter Mehrwert der Fachtagung.

Der Rahmen der Fachtagung gab eine exzellente Möglichkeit zum Networking zwischen den Teilnehmern. Dies wurde wie immer sehr rege für fachliche und soziale Gespräche genutzt. In dieser fokussierten, trotzdem kreativen und entspannten Atmosphäre sind so sicher einige neue, spannende und zukunftssträchtige Ideen entstanden, von denen auf den zukünftigen Tagungen mehr zu hören sein wird.

Mit mehr als 300 registrierten Teilnehmern lag die Konferenz auf ähnlichem Niveau wie die bisherigen Veranstaltungen. Die sehr hohe Beteiligung zeigt klar, dass nach den Covid-19-Beschränkungen der letzten Jahre ein Nachholbedarf besteht. Viele Teilnehmer stiegen in den Pandemie Jahren in die Branche ein und waren zum ersten Mal dabei. Andererseits waren die nur 73 eingereichten Beiträge ein Tiefststand. Als einen möglichen Grund vermutet der Programmausschuss auch hier Nachwirkungen der Covid-Eindämmungsmaßnahmen.

Die nächste Fachtagung Hochspannungstechnik plant der ETG Fachbereich Q2 für den November 2024 wieder in Berlin.

In den folgenden Abschnitten werden einige Ergebnisse der Fachvorträge und Tutorials vorgestellt.

Energiekabel

Energiekabel bildeten aufgrund der weltweit einzigartigen HVDC-Projekte und dem grundsätzlichen Kabelvorrang in Deutschland einen wesentlichen Schwerpunkt der Veranstaltung.

Technische Eigenschaften und Umweltaspekte von Polypropylen-isolierten Mittel- und Hochspannungskabeln stellte Prof. Uwe Schichler, Technische Universität Graz, dar. Hochspannungskabel werden heute nahezu ausschließlich mit dem Isolierstoff vernetztes Polyethylen VPE hergestellt. Allerdings verlangt VPE einen hohen Energieaufwand bei der Herstellung und kann nur eingeschränkt recycelt werden. Polypropylen PP scheint vergleichbare oder bessere technische Eigenschaften, deutlich geringere klimawirksame Emissionen bei der Kabelherstellung und eine sehr gute Recyclingfähigkeit aufzuweisen. Zudem erlaubt Polypropylen eine maximale Betriebstemperatur von 110 °C. Eingesetzt wird dieser Isolierstoff bisher bei Mittelspannungskabeln in Italien und den Niederlanden. PP-Kabel sind darüber hinaus für Spannungen von bis zu 150 kV bei Wechselspannung in Betrieb und werden voraussichtlich bei den aktuellen HVDC-Kabelprojekten in Deutschland eingesetzt. Bisher gibt es keine Installation in Deutschland.

Gasisolierte Leitungen mit Druckluft als Isoliermedium wurden durch Dr. Holaus, Schweiz, als „Pressurized Air Cables“ vorgestellt. Diese – zwar nicht neue – Idee ermöglicht den Ersatz von SF₆ und soll weitere Vorteile mit sich bringen: geringere Impedanz, reduzierte Verluste, einfacherer Betrieb. Verschiedene Tests beweisen die Einsetzbarkeit momentan bis 145 kV und 2.500 A. Eine Anwendung wäre der Ersatz von Hochspannungs-Freileitungen in Wohngebieten oder von SF₆-gefüllten Leitungen.

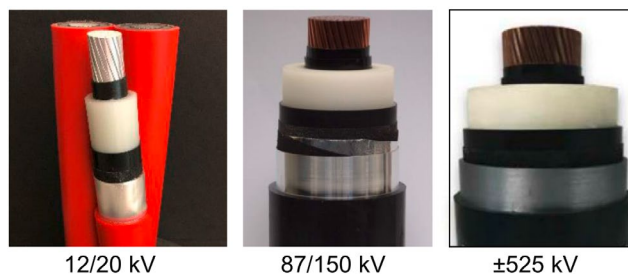


Bild 1: Polypropylenkabel unterschiedlicher Betriebsspannungen [1]

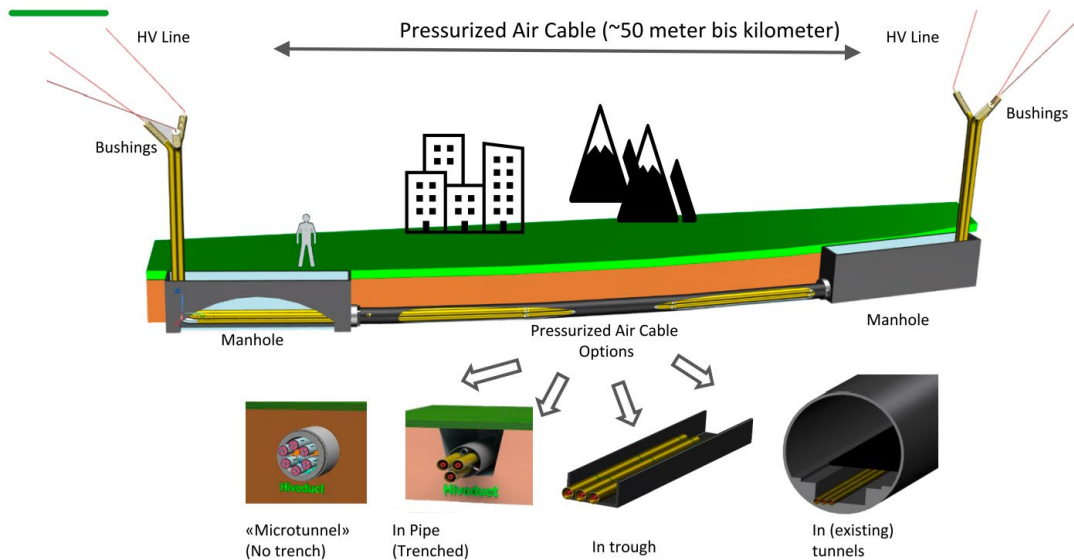


Bild 2:
Installationsbeispiel
und Verlegearten
eines Pressurized Air
Cable [1]

Alternative gasisolierte elektrische Betriebsmittel

Für SF₆-isolierte Betriebsmittel insbesondere Schaltanlagen wird die neue F-Gase VO mit Spannung erwartet, die eine weitere Stärkung klimafreundlicherer Alternativen bringen soll. Die außerordentliche Wirksamkeit von Schwefelhexafluorid SF₆ als Treibhausgas zwingt Politik, Hersteller und Anwender zum Handeln. Der aktuelle Entwurf der F-Gase-Verordnung sieht einen beschleunigten Ausstieg differenziert nach Spannungsebenen vor. Auf Hersteller und Anwender kommen große Herausforderungen zu, diesen sicheren Übergang zu bewältigen. Dr. Bernhard Lutz stellte den neuen VDE FNN Hinweis „SF₆-freie Betriebsmittel in der Energieversorgung“ vor. SF₆-freie Produkte für den Mittelspannungsbereich sind seit 2004 verfügbar, für Hochspannung seit etwa 10 Jahren. Dies umfasst gasisolierte Schaltanlagen bis 145 kV, Leistungsschalter bis 145 kV und 3.150 A Nennstrom bzw. 40 kA Ausschaltstrom, Wandler bis 420 kV, GIL bis 420 kV und 5.000 A Nennstrom, siehe Bild 3. Die Broschüre soll den Anwendern den Einstieg in das Thema erleichtern und gibt Ihnen einen Überblick über die derzeitigen Alternativ-Technologien, und deren Verfügbarkeit und Produktreife, differenziert nach Spannungsebenen. Die Veröffentlichung der Broschüre ist noch für 2022 geplant.

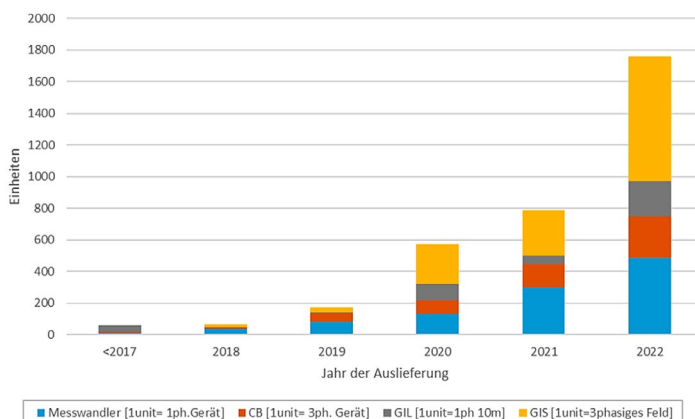


Bild 3: Kumulierte Anzahl an ausgelieferten Einheiten von SF₆-freien Alternativen [1]

Andererseits merkten Teilnehmer der Fachtagung an, dass der Anteil der klimawirksamen Emissionen von SF₆ nur 0,03 % beträgt, [2]. Zudem müsse für eine Umweltbilanz nicht nur die Gasfüllung betrachtet werden, sondern die Gesamtemissionen über die Lebensdauer. Die Gesamtemissionen von Ersatzprodukten liegen unter Umständen auf demselben Niveau wie bei SF₆-gefüllten Betriebsmitteln, da größere Abmessungen nötig werden.

Prüfen, Diagnostik und Monitoring

Im traditionell stark vertretenen Themenkomplex Prüfen, Diagnostik und Asset Management betrafen viele Veröffentlichungen die Teilentladungsmessung, insbesondere bei Gleichspannung. Auch der Weiterbetrieb herkömmlicher Betriebsmittel im fluktuierenden Stromnetz der Energiewende fand große Aufmerksamkeit. Aus dem Forschungsprojekt AHtra mit 36 Projektpartnern und mehr als 3.500 Transformatoren stellte Herr Niklas Schmidt Statistiken zum Alterungs- und Ausfallverhalten von Leistungstransformatoren in der DACH-Region vor. Bild 4 zeigt einen berechneten Lebensdauerverbrauch als Funktion der Betriebsjahre. Im Rahmen der statistischen Sicherheit kann keine klassische Badewannenkurve erkannt werden. Erklärt wird dieses Ausfallverhalten mit der effektiven

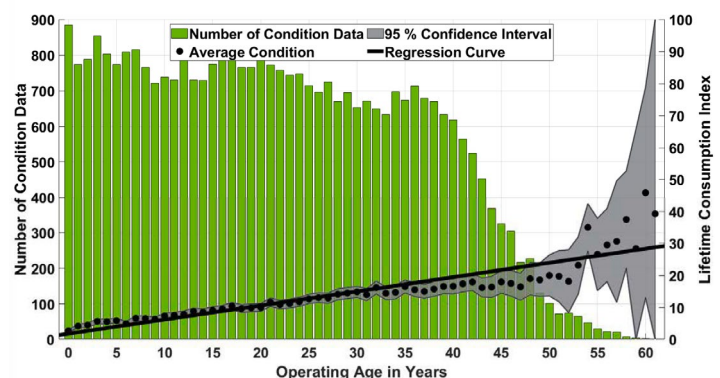


Bild 4: Alterung von Transformatoren [1]

Werksprüfung, die Frühausfälle verhindert, und der geringen Belastung von Netztrafos, weswegen diese eher wegen geänderter Netzbedingungen ausgesondert werden als aufgrund von Alterung.

Tutorials von CIGRE-Arbeitsgruppen

Große Aufmerksamkeit fanden die Tutorials von CIGRE-Arbeitsgruppen, welche am ersten Veranstaltungstag präsentiert wurden. Prinzipiell sind alle Arbeitsgruppen der CIGRE angehalten, ihr erarbeitetes Wissen durch Tutorials an die Fachcommunity weiterzugeben. Bei der Fachtagung Hochspannungstechnik präsentierten Leiter oder Mitglieder der Arbeitsgruppen 6 Tutorials in zwei parallelen Sessions. Themen waren: Isoliersysteme bei kryogenen Temperaturen, On-site-Zusammenbau und Reparatur von Transformatoren, Prüfungen an Kabeln nach der Verlegung, Betriebsmittel bei Spannungen oberhalb U_m , elektrische Performance SF_6 -freier Gase sowie TE-Messung bei Gleichspannung, *Tabelle 1*. Die wesentlichen Arbeitsergebnisse der CIGRE-Arbeitsgruppen können als technische Broschüren bei www.e-cigre.org heruntergeladen werden, für CIGRE-Mitglieder ist dieser Service sogar kostenlos.

Literatur

- [1] Tagungsband „VDE Hochspannungstechnik“, ETG-Fachbericht 169, VDE-Verlag, 2022
- [2] Pressemitteilung „VDE FNN forciert Übergang zu klimaschonenden Schaltanlagen mit SF_6 -freien Technologien“, online abgerufen am 23.11.2022 unter <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/sf6-freie-technologien>
- [3] Tutorial der CIGRE WG D1.63 „Partial Discharge Detection under DC Stress“, Paris, 2022



Prof. Dr.-Ing. Maik Koch,
Hochschule Magdeburg-Stendal,
stellvertretender Vorsitzender des ETG
Fachbereichs Q2 Werkstoffe, Isoliersysteme,
Diagnostik



Quelle: VDE



Quelle: VDE



Quelle: VDE

Kriterium	AC-Teilentladungen	DC-Teilentladungen
Impulsform	Gleich bei AC und DC	
Impulshäufigkeit	Häufig	Selten
TE-Einsatzspannung	Niedrig	Hoch
Impulsausbreitung	Gleiche Ausbreitungsmechanismen bei AC und DC	
Entstörung	Phasenbezug ermöglicht erkennen von Störern	Phasenbezug fehlt, andere Methoden nötig
Darstellung	Phasenaufgelöste Muster (PRPD)	Impulse über Zeit oder Puls-Sequenz-Analyse (PSA)
Analyse	Großer Erfahrungsschatz	Geringe Erfahrungen, schwierige Unterscheidung von Defekten

Tabelle 1:
Unterschiede und Gemeinsamkeiten bei AC- und DC-Teilentladungsmessung, [3]



© Franz Metelec / Fotolia

Rückblick ETG Veranstaltungen

E19 Netzregelung und Systemführung:

Transformation der Stromversorgung – Netzregelung und Systemstabilität

14. ETG/GMA Fachtagung am 28.–29. September 2022 in Leipzig

Die 14. Fachtagung des ETG/GMA Fachausschusses „Netzregelung und Systemführung“ fand am 28. und 29. September 2022 im Pentahotel Leipzig statt. Nachdem im letzten Jahr eine verkürzte Online-Tagung mit Fokus auf Umrichteranlagen stattfand, wurde die reguläre Fachtagung in diesem Jahr mit einem breiteren Themenspektrum durchgeführt.

Durch die zunehmend volatile und dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird sowohl die Regelung als auch der Betrieb des elektrischen Energiesystems zunehmend komplexer. Die Volatilität erschwert die Frequenzhaltung, so dass kurzzeitige und langfristige Flexibilität, z.B. in Form von Speichern, relevanter werden. Aber auch die Regelung der Anlagen, darunter Erzeugungsanlagen, Speichertechnologien und Lasten zur Erbringung von Momentanreserve und Regelleistung gewinnt an Bedeutung. Die dezentrale Einspeisung in das Verteilnetz wiederum erfordert neue Technologien, wie beispielsweise netzbildende Umrichterregelungen. Bestehende Konzepte zur Spannungshaltung bzw. zum Blindleistungsmanagement müssen diskutiert werden. Dabei ist die Integration neuartiger Betriebsmittel und die abgestimmte Regelung von dezentralen Erzeugungsanlagen erforderlich. Auf der anderen Seite bedingt der Zubau verbraucherferner zentraler Erzeugungsanlagen weiträumige Übertragungen, die eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes und den Einsatz von Hochspannungs-Gleichstromübertragungen erfordern. Im Zuge der jüngeren Erfahrungen mit System Splits im europäischen Verbundsystem sind auch die Beherrschung von kritischen Netzzuständen und der Netzwiederaufbau wichtige Themen. Mit all diesen Herausforderungen steigen die Anforderungen an die Modellierung und Simulation des elektrischen Energiesystems.

Es gibt vielfältige Ansätze und Forschungsarbeiten, um den genannten Herausforderungen zu begegnen. Während der Fachtagung wurden dem interessierten und diskussionsfreudigen Fachpublikum in insgesamt 18 Vorträgen wichtige Er-

kenntnisse aus Forschung und Industrie präsentiert. Eröffnet wurde die Fachtagung von der Tagungsleiterin Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson. In der Begrüßung adressierte Frau Hanson die vielen Herausforderungen in Netzbetrieb und Netzregelung und bedankte sich bei den Mitgliedern des Fachausschusses für die Erarbeitung des Programms. Insbesondere wurde Herr Prof. Dr.-Ing. Harald Weber für seine langjährige Mitarbeit im Fachausschuss und besonders auch für die Leitung des Gremiums in den letzten sechs Jahren hervorgehoben.

In der Keynote, die Herr Marvin Kaiser von der Amprion GmbH aufgrund eines Krankheitsfalls kurzfristig übernommen hatte, wurden insbesondere die Herausforderungen der Energietransformation für die Systemführung vorgestellt. In den anschließenden sechs Sessions wurden Beiträge aus aktueller Forschung, industrieller Praxis, Pilotprojekten und der Regulierung vorgestellt. Vertreten waren Beiträge von Verteilnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern, Herstellern, der Wissenschaft und Verbänden. Die Abendveranstaltung fand im Restaurant Felix im lebendigen Haus mit eindrucksvoller Aussicht statt und bot weiteren Raum zum Austausch und zum Netzwerken.

Wir bedanken uns bei allen Vortragenden, den Sitzungsleitern, dem interessierten Publikum und den Mitgliedern des Fach- und Programmausschusses und der ETG für diese gelungene Veranstaltung.



Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Technische Universität Darmstadt
Elektrische Energieversorgung unter Einsatz
erneuerbarer Energien
Vorsitzende ETG FA V2.1



Rückblick ETG Veranstaltungen

E20 7. ETG Fachtagung STE2022

Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)

+ Tutorial „Grundlagen der Sternpunktbehandlung“

Summary

Vom 11.–13. Oktober 2022 fand im Neckar Forum in Esslingen die 7. ETG Fachtagung zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH) statt. Die Fachtagung richtete sich an Fachexpertinnen und -experten der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber, der Industrie und der Wissenschaft, die sich mit der Sternpunktbehandlung und deren Auswirkung auf den Netzbetrieb, sowie mit Erdungssystemen befassen. Die Veranstaltung konnte nach zwei vergangenen Webkonferenzen nunmehr wieder in Präsenz stattfinden. Sie war, neben bewährten Bestandteilen wie 33 Fachvorträgen, eine begleitende Poster-Session und vielen namhaften Ausstellern, durch neue Formatimpulse, wie zum Beispiel einem

vorangestellten Tutorial zu den Grundlagen der Sternpunktbehandlung, gekennzeichnet.

Die traditionell gute Zusammenarbeit der deutschen, österreichischen und schweizerischen Fachgremien, sowie die Unterstützung durch die Fachverbände dieser Länder, ermöglichten es dem Programmausschuss ein anspruchsvolles und aktuelles Programm zu erstellen. Dabei wurde gezielt auf das Format aufgebaut, dass Grundlagen in einem vorangestellten Tutorial vermittelt wurden und sich die Referenten auf die spezifischen Inhalte ihrer Beiträge konzentrieren konnten. Ebenso wurde, durch eine gezielte Diskussionsrunde am Ende jedes Themenblocks, ein übergreifender Dialog geschaffen, welcher durch ein online F&A-Tool ergänzend unterstützt wurde.

Durch eine optimale Integration der Poster-Session in die Messe der begleitenden Industriepartner, kam es auch in den Pausen, sowie im gemeinsamen Get-Together, zu zahlreichen intensiven Diskussionen zwischen den Teilnehmenden, den Autoren und Autorinnen sowie den Ausstellenden.

Der Teilnehmerkreis der Fachtagung setzte sich aus ca. 50 % Netzbetreiber, 25 % Hersteller und Industrie, 13 % Dienstleistungsunternehmen und 10 % Wissenschaft zusammen. Die Beweggründe für den Besuch waren breit gestreut und beinhalteten, neben dem Interesse an neuen Vorgaben, Richtlinien und Technologien auch aktuelle Erfahrungen aus Umsetzungsprojekten sowie neue Erkenntnisse zur Erdschlussortung und zu Erdungssystemen. Besondere Aufmerksamkeit wurde vor allem aktuellen Forschungsthemen, wie zum Beispiel der Zuhilfenahme von künstlicher Intelligenz zur Erdschlussortung oder dem Thema Wechselrichter im Nullsystem, gewidmet.





Motivation und inhaltlicher Fokus

Die Energiewende hat den Ausbau und die Rolle der Übertragungs- und Verteilnetze drastisch verändert. Das Verhalten eines Energieversorgungsnetzes bei einpoligen Fehlern hängt im Wesentlichen von der Art der Sternpunktbehandlung ab, welche oft als gegeben vorausgesetzt wird und deren Auswirkungen oftmals vernachlässigt werden. Tatsächlich stellt die Sternpunktbehandlung jedoch einen wichtigen Aspekt beim Aus- und Umbau der Netze dar, im Besonderen unter Berücksichtigung der zunehmenden Verkabelungsgrade in den Mittelspannungsnetzen.

Die Tagung zeigte daher den aktuellen Stand der Sternpunktbehandlung auf, stellte an Hand von Ausführungsbeispielen den Bezug zur Praxis her und führte mögliche Perspektiven auf. Dies erfolgte in insgesamt 8 Themenblöcken, in denen die Auswirkung der zunehmenden Verkabelung und die Anforderungen an Erdungssysteme aufgezeigt, sowie Neuentwicklungen für Betriebsmittel als auch innovative Verfahren und neue Methoden zur Erdschlusslokalisierung und Sternpunktbehandlung vorgestellt wurden. Im Themengebiet neuer Methoden wurde eindrucksvoll aufgezeigt, dass die künstliche Intelligenz im Bereich der Erdschlusslokalisierung wegweisendes Zukunftspotential besitzt und dass sich, neben den bereits bekannten Ansätzen der Reststromkompensation, durch eine Hard- und Softwareadaptierung von direkt gekoppelten Wechselrichtern, die auch ein Regeln im Nullsystem ermöglichen, absolut neue Möglichkeiten in der Sternpunktbehandlung ergeben können.

Tutorial und Vortragsblöcke

Am Nachmittag des 11. Oktober wurde der Fachveranstaltung erstmals ein *Tutorial* vorangestellt, in dem den Teilnehmenden die Grundlagen der Sternpunktbehandlung und der Erdungssysteme, sowie dazugehörige Berechnungs- und Ordnungsverfahren, nähergebracht wurden. Das Tutorial fand sehr großen Zuspruch und wurde von ca. 60 % der Teilnehmenden der Fachtagung besucht.

Am 12. Oktober lag der Fokus zu Beginn der Veranstaltung auf zwei neuen Veröffentlichungen zur Sternpunktbehandlung. Dies waren der VDE Impuls „[Erdschluss-Reststrom in Mittelspannungsnetzen](#)“, der dem Anwender eine Handlungsemp-

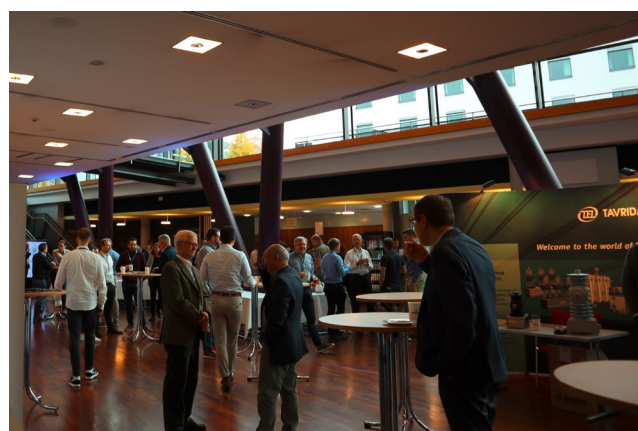
fehlung für die Handhabung von großen kapazitiven Netzsegmenten gibt, und der „Leitfaden zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)“, welcher just in time zur Veranstaltung als ETG Fachbericht 167 erschienen ist (s. auch S. 65).

Im weiteren Verlauf des Tags wurden aktuelle Problemfelder aufgezeigt sowie dazu passende, mögliche Lösungsansätze präsentiert und mit den Fachexperten und Fachexpertinnen diskutiert. Dazu zählten u. a. das Löschverhalten kleiner 110-kV-Netzsegmente aber auch die Problematik von Ferroresonanzen oder die Notwendigkeit schneller und stabiler Regelalgorithmen in der Erdschlusskompensation.

Im Block vor der Poster-Session wurden neue Methoden zur Fehlerlokalisierung vorgestellt. Diese wurden dabei eindrucksvoll den Möglichkeiten moderner, IT-gestützter, nicht konventioneller Methoden gegenübergestellt, die auf künstlicher Intelligenz aufbauen. Dabei zeigte der angeregte Austausch am Ende dieses Blocks, dass seitens der Teilnehmenden großes Interesse an diesen neuen Möglichkeiten besteht.

Die Poster-Session, die durch die Teilnehmenden sehr aufmerksam besucht wurde, war durch ausgeprägte Diskussionen gekennzeichnet. Diese waren auch noch lange, über die geplante Dauer der Poster-Session hinaus, anhaltend.

Der Vormittag des 13. Oktobers war den Erdungssystemen gewidmet. Dabei wurden verbundene Erdungssysteme in Mittelspannungsnetzen und die Anforderungen an diese betrachtet, mögliche Funktionen von Kabelschirmen aufgezeigt und Fragestellungen wie „Ist das Netz noch sicher?“ oder „Glo-





bales Erdungsnetz – ab wann?“ erörtert. Abgerundet wurde dieser Block durch eine Gegenüberstellung unterschiedlicher Mess-Methodiken bei einer Erdkurzschlussprüfung.

Auf Grund der vielen aktuellen Fragen rund um den Netzbetrieb wurden diesem Thema, sowie den damit verbundenen Herausforderungen zwei aufeinander folgende Blöcke gewidmet. Diese adressierten unter anderem betriebliche Herausforderungen im Erdschlussfall, hinterfragten das Schaltvermögen von Trennschaltern bei zunehmender Verkabelung und thematisierten die kapazitive und induktive Beeinflussung bei 1-poligen Fehlerbildern. In diesen Blöcken wurden ebenso unterschiedliche Sternpunktumstellungsprojekte und Erkenntnisse daraus vorgestellt und damit verbundene Probleme, wie z. B. Fehlmessung des Distanzschutzes erklärt.

Der achte und finale Block erweckte bei den Teilnehmern abermals ungeteilte Aufmerksamkeit, denn in diesem wurden die Möglichkeiten moderner Halbleitertechnik, in Verbindung mit der Sternpunktbehandlung, aufgezeigt. Die Beträge behandelten eine aktive Reststromkompensation sowie einen völlig neuartigen Ansatz der Erdschlusskompensation mittels „virtueller“ Impedanz im Nullsystem. Für den zweiten Beitrag sind aber noch weiterführende Forschungsarbeiten erforderlich.

Unterlagen

Neben der Downloadmöglichkeit der Präsentationsfolien für die Teilnehmenden kann auch ein Tagungsband bezogen werden,

den, welcher unter der ISBN 978 3 8007 5992 7 (CD-ROM) oder der ISBN 978 3 8007 5993 4 (E Book) erhältlich ist. Bei weiteren Fragen zur Tagung oder zu den Tagungsunterlagen wenden sie sich bitte an die ETG Geschäftsstelle (etg@vde.com).

Ausblick

Die nächste Fachtagung zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH) ist, abhängig von den zukünftigen Herausforderungen, für 2024 bzw. 2025 geplant. Die spannende Entwicklung der Energiewende mit ihren vielen neuen Facetten, aber auch aktuelle und neue Forschungsergebnisse sowie technologische Neuerungen und die Berücksichtigung des Teilnehmer-Feedbacks zur STE2022, lassen bereits heute eine interessante zukünftige Veranstaltung erwarten.

Bilder: VDE



Oliver Skrbinjek,
Energienetze Steiermark GmbH



E21 Leitfaden zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)

Herausgegeben von: Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG)

ETG Arbeitskreis „Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV“

Die Sternpunktbehandlung in den Mittel- und Hochspannungsnetzen (bis einschließlich 110 kV) ist nur oberflächlich betrachtet scheinbar unbeeinflusst von den Entwicklungen der letzten Jahre. Die Energiewende und die Umstrukturierung der Netze in Europa fordern neue Konzepte des Netzbetriebes und damit Anpassungen der Verfahren der Sternpunktterdung.

Betriebsmittel, Erzeuger- und Verbraucherstrukturen implementieren zunehmend leistungselektronische Bauelemente, die zur Verzerrung der Netzspannungen bzw. zu Oberschwingungen in Spannungen und Strömen führt. Diskussionen über die Ursachen und Folgen werden in Fachgremien und bei Verteilnetzbetreibern kontrovers diskutiert. Viele Forschungsarbeiten wurden innerhalb dieser Themenstellungen bearbeitet und publiziert.

Darüber hinaus hat die Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen bei Wegfall großer Kraftwerke reduzierte Kurzschlussleistungen im Netz zur Folge. Geänderte Netzstrukturen und neue Herausforderungen (zum Beispiel Inselnetzbildung) führen zu neuen Erfordernissen und Denkansätzen. Zunehmend werden Freileitungen durch Kabel ersetzt. Neue Leitungstrassen werden im Mittelspannungsnetz fast ausschließlich, im Hochspannungsnetz zu einem großen Anteil mit Kabelsystemen realisiert. Die unterschiedliche Ausprägung wesentlicher Parameter von Freileitungen und Kabel haben einen entscheidenden Einfluss auf der Auswahl der Sternpunktbehandlung.

Innerhalb dieses Leitfadens werden auf der Basis einer grundlegenden Gegenüberstellung die Arten der Sternpunktbehandlung und Aspekte der Auswahl formuliert. Dabei sind die Einflussfaktoren der derzeitigen und perspektivischen Netzentwicklung in der Schweiz, Österreich und Deutschland (D-A-CH) berücksichtigt. Es werden Fragen der Personensicherheit, der Bemessung von Schalt-

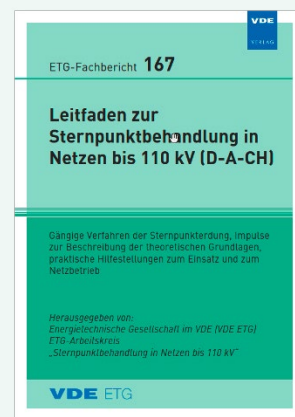
und Erdungsanlagen sowie der Fehlerortung bzw. Fehlerklärung vorgestellt. Aspekte der modernen Netzführung und Entwicklungstendenzen gehen dabei in die Betrachtung ein. Spezifischen Themen, die insbesondere im Zuge aktueller Fragestellungen interessieren und diskutiert werden, wurde in einem Frage- und Antwortteil gesondert Raum gegeben.

Der Leitfaden ist besonders für Ingenieurinnen und Ingenieure geeignet, die in Unternehmen der Netzbetreiber, der Errichtung von Schaltanlagen und der Betriebs- und Netzführung tätig sind. Er gestattet einen detaillierten Überblick über die gängigen Verfahren der Sternpunktterdung, gibt Impulse zu Beschreibung der theoretischen Grundlagen und liefert praktische Hilfestellungen zum Einsatz und zum Netzbetrieb.

Am Leitfaden haben Expertinnen und Experten aus der Schweiz, aus Österreich und aus Deutschland mitgewirkt und ist das Ergebnis einer langjährigen und erfolgreichen Tätigkeit des ETG Arbeitskreises „Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV“. An dieser Stelle sei den Mitwirkenden recht herzlich gedankt.

Link zum Leitfaden:

<https://www.vde-verlag.de/buecher/455970/etg-fb-167-leitfaden-zur-sternpunktbehandlung-in-netzen-bis-110-kv-d-a-ch.html>



Rückblick ETG Veranstaltungen

E22 Trend zu hohen Leistungsdichten

Tagung Innovative Kleinantriebs- und Kleinmotorentechnik IKMT 2022 – ein Rückblick

Die IKMT 2022 – diesmal gemeinsam veranstaltet von der GMM, der Johannes Kepler Universität Linz und dem Linzer Kompetenzzentrum für Mechatronik LCM – rückte die elektrischen Kleinantriebe und Kleinmotoren sowie damit zusammenhängende Themengebiete in den Blickpunkt. 160 Tagungsgäste trafen sich hierzu vom 13. bis 15. September in Linz.

Elektrische Kleinantriebe und Kleinmotoren arbeiten meistens im Verborgenen: in Fahrzeugen, in Haushalten, in Büros, im Gewerbe, in der industriellen Produktion sowie in vielen anderen Einsatzgebieten. Sie unterstützen uns bei zahlreichen Aufgaben des täglichen Lebens, bringen uns Komfort und Sicherheit und automatisieren aufwändige Prozesse und Abläufe. Eine große Bühne oder große mediale Aufmerksamkeit wird ihnen jedoch in der Regel nicht zuteil, ganz im Gegensatz zu Traktionsantrieben moderner Elektrofahrzeuge. Dabei verrichten alleine in einem Personenkraftwagen der oberen Mittelklasse typischerweise 100 bis 150 Kleinantriebe meist unbemerkt ihren Dienst. Viele andere Anwendungsgebiete weisen ebenso erstaunlich hohe Einsatzzahlen auf.

Im Rahmen der IKMT 2022 konnten sich die Tagungsgäste über die neuesten Ergebnisse aus F&E-Arbeiten informieren, neue Anregungen holen, Kontakte knüpfen und sich mit Expertinnen und Experten austauschen. Mehr als die Hälfte der Teilnehmerinnen und Teilnehmer kam aus der Industrie, ein bemerkenswerter und erfreulich hoher Anteil. Begleitend zu den 60 Fachvorträgen und Posterpräsentationen aus Wissenschaft und Industrie wurden von 18 Ausstellern neue Produktideen und innovative Anschauungsmuster vorgestellt. Hierbei waren sowohl der OEM- als auch der Zulieferbereich eindrucksvoll vertreten. Weitere Highlights waren die Werksführung in der voestalpine, bei der der Hochofen und die Elektrobandfertigung besichtigt werden konnten sowie eine Labtour durch die Antriebstechnik-Forschungsstätten der JKU und des LCM.



Bild 1: Plenum im gut gefüllten Hörsaal 2 der JKU

Drei Hauptsponsoren – die BMW Group Werk Steyr, KEBA und voestalpine – unterstützten die Durchführung und Finanzierung der Tagung und das damit verbundene fachliche und gesellschaftliche Rahmenprogramm. Zusätzlich wurde die Tagung durch das COMET-K2 Center des LCM, das durch die österreichische Bundesregierung und das Bundesland Oberösterreich gefördert wird, unterstützt.

Die Themen und Fachbeiträge der Tagung gestalteten sich sehr vielfältig und informativ. So wurden nicht nur aktuelle wissenschaftliche Entwicklungen und Erkenntnisse zu Synchron-, Asynchron- und Gleichstromantrieben vorgestellt, sondern auch Neuerungen und Besonderheiten im Bereich der Antriebskomponenten, Steuerungen und Werkstoffe. Einen weiteren Schwerpunkt bildeten neuartige, sehr vielversprechende Methoden und Herangehensweisen im Entwurf und bei der Optimierung von elektrischen Antriebssystemen.

Mehrzieloptimierung und multi-kriterielle Entscheidungsfindung

In vielen der präsentierten Entwicklungen war ein Trend zu hohen Leistungsdichten, gepaart mit Forderungen nach exzellenter Motorperformance, geringem Energieverbrauch, reduziertem Materialeinsatz sowie niedrigen Herstellkosten erkennbar. Mehrzieloptimierungen und Entscheidungsfindungsmethoden für multi-kriterielle Problemstellungen spielen hierbei eine entscheidende Rolle. Insbesondere wenn man in die physikalischen Grenzbereiche der elektrischen Antriebe vordringen oder treffgenaue Vorhersagen des Betriebsverhaltens erzielen will, genügt es nicht mehr, in der Simulation und Optimierung auf Standard-Modelle zuzugreifen.

Immer wichtiger werden hochpräzise Modelle, die das physikalische Verhalten der betriebsbestimmenden Komponenten und verwendeten Werkstoffe möglichst exakt widerspiegeln. Hierzu zählen beispielsweise Nachbildungen des thermischen

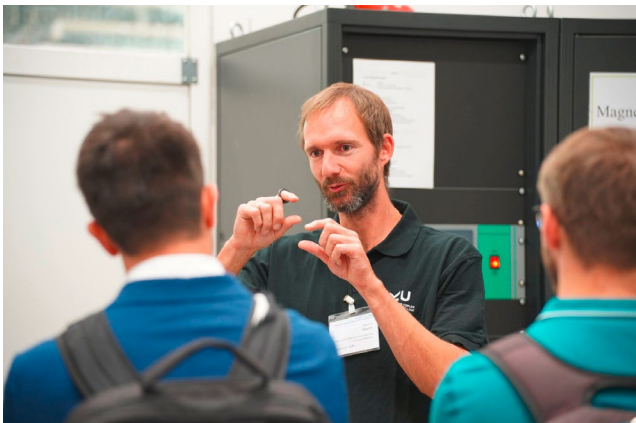


Bild 2: Dr. Marth (JKU), erläutert die Magnetisierungseinrichtung

Betriebsverhaltens der Maschine und ihrer temperaturkritischen Teile oder auch die Veränderungen der Materialcharakteristik von Elektroblechen durch äußere Beeinflussungen. Solche können insbesondere bei feingliedrigen Strukturen beispielsweise durch die mechanische Bearbeitung, den Druck infolge des Fügens in das Statorgehäuse oder durch Fliehkräfte auf den Rotor im Hochdrehzahlbetrieb hervorgerufen werden.

Darüber hinaus ist besonders in Hinblick auf eine hochqualitative Fertigung die Robustheit des optimierten Designs gegenüber Fertigungstoleranzen von größter Bedeutung. In erster Linie betrifft dies Toleranzen von geometrischen Designparametern, Toleranzen der Materialeigenschaften, aber auch die Sensitivität des Antriebs gegenüber äußeren Einflussgrößen. Solche und weitere vorgestellte Betrachtungen waren ebenfalls Inhalt der Tagung und gaben Einblick in wissenschaftlich untersuchte Lösungsansätze.

KI-Methoden zunehmend wichtig

Aus einigen Beiträgen wurde auch ersichtlich, dass KI-Methoden, wie Anwendungen von neuronalen Netzen, Machine-Learning-Algorithmen oder Deep Learning Ansätze, vorzugsweise gepaart mit Expertenwissen, immer mehr an Bedeutung gewinnen – sei es bei der Parametrierung von thermischen Modellen, der Findung optimaler Designs, der Echtzeit-Parameterschätzung in Mikrocontroller-Anwendungen oder bei der sensorlosen Zustandsüberwachung der Maschine, um nur einige Beispiele zu nennen. Diesen aktuellen Entwicklungen kommt zugute, dass sich eine sehr hohe Anzahl von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern aus der Informatik mit der Weiterentwicklung und Verbesserung der Leistungsfähigkeit von KI-Methoden beschäftigt. Die elektrische Antriebstechnik kann dabei von der Mächtigkeit solcher entwickelten Algorithmen profitieren. Dies gilt umso mehr für hybride Ansätze, bei denen das zusätzliche Einbetten von klassischem Expertenwissen aus der elektrischen Antriebstechnik die Effektivität erfahrungsgemäß nochmals deutlich steigern kann.

Die Tagung beinhaltete noch viele weitere Themenstellungen und Beiträge, die neue Entwicklungstendenzen erkennen lassen. Als Beispiel können kostenoptimierte Magnetlagerausführungen genannt werden, die vermehrt in Hochdreh-

zahlenwendungen Einsatz finden und dort im Vergleich zu mechanischen Wälz- oder Gleitlagerlösungen zu deutlichen Leistungssteigerungen führen. Einsatzbereiche solcher magnetischen Lagerungen findet man beispielsweise in Garnspinnindirektantrieben. Auffallend ist, dass die Zahl der zur Magnetlagertechnik eingereichten Publikationen im Vergleich zur letzten Tagung deutlich gestiegen ist. Ein Indiz für die erhöhte Aufmerksamkeit, die diesem Entwicklungsfeld zwischenzeitlich zukommt.

Schnell schaltende Inverter, die auf neue SiC- oder GaN-Leistungshalbleitertechnologien aufsetzen, stellen stark erhöhte Anforderungen an die Spannungsfestigkeit der Maschinenwicklungen. Es ist daher nötig, die Eigenschaften der Cu- bzw. Al-Lackisolation zu verbessern, was bei Flachdrähten eine deutlich größere technische Herausforderung als bei Runddrähten darstellt. Auch diesem aktuellen Thema, das sich nicht nur auf Antriebe kleiner Leistung beschränkt, galt das Augenmerk der Tagung.

Dieser Rückblick zur IKMT 2022 spiegelt lediglich einen kleinen Auszug aus dem Tagungsprogramm wider. Wer sich einen detaillierteren Einblick in die behandelten Themengruppen und Beiträge verschaffen möchte, kann sich online informieren: www.ikmt-tagung.de.

Der begleitende Tagungsband ist in elektronischer Form bei der Geschäftszentrale der GMM erhältlich. Bei Interesse wenden Sie sich bitte an den Geschäftsführer, Herrn Dr. Ronald Schnabel.

Bilder: LCM/Pecksteiner

*o. Univ.-Prof. DI Dr. sc. techn. Wolfgang Amrhein
Johannes Kepler Universität, Linz*



Bild 3: Der Ausstellungs- und Pausenraum wurde zwischen den Vorträgen intensiv genutzt



Bild 4: Vorstellung der Motorprüfstände durch DI Stallinger (LCM)

Rückblick ETG Veranstaltungen

E23 Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie – Versorgungssicherheit im Energiesystem der Zukunft

Fachtagung des ETG Fachbereich V1 im Kongress Palais Kassel am 21. und 22. November 2022

Nachdem in den beiden vergangenen Jahren die Fachtagungen des Fachbereichs V1 zum Themenbereich „Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie“ coronabedingt nur im Online-Format stattfinden konnten, hatten wir uns in diesem Jahr erstmalig wieder für eine Veranstaltung in Präsenz entschieden. Trotz einer Häufung von Veranstaltungen in diesem Herbst und der Tatsache, dass diese Fachtagung zum allerersten Mal in Präsenz ausgerichtet wurde, fanden sich etwa 70 Teilnehmerinnen und Teilnehmer in Kassel zusammen, um sich über das diesjährige Schwerpunktthema „Versorgungssicherheit im Energiesystem der Zukunft“ zu informieren und sich mit den fachkundigen Referenten auszutauschen. Dass das gewählte Thema in diesem Jahr eine besondere Bedeutung erhalten würde, war bei den ersten Vorbereitungen zu dieser Tagung Anfang des Jahres nicht absehbar. Angesichts der politischen Entwicklungen in der Ukraine und der damit verbundenen Verknappung und Verteuerung fossiler Energieträger zeigt sich der dringende Handlungsbedarf für eine möglichst rasche Umstellung unseres Energiesystems auf Erneuerbare Energien und für den Abbau von einseitigen Abhängigkeiten.

Für die Vorstellung der unterschiedlichen Aspekte konnte der Programmausschuss insgesamt 23 Referenten aus den verschiedensten Bereichen für die ausgewählten Fachbeiträge gewinnen. Die vielfältigen Facetten dieses Themas wurden in sechs Themenblöcken zusammengefasst und diskutiert.

Im ersten Block wurden zunächst die Auswirkungen heutiger und zukünftiger Rahmenbedingungen für die Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie aus verschiedenen Blickwinkeln angesprochen. Die Frage, ob es für Stromspeicher jedoch eine spezielle Definition im Regulierungsrahmen geben sollte, wurde kontrovers diskutiert, da ansonsten andere Flexibilitätsoptionen benachteiligt werden könnten. Im zweiten Block wurden verschiedene Aspekte und Optionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit diskutiert. Insbesondere die Speicherung von Biogas in Verbindung mit der Erhöhung der installierten Leistung von Biogaskraftwerken könnte hierbei eine wichtige Rolle spielen, wenn dadurch der Betrieb der Anlagen zur Biogas-Verstromung stärker flexibilisiert und an den Strombedarf angepasst werden könnte. Ein aktuelles Hype-Thema durfte auf der Veranstaltung natürlich nicht fehlen. Deshalb wurden im dritten Block die Rolle von Wasserstoff und die Kopp-



Teilnehmer der Podiumsdiskussion (von links nach rechts): Peter Birkner, House of Energy, Kassel; Oliver Then, vgbe; Gunnar Wrede, BDEW; Bernd Engel, Technische Universität Braunschweig als Moderator, Ralph Pfeiffer, Amprion; Timm Kehler, Zukunft Gas; Matthias Stark, BEE (Bild H. Lens)

lung zum Gassektor thematisiert. Damit „grüner Wasserstoff“ hergestellt werden kann, ist allerdings ein intermittierender Betrieb der Elektrolyseure erforderlich, der sich an das fluktuierende EE-Dargebot bei negativer Residuallast anpassen muss.

Der erste Tag wurde mit einer spannenden Podiumsdiskussion zur Versorgungssicherheit abgeschlossen (s. Bild), bevor im Rahmen eines Get-Together mit einem reichhaltigen Buffet der Gedankenaustausch in lockerer Atmosphäre fortgesetzt werden konnte. Auf diese persönlichen Kontakte haben wir ja lange warten müssen.

Am nächsten Tag ging es schon zu früher Stunde mit dem vierten Themenblock „KWK und Kopplung zum Wärmesektor“ weiter. Die Nutzung von Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat) und die damit verbundenen Optionen zur Wärmespeicherung wurden als wichtige Bausteine für das Energiesystem der Zukunft gesehen. Es wurde auch gezeigt, dass wir dabei noch viel von Dänemark lernen können, das hier deutlich weiter ist.

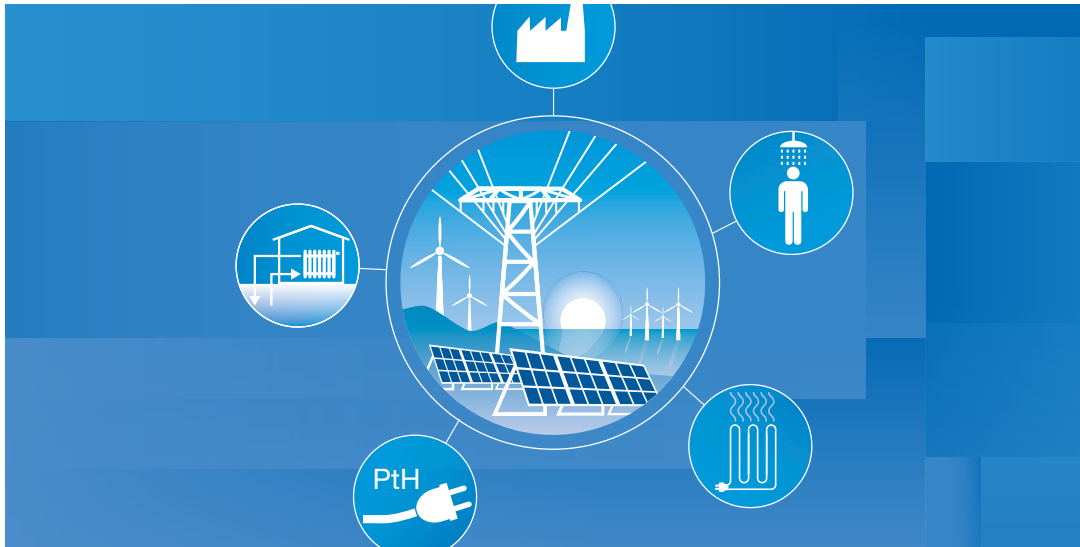
Im fünften Block wurden verschiedene Optionen für Flexibilität vorgestellt, die u. a. aktuell auch in einer Task Force (Enerflex) bzw. im Fachausschuss V 2.4 (Zellulare Energiesysteme) bei der ETG vertiefend behandelt werden.

Im sechsten und letzten Block wurden das Thema Speicher vertieft und innovative Technologien, die sich noch in der Entwicklung befinden, präsentiert. Obwohl Speicher aller Art wichtige Komponenten darstellen, um Versorgungssicherheit in verschiedenen Zeitbereichen zu gewährleisten, fehlen meisten noch geeignete Geschäftsmodelle.

Das Interesse der Teilnehmerinnen und Teilnehmer war bei allen Vorträgen sehr hoch. Dies wurde insbesondere durch die zahlreichen Fragen und Kommentare zu den Vorträgen bestätigt. Auch in den Pausen, für die ausreichend lange Zeiten eingeplant wurden, fand ein reger Gedankenaustausch statt. Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die Entscheidung für eine Veranstaltung in Präsenz richtig und die thematische Ausrichtung der Fachtagung ein voller Erfolg war. Der ETG Fachbereich V1 ist sich einig, dass es angesichts der Relevanz und der positiven Rückmeldungen der Teilnehmenden in der Zukunft weitere Veranstaltungen zu diesem Themenkomplex geben soll. Die inhaltliche Ausgestaltung und mögliche Termine werden im Fachbereich abgestimmt und zu gegebener Zeit bekannt gegeben.



*Dr.-Ing. Martin Kleimaier
Wiss. Tagungsleiter und kom. Vorsitzender
ETG FB V1*



Rückblick ETG Veranstaltungen

E24 8. Dialogplattform Power-to-Heat, Online

Strategien zur Wärmewende, Sektorenkopplung und Steigerung der Energieeffizienz war auch dieses Mal das Thema der nunmehr 8. Dialogplattform Power-to-Heat, die am 15. Dezember 2022 stattgefunden hat. Die ursprünglich als zweitägige Präsenzveranstaltung in der Niedersächsischen Landesvertretung beim Bund in Berlin geplante Veranstaltung, musste auf Grund der aktuellen Rahmenbedingungen leider erneut wieder in ein Online-Format abgeändert werden. Wie der Name der Veranstaltung ja bereits erkennen lässt, soll bei dieser Veranstaltungsreihe eigentlich der Dialog der Teilnehmer im Vordergrund stehen. In der Vergangenheit, als wir uns noch in Präsenz treffen konnten, wurde der Gedankenaustausch an den Postern und in den Pausen immer sehr gut angenommen. Daher wurde auch bei dem Online-Format wieder darauf geachtet, dass für die Fragen und Diskussionsbeiträge der Teilnehmer ausreichend Zeit eingeplant wurde. Der Programmausschuss, Dr.-Ing. Jens zum Hingst, CUTECH Forschungszentrum der TU Clausthal und Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN), Frank Mattioli, EFZN und Dr.-Ing. Martin Kleimaier (VDE ETG), konnte aus den eingereichten Beiträgen wieder ein interessantes Programm zusammenstellen.

Mehr als 180 Teilnehmerinnen und Teilnehmer hatten sich zu der kostenfrei angebotenen Online-Veranstaltung angemeldet – darunter auch wieder viele Personen, die uns bei der Dialogplattform Power-to-Heat seit vielen Jahren die Treue halten. Dies bestätigt, dass das Thema Wärmewende – und dabei insbesondere die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE-Strom) – inzwischen entsprechend der Dringlichkeit und des großen Hebels der Defossilisierung des Wärmesektors wahrgenommen wird. Aufgrund der kriegsbedingt eingeschränkten bzw. unterbrochenen Erdgaslieferungen aus

Russland, hat der kurzfristige Ersatz von Erdgas durch andere, insbesondere strombasierte Wärmetechnologien, aktuell zusätzlich noch eine besondere Bedeutung bekommen, die so in der Vergangenheit in keinsten Weise absehbar war. Betrug im Jahr 2021 der Strompreis für Haushaltskunden noch etwa das Fünffache des Erdgaspreises, so ist es jetzt auf deutlich höherem Niveau „nur noch“ etwa das 2,5-fache – prinzipiell also vorteilhafter für Stromwärme-Anwendungen (Power-to-Heat, PtH). Allerdings fehlen auf absehbare Zeit noch ausreichende EE-Stromeinspeisungen, die eine Voraussetzung für die Erreichung der Klimaziele darstellen. Die krisenbedingte Nutzung von Strom aus Kohlekraftwerken kann daher nur als zeitlich beschränkte Maßnahme zur Überbrückung gesehen werden, bis die Erneuerbaren Energien (EE) entsprechend ausgebaut sind. Mit den bereits im Koalitionsvertrag vorgegebenen Ausbauzielen, ergänzt durch die Präzisierungen im Oster- bzw. Sommerpaket 2022, sollten wir jedoch auf dem richtigen Weg sein.

Hervorzuheben sind diesmal Tagungsbeiträge, die nun auch Optionen zur Bereitstellung von elektrischer Prozesswärme bei höheren Temperaturen thematisierten. Dies sind einerseits Hochtemperatur-Wärmepumpen, sowohl für den Einsatz in der Fernwärmeversorgung aber auch zur Erschließung von Temperaturen bis 300 °C. Des Weiteren wurde eine neue Technologie vorgestellt, mit der sich Gase mit Hilfe von Induktionsheizern auf Temperaturen von über 1.000 °C erhitzen lassen.

Vorgestellt wurde auch ein möglicher Transformationspfad, der die aktuell noch sehr begrenzten „Überschussmengen“ an EE-Strom in hybriden Wärmesystemen dargebotsabhängig nutzen kann: Also Power-to-Heat bei EE-Überschüssen in Kombination mit den vorhandenen fossil-gefeuerten Wärmeerzeugern in Zeiten mit EE-Mangel. Dies wäre z.B.

für eine Nutzung im Bereich industrieller Prozesswärme für die Bereitstellung von Prozessdampf und Warmwasser sinnvoll, da sich dort beide Systeme relativ einfach und kostengünstig kombinieren lassen. Aufgrund der niedrigen Investitionskosten für PtH-Systeme können diese auch mit aktuell noch kurzen Einsatzdauern während der beschränkten Zeiten mit EE-Überschüssen zum Einsatz kommen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere die Struktur der Netzentgelte, wurden jedoch als Hindernis für eine breite Einführung genannt. Kurzzeitige höhere Lastspitzen durch den Einsatz von PtH führen einerseits zu höheren Netzentgelten, andererseits profitieren aktuell nur sehr hohe Volllaststunden (> 7.000 h) von reduzierten Netzentgelten. Obwohl mit derartigen flexiblen PtH-Systemen auch ein netzdienlicher Betrieb möglich wäre, wird dies aktuell nicht honoriert. Auch im Wohnungssektor könnten hybride Wärmeerzeuger für Heizung und Warmwasser zum Einsatz kommen, wie bereits auf der 7. Dialogplattform im Jahr 2021 berichtet wurde. Aber auch dort fehlen immer noch die wirtschaftlichen Anreize durch zeitvariable Tarife, z. B. günstigere Strompreise für PtH für die Dauer von ausreichendem EE-Dargebot.

In einem weiteren Beitrag wurden Simulationen für ein wärmepumpenbeheiztes Einfamilienhaus in Kombination mit einer Photovoltaikanlage vorgestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass hier Wärmespeicher im Vergleich zu Batteriespeichern zu Kostenvorteilen führen.

Das Interesse der Teilnehmenden war bei allen Vorträgen sehr hoch. Dies wurde insbesondere durch die Fragen und Kommentare im Chat bestätigt. Die Antworten wurden von den Vortragenden entweder direkt gegeben oder auch wieder im Chat nachgereicht. Auch zwischen den Teilnehmenden hat im Chat ein reger Gedankenaustausch stattgefunden.

Die wieder mit Spannung erwartete Podiumsdiskussion wurde gekonnt moderiert von Frau Lis Blume vom Niedersächsischen Wasserstoff-Netzwerk. Weitere Teilnehmende waren Frau Dr. Ingrid Nestle, MdB und Mitglied im Ausschuss für Klimaschutz und Energie sowie stellvertretende Vorsitzende im Beirat der Bundesnetzagentur, Herr Dr. Andreas Hauer, Vorstandsvorsitzender des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern), Herr Dr. Tobias Fleiter, Leiter des Geschäftsfelds Nachfrageanalysen und -projektionen am Fraunhofer ISE sowie Herr Dr. Martin Kleimaier, Vorsitzender des VDE ETG Fachbereichs Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie.

Im Mittelpunkt der lebhaften Diskussionen standen die regulatorischen und wirtschaftlichen Hemmnisse, die eine kostendeckende Anwendung häufig erschweren bzw. unmöglich machen, obwohl viele der bereits einsetzbaren Optionen technische Vorteile bieten können. Auch die Entwicklung von neuen Technologien zum Ersatz fossiler Energieträger für die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme erfährt durch diese Hemmnisse keinen ausreichenden An Schub. Im Privatkundensegment fehlen immer noch Preisdifferenzierungen entsprechend dem aktuellen EE-Dargebot, obwohl diese an den Strombörsen deutlich ausgeprägt sind. Daher wurde ein Umsteuern bei der Struktur der Netzentgelte angemahnt, damit die dringend benötigten und volkswirtschaftlich wichtigen Optionen auch angereizt und kostendeckend umgesetzt werden können.

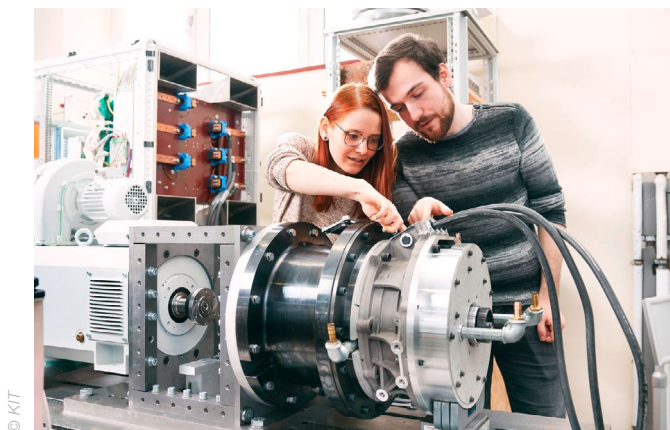
Des Weiteren wurde über das notwendige Umdenken hinsichtlich eines künftigen Energiesystems mit zentralen und dezentralen Strukturen diskutiert. In diesem Zusammenhang wurde auch der im VDE ETG ITG Fachausschuss Zellulare Energiesysteme verfolgte Ansatz angesprochen, der als eine sinnvolle Option für die Versorgung von größeren Objekten oder Quartieren mit Strom und Wärme angesehen wurde. Dabei wurde auch verdeutlicht, dass das zellulare Konzept nicht mit einer energetischen Autarkie dieser Zellen gleichzusetzen ist. Allerdings sind hier noch weiterführende Überlegungen zum Zusammenspiel benachbarter Zellen im Gesamtsystem notwendig. In diesem Kontext wurde auch über die Notwendigkeit, Chancen und Risiken von regionalen bzw. lokalen Preissignalen diskutiert, die sowohl für Investitionen in dezentrale Erzeugungs- und Speicheroptionen als auch für die Kunden als Anreiz gesehen werden können.

Aufgrund der drastischen Kostensteigerungen bei der Wärmeverversorgung sollten auch Szenarien und Optionen, die in der Vergangenheit aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit verworfen wurden, nochmals überprüft und ggf. weiterentwickelt werden. Hierzu zählt neben einer verstärkten Nutzung von industrieller Abwärme für die eigene Versorgung, z. B. durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen, auch die Versorgung von benachbarten Wohnquartieren. War bisher der Wärmetransport auf sehr geringe Distanzen begrenzt, sollte man auch hier die Wirtschaftlichkeit von längeren Transportwegen überprüfen. Auch mit neuartigen Wärmespeicher-Konzepten, wie z. B. mobilen Latentwärmespeicher, könnte die Abwärme zu einem entfernteren Nutzungsort gebracht werden. In der Diskussion wurde zudem verdeutlicht, dass bei echter Technologieoffenheit der Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudebeheizung – wenn überhaupt – nur eine Option von vielen sein kann.

Alles in allem war die 8. Dialogplattform Power-to-Heat erneut ein voller Erfolg. Daher soll es auch im Jahr 2023 eine Neuauflage geben. In welcher Form und an welchem Termin die dann 9. Dialogplattform stattfinden wird, soll Anfang 2023 entschieden werden.



*Dr.-Ing. Martin Kleimaier
Wiss. Tagungsleiter und kom. Vorsitzender
ETG FB V1*



Vorschau ETG Veranstaltungen | Aufruf zu Beiträgen

E25 VDE Antriebssysteme

8. – 9. 11. 2023 in Wien

www.vde.com/antriebssysteme-cfp

Das Anwendungsspektrum umfasst industrielle und mobile Antriebssysteme, aber auch Erzeugereinheiten wie z. B. Windkraftanlagen. Die enge mechatronische Verzahnung und Integration elektrischer und mechanischer Antriebskomponenten werden immer wichtiger.

Die Fachtagung fokussiert die Trendthemen „Optimierung der Energieeffizienz im Gesamtsystem“ und „Ressourceneffizienz“ mit speziellen Sessions und Keynotes. Lösungen werden verstärkt bezüglich des Energie- und Rohstoffaufwandes über die vollständige Produktlebensdauer bewertet. Dies beginnt bei den Herstellungsprozessen und der Herkunft der Materialien, z. B. seltene Erden, Lithium, Mangan, Kobalt, beinhaltet Einsparpotenziale durch gesteigerte Anlageneffizienz und umfasst auch das Recycling.

Mit Blick auf den starken deutschsprachigen Wirtschaftsraum ist diese Fachtagung auf die DACH-Region (Deutschland, Österreich und die Schweiz) ausgerichtet. Die Fachtagung wird gemeinsam von VDE und OVE organisiert.

Eine tagungsbegleitende Fachausstellung bietet Herstellern und Dienstleistern die Möglichkeit, zukunftsweisende, praxisbezogene Anwendungen und Produkte der Antriebstechnik zu zeigen.

Wir laden alle Fachkolleginnen und -kollegen ein, Interessantes, Neues und Diskussionswertes vorzustellen und bis spätestens 28. März 2023 einen Beitrag (Peer Review oder Praxisbeitrag) einzureichen.



Andreas Binder,
Technische
Universität Darmstadt

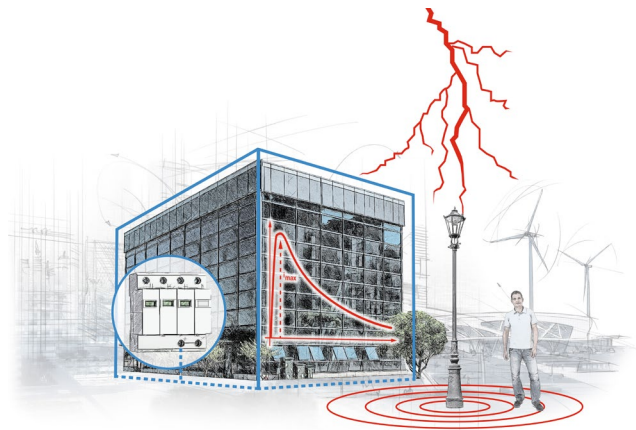


Martin Doppelbauer,
Karlsruher Institut für
Technologie (KIT)



Harald Neudorfer,
Technische
Universität Wien

Wissenschaftliche Tagungsleiter



Vorschau ETG Veranstaltungen | Aufruf zu Beiträgen

E26 15. VDE Blitzschutztagung

11. – 12. 10. 2023 in Aschaffenburg

www.vde-blitzschutztagung.de/cfp

Vernetzte Industrieanlagen, hochverfügbare Kommunikationstechnik, sichere Stromversorgung – das sind einige markante Beispiele für zeitgemäße Anwendungen im Blitz- und Überspannungsschutz. Die VDE Blitzschutztagung hat das Ziel, das breite Feld der Anwendungen sowie neuartige Lösungen im Blitzschutz aufzuzeigen und über neue Erkenntnisse der Blitzforschung zu informieren.

2023 führen wir einige Änderungen im Tagungskonzept ein. Durch deutliche Vereinfachungen hoffen wir, die Zahl der Beiträge vor allem aus der Praxis steigern zu können.

Ich lade Sie herzlich ein, an diesem Wissens- und Erfahrungsaustausch mit einem eigenen Beitrag oder als Aussteller teilzunehmen.



Michael Rock,
Technische Universität Ilmenau
Wissenschaftlicher Tagungsleiter



DIE ENERGIEVERSORGUNG DER ZUKUNFT ENTWICKELN SIE MIT! JETZT AUCH IN AACHEN!

Die DIGSILENT GmbH ist ein unabhängiges Beratungs- und Softwareunternehmen auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung mit Sitz in Gomaringen, Dresden und Aachen.

Als Global Player sorgen wir dafür, dass Stromnetze weltweit stabil laufen, effizient bleiben und die Integration von erneuerbaren Energien vorangetrieben wird.

Für unseren neuen Standort in **Aachen** suchen wir

Senior/Junior Power System Consultants und Application Engineers (W/M/D)

Das bieten wir:

- Eine attraktive Vergütung inklusive jährlicher Bonuszahlungen und betrieblicher Altersvorsorge
- Flexible Arbeitszeiten mit Gleitzeitkonto und 30 Tage Urlaub pro Jahr
- Betreuungszuschuss für Kita- und Kindergartenkinder
- Individuelle Weiterbildungsangebote
- Arbeiten in einem innovativen und zukunftssträchtigen Arbeitsumfeld
- Flache Hierarchien mit den Vorzügen eines international vernetzten, mittelständischen Unternehmens

SIND SIE BEREIT FÜR EINE NEUE HERAUSFORDERUNG?

Werden auch Sie Teil unseres Teams!



Für weitere Informationen besuchen Sie:

www.digsilent.de/karriere

In mehr als 170 Ländern tätig.

POWER SYSTEM SOLUTIONS

MADE IN GERMANY

I1 Aktuelle Informationen aus CIRED



Liebe ETG Mitglieder,

es ist an der Zeit, das Jahr 2022 Revue passieren zu lassen und uns den Herausforderungen 2023 zu stellen.

Für das Deutsche Komitee der CIRED (DK CIRED) haben sich hybride Meetings nun fest etabliert, wobei der Bedarf nach dem persönlichen Austausch nach zwei Jahren der Abstinenz sehr groß ist. Für die CIRED insgesamt zeichnet sich ein ähnliches Bild ab, insbesondere für die CIRED Working Groups, bei denen einige nur virtuell und mit großem Erfolg gearbeitet haben.

Das Highlight des CIRED Jahres war der Workshop „E-Mobility and Power Distribution Systems“ im Juni 2022 in Porto, Portugal. Der Erfolg des Formats zeigt sich mit 472 Teilnehmern und 244 Fachbeiträgen. Mit mehr als 70 deutschen Beiträgen haben wir uns als stärkste Nation an der Veranstaltung beteiligt. Bei einer so hohen Beteiligung mit knapp 500 Beteiligten wird die schiere Größe auch zur Gefahr des Formats. In einem Workshop soll nicht nur vorgetragen werden, sondern vor allem auch diskutiert und gestritten werden. Diese erfrischenden Elemente des fachlichen Diskurses müssen erhalten werden, dafür werden wir uns in den Gremien der CIRED nachdrücklich einsetzen.

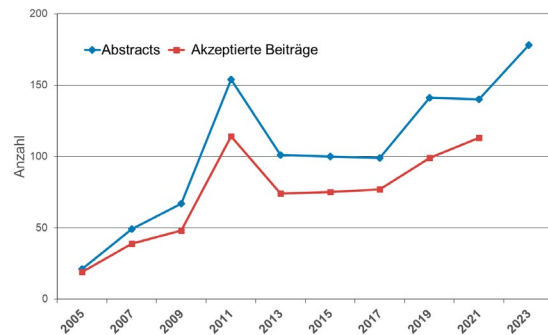
Weiterhin können wir wieder gemeinsam mit dem DK CIGRE auf eine sehr gelungene gemeinsame Informationsveranstaltung in Mannheim zurückblicken. Der Themenmix und auch der mittlerweile traditionelle Blick über den Tellerrand – diesmal Prof. Stolz vom Fraunhofer EMI zur Resilienz technischer Systeme – wurde vom Publikum sehr gut angenommen.

Das Konferenzjahr 2023 mit der CIRED in Rom hat seine Schatten vorausgeworfen. Die Abstracts waren bis Mitte September einzureichen und durch die nationalen Komitees zu bewerten. In Kombination mit einer zweiten Bewertungsrunde durch die Session Advisory Groups ergibt sich ein Vorschlag zur Annahme oder Ablehnung an das Technische Komitee. Die Autor*innen werden Mitte November 2022 über das Ergebnis des zweistufigen Peer-Review-Prozesses informiert und haben dann bis 23.01.2023 Zeit die finalen Beiträge zu erarbeiten. Mit insgesamt 1.388 eingereichten Abstracts wurde der Rekord von Madrid 2019 nicht überboten und liegt sehr deutlich über der COVID19-bedingten geringen Beteiligung von 2021. Aus Deutschland wurden 178 Abstracts eingereicht, was ein neuer Rekord darstellt und deutlich über 2011 liegt, als die CIRED in Frankfurt a. M. stattfand.

Im Rahmen OVE/OGE, electrosuisse und VDE ETG wurden im Oktober die jährliche Beratung im D-A-CH Format wieder aufgenommen, dieses Jahr im Rahmen der OGE Tagung in Graz. Eine auch für uns wichtige Übereinkunft war eine bessere Abstimmung und Koordination von Veranstaltungen der drei Partnerorganisationen. Weiterhin möchten wir hier auch nochmal ermuntern sich die digitalen Angebote von OGE und electrosuisse anzuschauen, da es hier neben kostenfreien Weiterbildungen auch interessante Fachveranstaltungen gibt. Hier gilt übrigens zwischen den drei Fachverbänden eine

Rome (Italy)

12 - 15 JUNE 2023
CIRED 2023
International Conference
& Exhibition on Electricity
Distribution



Vereinbarung, dass die Mitgliederrabatte untereinander anerkannt werden. OGE und electrosuisse Rabatte gelten daher für alle VDE ETG Mitglieder.

Seitens CIRED wurde vereinbart, im Herbst 2023 wieder einen gemeinsamen CIRED D-A-CH Workshop „Innovationen im Verteilernetz“ durchzuführen. Das niedrigschwellige Angebot einer deutschsprachigen Veranstaltung für das technische Personal und Management der Verteilernetzbetreiber wird sehr geschätzt, insbesondere auch die Zusammenfassung der wichtigen Themen der CIRED Konferenz, gepaart mit tagesaktuellen Fragestellungen und potentiellen Lösungen. Wir werden Sie zeitnah aus dem Organisationsteam heraus informieren.

Das Jahr 2022 mit seinen Ereignissen hat uns klar vor Augen geführt, dass Technik und gerade die Elektroenergietechnik eine große gesellschaftliche Bedeutung haben. Verfügbare, bezahlbare und ökologisch erzeugte elektrische Energie sichert nicht nur menschliche Grundbedürfnisse ab, sondern trägt zum gesellschaftlichen Zusammenhalt bei und damit zum Schutz und zur Stärkung unserer Demokratie. Daher sollten wir als Techniker*innen und Ingenieur*innen mit Stolz auf unsere Arbeit in 2022 zurückschauen, wohl wissend, dass Ausruhen auf Erreichtem für 2023 nicht in Frage kommt.

Dr. Uwe Kaltenborn & Dr. Roland Drewek
Vorsitzende des DK CIRED



Dr.-Ing. Uwe Kaltenborn
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH



Dr. Roland Drewek
SW Kiel Netz GmbH

12 Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE



Sehr geehrte Damen und Herren,

Höhepunkt im letzten Halbjahr war sicher die CIGRE Session in Paris vom 28.08. bis 02.09.22. Nach den virtuellen Formaten in den Vorjahren 2020 und 2021, kamen erstmals wieder über 3.600 Delegierte aus über 120 Ländern im Palais des Congrès für eine Woche zusammen. Eine hohe Anzahl von Delegierten, trotz nachvollziehbar weniger Besuchern aus China und Russland, die eindrucksvoll zeigt, dass neben allen Vorteilen der virtuellen Teilnahme weiterhin ein hoher Bedarf an persönlichem Austausch besteht.

Zusätzlich war auch die Ausstellung hoch frequentiert und der zur Verfügung stehende Platz vollständig genutzt. Ich konnte selbst eine hohe Interaktion an den Ständen der Aussteller erleben. Neben den CIGRE Delegierten, kamen während der Session weitere 5.000 Besucher in die Ausstellung.

Während der Woche fanden Aktivitäten und Paper Vorstellungen aller Studienkomitees statt. Diese können auf der Webseite <https://registrations.cigre.org> eingesehen werden.

Über 200 Teilnehmer hatten sich am 30.08. für den Empfang des Deutschen Komitees der CIGRE (DK CIGRE) an der Pariser Oper eingefunden. An einem sehr schönen Sommerabend konnten wir in perfekter Umgebung den vielen deutschen Mitgliedern für die Arbeit, die die CIGRE ja im Kern ausmacht, danken. Dank gilt hier auch den Sponsoren, ohne die der gelungene Abend nicht in der Form möglich gewesen wäre.

Besonders erwähnen möchte ich die Auszeichnungen verdienter deutscher Aktiver: Frau Dr. Ilka Jahn konnte sich über den „Next Generation Network Significant Contribution“ Award freuen. Frau Dr. Britta Buchholz wurde mit dem „CIGRE Fellow“ Award geehrt. Frau Prof. Dr. Christine Schwägerl erhielt den „Honorary Member“ Award und nochmals Frau Prof. Schwägerl und Herr Dr. Ralf Pietsch den „CIGRE Distinguished Member“ Award für ihre mehrjährige Leitung der internationalen Studienkomitees C6 und D1.

Zusätzlich erhielt der Beitrag des CIGRE Study Committee A2 Transformers in der Kategorie Preferential Subject (PS1) „Experience and New requirements for Transformers

for Renewable Generation“ die Auszeichnung „Best Paper Award“ für die Veröffentlichung „Impact of Transient Voltage Generated by Valve Commutation on HVDC Transformer“. Dies würdigt die traditionell hohe Qualität der deutschen Beiträge. Hauptautoren für den ausgezeichneten Beitrag waren die Herren Dr. Rene Wimmer von der Siemens Energy und Herr Sebastian Rehkopf von der Maschinenfabrik Reinhausen.

Gratulation und Dank für alle Beiträge und ehrenamtlichen Leistungen für CIGRE.

National folgt der Session traditionell die CIGRE/CIRED Informationsveranstaltung, die am 11.10.22 in Mannheim in hybridem Format durchgeführt wurde. Auch hier entschied sich die Mehrheit von 147 Gästen für eine Teilnahme in Präsenz, während 47 weitere die Beiträge virtuell verfolgten. Auch wieder ein klares Votum post-Corona für den Wert persönlicher Treffen.

Die interessanten Beiträge und Fotos der Veranstaltung können auf der Webseite www.vde.com/cigre-cired-2022 eingesehen bzw. heruntergeladen werden.

Auch in diesem Jahr konnte die CIGRE/CIRED Veranstaltung, dank großzügiger Sponsoren aus der Industrie, für die Teilnehmer kostenlos angeboten werden. Dies wollen wir trotz spürbar steigender Veranstaltungskosten auch für die kommenden Jahre beibehalten insbesondere, um für junge Berufstätige und Studierende attraktiv zu bleiben. Um noch mehr Teilnehmer aus diesem Kreis anzusprechen, bemühen wir uns 2023 um eine Hochschule als nächsten Veranstaltungsort.

Das bringt mich zum letzten, aber auch wichtigsten Punkt: Nach Rückfragen bei führenden Hochschulprofessoren und Instituten für Elektrotechnik sind die Immatrikulationszahlen der Erstsemester in der Fachrichtung im Vergleich zu den bereits rückläufigen Studierendenzahlen der Vorjahre weiter deutlich gesunken. Ein unschöner Trend, der sich leider ungebrochen fortsetzt. Dabei brauchen wir für die Energiewende, deren Hauptanstrengungen ja noch vor uns liegen, mehr Ingenieurinnen und Ingenieure und nicht weniger.

Der Beitrag „Nachwuchskrise, mehr als Monteure!“ im VDE Dialog vom Oktober 2022 veranschaulicht das vermeint-



Quelle: CIGRE



Quelle: CIGRE

lich veraltete Bild junger Menschen vom Ingenieursberuf. Das Paradoxon: Obwohl immer mehr Schulabgängerinnen und -abgänger studieren, entscheiden sich immer weniger für ein Studium in den klassischen MINT-Disziplinen.**

Bereits heute kann das nationale Defizit an technischen Fachkräften nur durch Immigration aus dem Ausland gedeckt werden. Die fallenden Erstsemesterzahlen, bei gleichzeitig steigendem Bedarf in der Energie- und Umwelttechnik beim Umstieg von fossilen Energieträgern auf elektrische Energie aus Erneuerbaren sind Grund zur Sorge.

Lassen Sie uns für die jungen Generationen bereits vor dem Erreichen der Hochschulreife ein modernes und attraktiveres Bild von den Ingenieursberufen vermitteln!

** [Tabellenauswahl - 2.3.3 Absolventinnen/Absolventen und Abgänger/-innen - Datenportal des BMBF](#)



Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg
Vorsitzender des DK CIGRE

25 Jahre Elektrische Wiedervereinigung Deutschlands

H1 Der Weg zur kommunikationstechnischen Wiedervereinigung Deutschlands 1989–1997

Der folgende Beitrag setzt die Reihe der Vorträge, gehalten auf der Tagung des Ausschusses Geschichte der Elektrotechnik „25 Jahre Elektrische Wiedervereinigung Deutschlands“ am 17. Dezember 2020, fort.

Um zu veranschaulichen, was in den ersten Jahren nach dem Fall der Mauer auf dem Felde der Kommunikationstechnik in der Noch-DDR bzw. in den neuen Bundesländern geleistet wurde, wird zunächst gezeigt, auf welchem kommunikationstechnischen Stand die DDR Ende 1989 war. Außerdem soll nach den Gründen dafür gefragt werden, warum sich die kommunikationstechnische Infrastruktur der DDR auf dem Niveau eines Entwicklungslandes befand. Auf dieser Grundlage werden dann die unmittelbar nach dem Mauerfall eingeleiteten Sofortmaßnahmen sowie das Programm „Telekom 2000“/„Aufbau Ost“ in Planung und Ausführung betrachtet sowie im Hinblick auf ihren Erfolg bewertet. Dabei wird die Entwicklung zunächst des Festnetzes und seiner Einrichtungen und schließlich die der Mobilfunknetze dargestellt. Zum Schluss wird der Frage nachgegangen, ob der „Aufbau Ost“ zu Lasten des Westens gegangen ist.

Gleich nach Einstellung der Kampfhandlungen hatte man begonnen, die Kriegsschäden zu beseitigen und das Nachrichtenetz zonenübergreifend wiederherzustellen. Am 27. Mai 1952 waren jedoch auf Befehl der sowjetischen Besatzung die Verbindungen zwischen der DDR und der Bundesrepublik Deutschland sowie zwischen Ost- und West-Berlin bis auf wenige Ausnahmen gekappt worden. Der Nachrichtenverkehr galt bis zur Wiedervereinigung als zwischenstaatlich; er wurde aus politischen Gründen und ökonomischen Zwängen wie der internationale Verkehr behandelt. Die Verbindungen konnten nur handvermittelt hergestellt werden. „Westgespräche“ gingen grundsätzlich über die Vermittlung. Der Gesprächsaufbau dauerte „Ewigkeiten“, und man durfte sicher sein, dass „alles abgehört wurde“.



Bild 1: Aufbau Ost



Bild 2: Hebdrehwähler

Während die Anlagen in der DDR nur langsam, und weit hinter den Anträgen auf einen Telefonanschluss zurückbleibend, ausgebaut wurden und technisch weitgehend auf dem früheren Stand verblieben, entwickelten sich die im Westen in jeder Hinsicht stürmisch – ohne allerdings den mit dem wirtschaftlichen Wohlstand rasch wachsenden Ansprüchen hinsichtlich Anschlüssen und neuer Technik voll gerecht werden zu können. Ende 1989 waren noch 23 % der Vermittlungsstellen in der DDR analoge Hebdrehwählersysteme aus den Jahren 1922 bis 1934; 43 % dieser Technik stammte aus den Jahren von 1935 bis 1950; 28 % entfielen auf die weniger veralteten Koordinatenschaltssysteme der ersten Hälfte der 1960er Jahre. Demnach waren zwei Drittel der technischen Einrichtungen älter als 40 Jahre.

Digitale Vermittlungstechnik befand sich Ende der 1980er Jahre in der Entwicklung. Der Instandhaltungsaufwand der in die Jahre gekommenen Anlagen betrug das 40fache gegenüber modernen Vermittlungsanlagen. Fehlverbindungen, elektrische Störgeräusche, häufige Wahlwiederholungen und lange Wartezeiten waren unter diesen Voraussetzungen nicht zu vermeiden. Um die Leitungen war es nicht besser als um die Apparate bestellt. Im Herbst 1989 gab es noch 1.600 km Freileitungslinien mit 37.000 km Leitungen. Die in den Ortsnetzen befindlichen Kabel waren total überaltert; es handelte sich nahezu ausschließlich um Kupfer- und um Koaxialkabel. 61 % davon waren verschlissen, im Fernnetzbereich sogar 79 %. Vielfach lagen die Kabel gemeinsam mit den Leitungen der Fernwärmeversorgung in einem gemeinsamen Kanal. Die Kabel waren daher zu einem erheblichen Teil marode, der Rest war sanierungsbedürftig. Die Übertragungstechnik war noch zu 90 % analog. Es gab keine allgemein gültigen Ortsnetzkennzahlen; 132 Ortsnetze konnten nur über das Fernamt erreicht werden. „Nur der Improvisationskunst der Mitarbeiter war es zu verdanken, dass das Uralt-Telefonsystem nicht schon vor der Wende total zusammenbrach.“ Im real existierenden Sozialismus war das eigene Telefon ein Luxus; gerade einmal jeder zehnte DDR-Bürger verfügte über einen Anschluss – und den musste er sich oft noch mit drei bis zu elf weiteren Teilnehmern teilen. Die Wartezeit für einen beantragten Anschluss betrug bis zu 20 und mehr Jahre – und war damit länger als beim „Trabbi“.

Die 3.500 Datenanschlüsse wurden über Standleitungen bzw. das handvermittelte Datennetz betrieben. Die 18.000 Telex-Anschlüsse waren nach der Wende quantitativ und qualitativ völlig unzureichend. Die ca. 3.000 Telefax-Anschlüsse waren für den Geschäftsverkehr praktisch ohne Bedeutung; außerdem waren diese im höchsten Maße störanfällig. Eine öffentliche Mobilfunkkommunikation gab es ebenso wenig wie Kabelfernsehen. Moderne Datenmehrwertdienste, wie Datex P, das erstmals einen Zugang zu einem globalen Datennetz erlaubte, existierten nicht. Das Btx-System war, abgesehen von seiner Anwendung für die DDR-Fluggesellschaft Interflug, ein Exportartikel. Der nichtöffentliche bewegliche Landfunk litt unter einem chronischen Mangel an Frequenzen sowie unter einer höchst ungenügenden Bereitstellung der Endgeräte. Anfang des Jahres 1990 waren 23.000 Endgeräte in Betrieb; beantragt waren weitere 20.000. Bei den Frequenzen beanspruchten Militär, Polizei etc. absolute Priorität. Hörfunk und Fernsehen befanden sich hinsichtlich der Flächenversorgung auf internationalem Niveau, nicht jedoch hinsichtlich der Technik.



Bild 3:
Telefonkarte

Bild 4: Telefonkabel
mit Papier- und
Luftraumisolierung

Dabei war die fernmeldetechnische Industrie der DDR wesentlich leistungsfähiger, als es der Zustand der Anlagen erwarten ließ. Allerdings hatte der Export absoluten Vorrang und auch die verschiedenen Sondernetze rangierten vor den Einrichtungen für den allgemeinen Verkehr. Der Begriff „Verkehrsbedürfnis“ gehörte nicht zum Sprachgebrauch. Der desolate Zustand war vielmehr das Ergebnis einer „plan“mäßigen Vernachlässigung.

Als die Mauer fiel, war an eine einfache Vereinigung der Netze nicht zu denken. Die Rückständigkeit der Infrastruktur war in dem Bereich der Telekommunikation besonders groß und stand einer raschen Systemtransformation im Wege. Weil der Telekommunikationssektor unabdingbare Vorleistungen für die allgemeine wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklung bereitstellt, kam ihm eine besondere Bedeutung für den wirtschaftlichen Strukturwandel im östlichen Deutschland und für die Integration von Ost und West zu. Anfang Juni 1990 wurde das zentrale Programm „Aufbau Ost“ mit einem Investitionsvolumen von 60 Milliarden DM verabschiedet. Damit sollte die Telekommunikationsinfrastruktur in der DDR innerhalb von nur sieben Jahren auf einen Stand gebracht werden, der mindestens dem der Bundesrepublik Deutschland entsprach.

In der relativ kurzen Zeit von 1989 bis 1997 entstanden neue moderne Anlagen für den leitungsgebundenen und den mobilen Telegrafien- und Fernspreverkehr sowie für umfangreiche Datendienste. Dabei ging man teilweise, insbesondere hinsichtlich der Digitalisierung der Ortsvermittlungen und der Teilnehmerstellen, noch über das hinaus, was in den westlichen Bundesländern damals Standard war. Es wurde eine Kommunikationsinfrastruktur geschaffen, die zu den modernsten und leistungsfähigsten weltweit gehörte. Dieses beispiellose Aufbauwerk ist in der Öffentlichkeit zum Teil stark unterschätzt worden. Es ist auf jeden Fall bis heute hinsichtlich Umfang und insbesondere der Kürze seiner erfolgreichen Realisierung ohne Beispiel.



Bild 5: Nokia 2110

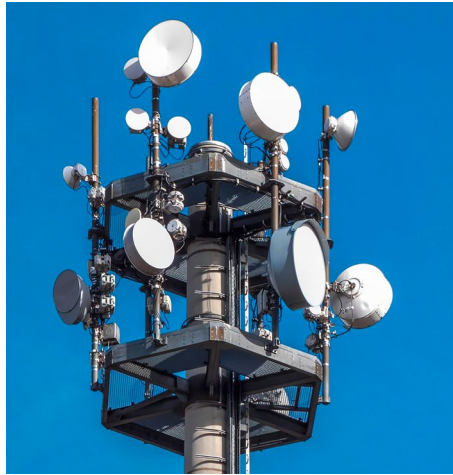


Bild 6: Mobilfunkturn

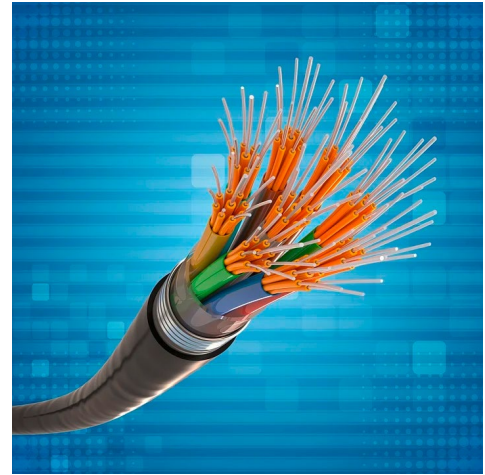


Bild 7: Glasfaserkabel

Mit einem „Super-Crash-Programm“ ging es in raschen Schritten zur kommunikationstechnischen Integration von Ost und West. „Aufbauhelfer“ aus den Alt-Bundesländern arbeiteten mit ihren neuen Kollegen und Kolleginnen partnerschaftlich zusammen. Dabei ging man pragmatisch und ergebnisorientiert vor; vielfach setzte man sich über hemmende Vorschriften, wenn sie dem raschen Fortgang der Arbeiten im Wege standen, hinweg. Bereits im Winter 1989/90 konnte in Berlin das Wissenschaftsnetz WIN in Betrieb genommen werden. Zur Frühjahrsmesse in Leipzig, im April 1990, erstellte die Deutsche Telekom in Verbindung mit Siemens innerhalb von nur drei Wochen ein lokales Mobilfunknetz, das an das westdeutsche Netz angeschlossen wurde. Die Technik befand sich in einem Container. Der systematische Aufbau begann mit der Verlegung von Glasfasertrassen und Richtfunkstrecken auf den Fernlinien, dann erfolgte der komplette Neuaufbau der Ortsnetze. Weil es trotz engagierter partnerschaftlicher Zusammenarbeit nicht schnell genug voran ging, wurde zusätzlich die Privatwirtschaft in „Turn-Key Projekten“ beteiligt. Fast termingerecht konnte die Fertigstellung des terrestrischen Netzes geschafft werden.

Mit dem analogen C-Netz hatte man bereits während der Arbeiten am Festnetz begonnen – auch um dort vorhandene Lücken zu schließen. Dann folgte der flächendeckende Ausbau mit den digitalen D-Netzen und schließlich mit dem E-Netz. 1994 konnte der Ausbau der Mobilfunknetze planmäßig abgeschlossen werden. Die Zahl der Mobilfunkteilnehmer wuchs bis Ende 1993 unerwartet schnell auf eine Million. Fünf Jahre nach der Wiedervereinigung gab es 8,2 Millionen Mobilfunkteilnehmer in den neuen Bundesländern und eine Penetration von 10 %; 1999 waren es fast 23,5 Millionen Teilnehmer; ein Jahr später hatten fast 60 % der Einwohner ein Mobilfunktelefon.

Der Anfang war unglaublich schwer, und auch während der Arbeiten zur Umsetzung des ehrgeizigen Vorhabens traten immer wieder Probleme auf, die das Errichten eines erfolgreichen Abschlusses empfindlich zu verzögern drohten. Ende 1997 war das Aufbauprogramm „Telekom 2000“ / „Aufbau Ost“ in den neuen Bundesländern planmäßig abgeschlossen. Bis 1997 investierte allein die Deutsche Telekom rund 50 Milliarden DM in das Festnetz. Es wurden mehr als 140.000 km

Glasfaserkabel für neue Fernnetze verlegt; außerdem rund 10 Millionen km Kupferkabel erneuert oder neu installiert. Bei der Verkabelung hatte man durchgängig auf Glasfasertechnik gesetzt. Die Zahl der Anschlüsse vervierfachte sich von 1,8 Millionen auf 7,6 Millionen; 4,7 Millionen Haushalte erhielten Kabelfernsehen. Für die Schaltung eines Telefonanschlusses wurden im Durchschnitt nur noch fünf Tage benötigt. Datenanschlüsse sowie eine ganze Palette der Mobilfunkdienste standen flächendeckend zur Verfügung. Die Fest- und Mobilfunk-Netze in Ost- und Westdeutschland waren hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit kaum noch zu unterscheiden. Die Telekommunikation bot alle Leistungen in ganz Deutschland einheitlich und flächendeckend an. In Bezug auf die Telefondichte und die Netzqualität war bereits Ende 1997 die Einheit erreicht.

Die kommunikationstechnische Wiedervereinigung gehört zu den Erfolgskapiteln der jüngeren deutschen Geschichte. Und das nicht nur, weil sie in so kurzer Zeit erfolgreich realisiert wurde, sondern auch weil sie ohne die in anderen Fällen oft beobachteten großen Friktionen und Frustrationen sowie Enttäuschungen realisiert wurde. Der Auf- und Ausbau erfolgten bemerkenswert partnerschaftlich und mit einem fast als enthusiastisch zu bezeichnenden Engagement. Auf beiden Seiten war das Interesse groß, ohne jeden Zeitverzug ein das gesamte Deutschland umfassendes modernes Netz für den Schnelldatenverkehr zu schaffen.

Die Frage, ob die Entwicklung im Westen durch die Investitionen in das Kommunikationsnetz der neuen Bundesländer beeinträchtigt worden ist, kann eindeutig mit „Nein“ beantwortet werden. Im Gegenteil: Als klar war, dass im Osten das modernste Netz entstand, reifte im Westen die Erkenntnis, dass das dortige Netz nicht mehr up-to-date war. Der „Aufbau Ost“ war der Weckruf und der Innovationstreiber.



Prof. i.R. Dr. Horst A. Wessel

Bilder: Autor

■ Ihre Meinung interessiert uns

Liebe ETG Mitglieder,

unsere Einladung an Sie bleibt bestehen: Senden Sie uns geeignete Beiträge zur Veröffentlichung und nehmen Sie aktiv an der Kommunikation in der ETG teil.

Wenn Sie die Beiträge im ETG *journal* kommentieren möchten, dann schreiben Sie uns, am besten per E-Mail an etg@vde.com

Bitte halten Sie Ihren als **Leserbrief** gekennzeichneten Beitrag kurz, ansonsten behalten wir uns Kürzungen vor. Ein Anspruch auf Abdruck besteht nicht.

Wir freuen uns auf Ihre Zuschriften.

Ihre ETG Geschäftsstelle

ETG Veranstaltungskalender 2023

25.–26. Mai, Kassel
Kongress

ETG Kongress 2023

Die Energiewende beschleunigen

20.–21. Juni, Bad Nauheim
Fachtagung

Bauelemente der Leistungselektronik und ihre Anwendungen

8.–9. November, Wien
Fachtagung

Antriebssysteme 2023

28.–29. November, München
ETG CIRED Workshop (D-A-CH)

Innovationen im Verteilernetz

■ ETG Newsletter

Liebe ETG Mitglieder,

seit 2012 versendet die ETG zwischen den Erscheinungsterminen des ETG *journals* in unregelmäßigen Abständen einen elektronischen Newsletter. Der Newsletter wird immer dann verschickt, wenn es aktuelle Informationen von der ETG gibt, maximal einmal pro Monat.

Dabei setzen wir eine „intelligente Technik“ ein: Jeder Empfänger erhält einen individuellen Newsletter, der nur die Artikel enthält, die seinen Interessen entsprechen. Bitte nutzen Sie das Online-Formular unter www.vde.com/etg-newsletter, um uns Ihre aktuellen Interessensgebiete mitzuteilen.

Viel Spaß beim Lesen!

■ ETG *journal* elektronisch

Liebe ETG Mitglieder,

nutzen Sie die energie- und ressourcenschonende Variante des ETG *journals* und schicken Sie uns bei Interesse bitte eine E-Mail mit Ihrer Mitgliedsnummer an etg@vde.com.

Ihre ETG Geschäftsstelle

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Unsere Datenschutzerklärung finden Sie unter www.vde.com/de/datenschutz

Herausgeber

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik
Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main

Tel. 0 69 / 63 08-346
etg@vde.com
www.vde.com/etg