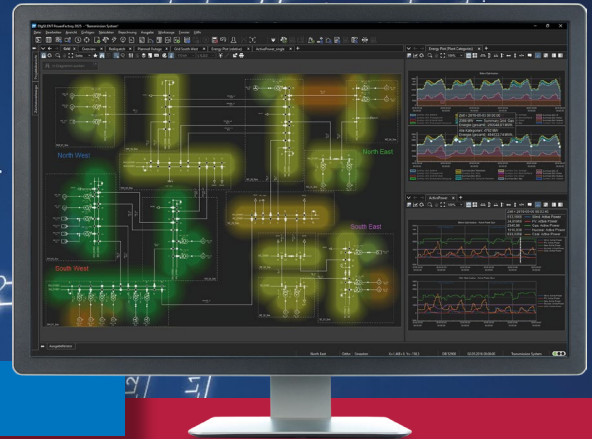
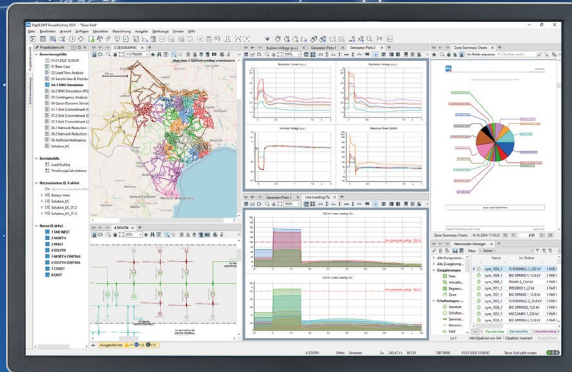


ETG *journal*

Energietechnische
Gesellschaft im VDE (ETG)

50 Jahre ETG Rückblick Festsymposium





POWERFACTORY

ENTDECKEN SIE: POWERFACTORY 2025 PREVIEW

AUSGEWÄHLTE NEUE FUNKTIONEN

- Kurzschlussberechnungen mit (n-1) Ausfallanalyse und neuen tabellarischen Berichten
- Zuverlässigkeitsbewertung für teilweise vermaschte Netze und eine neue Ausfall- und Wiederversorgungsanalyse
- Einführung der hybriden Modellierung mit Modelica ermöglicht die Kombination von zeitkontinuierlichen und zeitdiskreten Komponenten
- Erweiterungen im Umgang mit externen Daten: Die Einführung von Projektverzeichnis und pfdx-Dateien vereinfacht die Verwaltung und die gemeinsame Nutzung
- Dunkelmodus als Benutzereinstellung verfügbar
- Dynamische Filterebenen für Netzdiagramme ermöglichen eine flexible Konfiguration von sichtbaren Elementen

und vieles mehr ...



Für weitere Informationen besuchen Sie:
www.digsilent.de

In mehr als 170 Ländern tätig.

POWER SYSTEM SOLUTIONS
MADE IN GERMANY

Voller Energie – heute und morgen



Liebe Freundinnen und Freunde der Energietechnik,

In diesem Jahr ist es wieder soweit: bei unserem gemeinsamen [ETG Kongress](https://www.etg-kongress.com/de)¹ unter dem Motto „Voller Energie – heute und morgen“ werden wir am 21. und 22. Mai 2025 über 150 hochinteressante Beiträge aus Netzwirtschaft, Industrie und Wissenschaft diskutieren. Die Vorträge und Poster Sessions drehen sich um Asset Management und Systemführung sowie Leistungselektronik, KI, innovative Betriebsmittel und Projekterfahrungen. Das „Junge Forum ETG“ hat für den Vortrag des Kongresses am 20. Mai ein spannendes Programm mit Vorträgen und technischen Besichtigungen vorbereitet. In den Sessions, Pausen und dem Abendprogramm haben wir genug Zeit zum wichtigen Netzwerken.

Zum Jahreswechsel hat unsere hauptamtliche Geschäftsführung gewechselt. Dr. Thomas Benz hat sich Ende 2024 in den hauptamtlichen Ruhestand verabschiedet. Er reflektiert im folgenden Beitrag seine Zeit als Geschäftsführer der ETG selbst, so dass ich ihm hier vor allem einen sehr herzlichen Dank für die hervorragende zuverlässige und immer sehr respektvolle und wertschätzende Zusammenarbeit und Führung der Geschäfte aussprechen möchte. Als neuen Geschäftsführer begrüße ich Herrn Dr. Ralf Petri, der am 1. Januar 2025 mit großem Schwung in seine neue Rolle gestartet ist. Herzlich willkommen!

In der ETG stehen im Herbst 2025 [Wahlen für den ehrenamtlichen Vorstand 2026-2028](https://www.etg-kongress.com/de)² an. Die Kandidatinnen und Kandidaten werden im Frühjahr im ETG Newsletter und in den Zeitschriften „dialog“ und „etz“ veröffentlicht.

Ich freue mich sehr, dass ich im Oktober 2024 in den Beirat des [8. Energieforschungsprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz](https://www.energieforschung.de/forschungsmissionen-fuer-die-energiewende/energieforschungsprogramm-des-bmwk)³ berufen wurde. Ein Blick in dieses Programm lohnt sich: im Mittelpunkt stehen konkrete Forschungsziele als Beiträge zur Transformation des Energiesystems.

Auf unser gemeinsames Ziel einer nachhaltigen, klimaneutralen und effizienten Energieversorgung haben Re-

gierung und Bundestag in Deutschland einen sehr großen Einfluss. Daher möchte ich Sie gerne dazu aufrufen, Ihre Stimme bei der Bundestagswahl am 23. Februar 2025 abzugeben und damit Ihren Einfluss auf die zukünftigen Rahmenbedingungen für Wirtschaft und Wissenschaft geltend zu machen. Jede Stimme zählt! Die ETG hat bereits verschiedene Hintergrundpapiere und Studien veröffentlicht, die über die [VDE Politikbriefe](https://www.vde.com/de/arbeitsfelder/politik/berlin/vde-politikbrief)⁴ in die öffentliche Diskussion eingeflossen sind. Die Energiewende wurde in den letzten Jahren tatsächlich beschleunigt. Wir empfehlen, dass auch in Zukunft gute Ansätze beibehalten werden und bei korrektiven Maßnahmen die Planungssicherheit für die Branche erhalten bleibt.

In diesem ETG *journal* finden Sie interessante Fachartikel rund um die Rolle von netzbildenden Wechselrichtern und weiteren Betriebsmitteln für einen stabilen Netzbetrieb sowie Berichte aus den acht Fachbereichen. Ein Highlight im Oktober war unser Fest-Symposium „Let’s power the change“ zum 50. Jubiläum der ETG. Wir freuen uns zudem, dass wir wieder hochkarätige Expertinnen und Experten mit ETG Preisen auszeichnen konnten und hoffen, dass dies für viele ein Ansporn zu weiterem Engagement und hervorragenden Beiträgen ist.

Ich bedanke mich sehr herzlich bei unserer hauptamtlichen Geschäftsstelle und bei allen ehrenamtlichen Vorstandskolleginnen und -kollegen, Leiterinnen und Leitern der Fachbereiche, Fachausschüsse, Tagungen und Task Forces und allen Expertinnen und Experten, die ihre wertvolle Zeit und Expertise in unsere Arbeit einbringen. Gemeinsam gestalten wir die Plattform für den so wichtigen fachlichen und persönlichen Austausch rund um die Energietransformation.

Ich wünsche Ihnen viel Spaß und neue Erkenntnisse beim Lesen!

Ihre

Dr.-Ing. Britta Buchholz

ETG Vorsitzende

1 <https://www.etg-kongress.com/de>

2 <https://www.vde.com/etgwahl>

3 <https://www.energieforschung.de/forschungsmissionen-fuer-die-energiewende/energieforschungsprogramm-des-bmwk>

4 <https://www.vde.com/de/arbeitsfelder/politik/berlin/vde-politikbrief>

Verabschiedung des ehemaligen Geschäftsführers der ETG

Liebe ETG Mitglieder,

seit dem 1. Januar 2025 bin ich nun im Ruhestand. In den 9 Jahren, die ich für die ETG die Geschäfte führen durfte, konnte ich an vielen besonderen Ereignissen teilhaben. Und dafür bedanke ich mich ganz besonders bei Ihnen, den vielen Ehrenamtlichen, die der ETG im Vorstand, in den Fachbereichen und Fachausschüssen, in Arbeitskreisen, Programmausschüssen, Task Forces, Preisprüfungsgremien und darüber hinaus, ihre Expertise und vor allem ihre wertvolle Zeit zur Verfügung stellen. Letzteres, so hatte ich den Eindruck, wurde in den letzten Jahren immer schwieriger.

Ich bedanke mich für Ihre Unterstützung, wichtigen Impulse und Anregungen und die zahlreichen guten Gespräche – und das stets in einer guten, kollegialen und vor allem, und das ist mir besonders wichtig zu erwähnen, in einer Atmosphäre gegenseitigen Respekts!

Gestatten Sie mir noch einen kurzen Rückblick auf Highlights, die mir besonders im Gedächtnis bleiben werden.

Da ist die ETG Studie „Der zelluläre Ansatz“ aus dem Jahr 2015, an der ich noch als Ehrenamtlicher aktiv mitgearbeitet habe und die, wie ich meine, richtig Wirkung erzielte, in der Fachwelt, in der Öffentlichkeit und in der Politik. Und das schöne daran ist, dass wir heute, 9 Jahre später immer noch einen aktiven Fachausschuss „Zelluläre Energiesysteme“ haben.

Dann ist da das ETG Journal, das wir 2017 aus der ETG Mitgliederinformation weiterentwickelt und moderner gestaltet haben. Ein richtig guter Werbeträger für alles, was die ETG so zu bieten hat. Das ETG Journal erscheint mittlerweile auch als e-Paper. Ganz im Sinne der Digitalisierung und dem Nachhaltigkeitsgedanken, dem sich die ETG mittlerweile auch aktiv verschreibt.

Die ETG richtet seit 2018 ihre Aktivitäten an Fokusthemen aus. Sie helfen die Arbeit der ETG zu strukturieren und zu fokussieren und sie erlauben es, vielfältige Anschlüsse an fachliche, gesellschaftliche und politische Entwicklungen herzustellen. Das war damals ein neuer Ansatz, der auch heute dazu beiträgt, das Profil und die Stärken der ETG besser zu transportieren. Er findet sich in der aktuellen ETG Strategie wieder.

Im Jahr 2020 kam Corona! Corona hat eigentlich alles verändert, aber nicht unbedingt alles zum Schlechten. Aufgrund der Corona-Pandemie fand erstmals ein ETG Kongress rein digital statt. Vor der Pandemie nahezu undenkbar, aber wir, d.h. alle Beteiligten haben das mit Bravour hingekriegt. Corona ging dann wieder, aber das Online-Arbeitsformat blieb uns als effiziente Alternative zur Präsenz erhalten. Mittlerweile gehören Online-Meetings zum Arbeitsalltag und ergänzen unsere Präsenz-Sitzungen, wobei nichts über das Netzwerken und Fachsimpeln beim Get Together auf einer Fachtagung in Präsenz geht.



Foto: EW Medien und Kongresse / Thomas Ecke

Seit Anfang 2023 hat die ETG nun mit Frau Dr.-Ing. Britta Buchholz erstmalig eine Vorstandsvorsitzende. Hier ist die ETG, wie in so vielen Dingen, Vorreiterin im VDE und das freut mich besonders!

Zum Jahr 2024 gibt es nur eines zu sagen: 50 Jahre ETG! Ein tolles Jubiläum, das wir im Rahmen eines beeindruckenden Fest-Symposiums (siehe dieses ETG Journal) und im ETG Journal 2/2024 mit vielen persönlichen Impressionen würdig gefeiert haben.

Und natürlich wäre all dieses nicht möglich gewesen ohne die fabelhafte Unterstützung sowohl in der ETG Geschäftsstelle durch Frau Petra Hau und dann Frau Sylvia Grzibowski sowie Herrn Thomas Raphael, als auch in der DK CIGRE Geschäftsstelle durch Frau Jutta Männle bis zu ihrem Ruhestand und nachfolgend durch Frau Olga Oberländer.

Eines ist mir aber besonders wichtig und deswegen kommt das ganz am Schluss: Ich durfte den Generationenwechsel in der ETG miterleben! Besonders auffällig war das für mich auf unseren Veranstaltungen, wie z.B. dem ETG Kongress 2023 in Kassel. Das hat mich schon beeindruckt. Aber auch in den Gremien beteiligen sich viele neue und vor allem junge Expertinnen und Experten an der fachlichen Arbeit. Und das ist gut so.

Der ETG wünsche ich eine weiterhin erfolgreiche Arbeit und Ihnen und Ihren Familien eine gute Zeit. Meinem Nachfolger Herrn Dr.-Ing. Ralf Petri wünsche ich viel Erfolg und eine glückliche Hand.

Ab jetzt bin ich „nur“ noch Mitglied, also wieder im Ehrenamt zurück.

*Herzlichst Ihr
Thomas Benz*

Begrüßung des neuen ETG Geschäftsführers



Liebe ETG Mitglieder,

Energiewende, Wärmewende und Verkehrswende. Drei einfach klingende Begriffe, die dennoch schon individuell betrachtet eine Vielzahl von Herausforderungen an Politik, Wissenschaft, Industrie und Gesellschaft stellen.

Aufgrund des Klimawandels und der damit verbundenen Anstrengungen, die Treibhausgasemissionen stark zu reduzieren, müssen diese drei Themen nicht nur eigenständig betrachtet, sondern gemeinsam gedacht und weiterentwickelt werden. Nur so können wir die selbstgesteckten Klimaziele realistisch erreichen.

Die Energietechnische Gesellschaft (ETG) wurde vor etwas mehr als 50 Jahren unter sehr ähnlichen Bedingungen gegründet. Mit Einsetzen der Ölkrise 1973 wurde es notwendig, das Thema „Energie“ in den Fokus zu rücken. Unsere Gründungsväter haben dies erkannt und die ETG war geboren. Seitdem hat sich die ETG mit ihren Fachtagun-

gen, Kongressen, Studien und wissenschaftlichen Abhandlungen zu einem verlässlichen, neutralen Partner für Politik, Wissenschaft, Industrie sowie die Gesellschaft etabliert. Eine Historie und Leistung auf die wir gemeinsam stolz sein können.

Auch wenn die aktuellen Herausforderungen groß sind, haben wir mit der Expertise, unseren knapp 10.000 Mitgliedern und einer Arbeitsstruktur bestehend aus drei Grundfachbereichen „Energieversorgungssysteme“, „Energieanwendungen“ und „Querschnittstechnologien“ das Rüstzeug, die Energiewende, Wärmewende und Verkehrswende technisch-wissenschaftlich mit unserem Know-how zu flankieren und weiterhin als kompetenter, neutraler Partner wahrgenommen zu werden.

Ich freue mich daher sehr, als neuer Geschäftsführer der ETG, mit Ihnen gemeinsam die energietechnische Zukunft zu gestalten. An dieser Stelle möchte ich mich nochmals herzlich bei meinem Vorgänger Dr.-Ing. Thomas Benz und dem gesamten ETG Vorstand für die Unterstützung und das Vertrauen bedanken.

In diesem Sinne auf mindestens weitere 50 Jahre ETG.

*Herzlichst Ihr
Ralf Petri*

SAVE THE DATE für den nächsten ETG Kongress: 21. – 22. Mai 2025 im Kongress Palais Kassel



Editorial 3

Voller Energie – heute und morgen 3

Verabschiedung des ehemaligen
Geschäftsführers der ETG 4

Begrüßung des neuen ETG Geschäftsführers . . . 5

T **TECHNIK UND TRENDS** 8

T1 Lessons learned from grid restoration and islanded
operation tests with hydropower plants. 8

T2 Small-Signal Stability and Interaction Analysis of
Grid-Forming and Grid-Following Converters in
Converter-Dominated Power Systems. 14

T3 Vermessung netzbildender Stromrichter zur
Analyse des Stands der Technik 25

E **ETG AKTUELL** 30

Aktuelles aus den Fachbereichen

E1 A1 Elektrische Maschinen und Antriebe,
Mechatronik 30

E2 A2 Bahnen mit elektrischen Antrieben. 31

E3 Q1 Leistungselektronik und
Systemintegration 32

E4 Q2 Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik . . 34

E5 Q3 Kontaktverhalten und Schalten. 35

E6 V1 Erzeugung, Verbrauch und Speicherung
im elektrischen Energieversorgungssystem 36

E7 V2 Übertragung und Verteilung elektrischer
Energie 37

E8 V3 Energiewirtschaft 38

ETG Preise

ETG Literaturpreis – Preisaufruf 2025. . . 39

Herbert-Kind-Preis – Preisaufruf 2025 . . 39

E9 Unsere Preisträger 2024. 40

E10 Einladung zur ETG Mitgliederversammlung
am 21. Mai 2025 in Kassel 40

ETG Task Forces

E11 Zwischenstand der ETG Task Force
„KI in der Netzleittechnik“ 41

E12 Neue Task Force „Nachhaltigkeit in der
VDE ETG“ 42

E13 Aktueller Stand der ETG Task Force
„Betriebsmittel im Netz der
Energiewende“ 43

E14 Aktueller Statusbericht der Arbeitsgruppe „Digitale Zwillinge in elektrischen Energiesystemen“ 44

ETG Veröffentlichungen

E15 Standpunkt von VDE ETG zur Kernfusion: Kernfusion – kein Beitrag zum Klimaschutz bis 2045 zu erwarten 45

Rückblick ETG Veranstaltungen

E16 VDE Hochspannungstechnik 2024 in Berlin: Zusammenfassung der Veranstaltung 46

Best Paper

E17 Extended-duration partial discharge measurement during the operational phase of a ±400 kV HVDC GIS 47

Rückblick ETG Veranstaltungen (Fortsetzung)

E18 Netzregelung und Systemführung: Transformation der Stromversorgung – Netzregelung und Systemführung 53

E19 50 Jahre VDE ETG – Let’s power the change! 54

I INTERNATIONALES 59

I1 Aktuelle Informationen aus CIRED 59

I2 Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE. 60

Y VDE YOUNG NET 63

Y1 Das einzigartige Event zur Energiewende am 20. Mai 2025 in Kassel! 63

Y2 Nachbericht: Teilnahme am 50-jährigen Jubiläum der VDE ETG am 10. Oktober 2024 in Berlin – Unsere Erfahrungen als Young Professionals . . 64

F FNN AKTUELL 65

F1 Aktuelles aus dem Forum Netztechnik/ Netzbetrieb (VDE FNN) 65

H HISTORIE DER ELEKTROTECHNIK 67

H1 Die Wirkung des elektrischen Stroms auf den Menschen. 67

Veranstaltungskalender 71

T1 Lessons learned from grid restoration and islanded operation tests with hydropower plants

Abstract—Sufficient preparation for a possible blackout scenario is fundamental for a secure power supply. Therefore real tests are essential in addition to calculation-based preparatory measures for grid restoration. This paper summarizes the effects and outcomes of two field test scenarios of grid restoration using hydropower plants. Further, the calculation results and the most important findings with a focus on load-frequency response are discussed. The two tests involve a grid restoration of a 110 kV grid with transmission lines of a total length in the range of 100 km ... 200 km. The tests took place in different locations in Austria and different load types were involved, such as large induction motors, synchronous motors, and converter loads. At the end of the analyses, an index is defined for different turbine types, describing the relationship between the rotational energy and the maximum frequency deviation for instantaneous load steps. The Turbine Type Performance Index (TTPI) enables the estimation of maximum frequency deviation in an island grid.

Index Terms—grid restoration, hydropower plants, island operation, blackout, stability, frequency load response, TTPI

I. Introduction

Grid restoration after a blackout and subsequent preparations for such a scenario are important for system operators. In this context, the following questions emerge, for instance: How can a safe start-up of the grid be guaranteed after a blackout? What unplanned effects can occur? What flexibilities exist and how can the process be optimized?

Typically, investigations of grid restoration processes are carried out using grid calculation software for reasons of cost on the one hand and practical grid operation issues on the other hand. Without further field tests, the simulation models are only credible to a certain extent and the results should be enjoyed with a limited credibility.

Practical aspects of grid restoration are sparsely addressed in the technical literature. Some problems that can arise during grid restoration and procedures which can lead to an improved ramp-up process are described in e. g. [1]–[8].

This paper considers two real-life island grid tests, which are similar in grid expansion. In both field tests, hydropower plants were used to ramp up the island. The main focus lies on the behavior of the load-frequency control.

Island grid test 1

This field test aims to ramp up a combined cycle plant (CCP) with 500 MVA and to analyze the effects of inverter-

based load steps. Similar tests were carried out in [9], [10] but without inverter-based loads.

- Grid properties
 - 100 km 110 kV grid including 5 km cable
- Generator properties
 - 100 MVA hydropower
 - 500 MVA thermal power
- Load properties
 - 23 MVA pump power
 - 60 MVA converter power

Island grid test 2

In these field tests, two independent islands were ramped up. The first step involved executing load steps separately within each island. After synchronization of the sub-islands, tests proceeded with different machines participating in frequency control and performing further load steps. Similar tests were carried out in [4].

- Grid properties
 - 200 km 110 kV grid
- Generator properties
 - 200 MVA hydropower
- Load properties
 - 6 MVA pump power

In these island field tests, the steady-state frequency deliberately deviates from the usual nominal frequency of the continental grid (ENTSO-E, 50 Hz). This is done to optimize the entire dynamic frequency range. Subsequently, a higher frequency is used before load connection, usually up to 51.5 Hz. Typically, the voltage magnitude is reduced before a no-loaded overhead line or cable is connected to avoid voltage band violations. Sometimes, the protection parameters are re-parameterized for island operation tests. Since no reactive power violations are encountered in the present tests, only the load-frequency behavior is discussed.

In addition, estimating the load-frequency behavior in the event of load steps is an important aspect for grid operators. It is desirable to create a calculation method with which the frequency deviation can be estimated in a simplified way. Based on this fact, this article deals specifically with an index that enables a simplified estimation depending on the turbine type of machines participating in frequency control.

This paper is structured as follows:

In chapter II the procedure and structure of the island grid tests considered for the ramp-up process of a thermal plant via hydropower plants are described. Chapter III includes the procedure and structure of the island grid tests using

hydropower plants with Pelton turbines. In chapter IV the process for defining and calculating the novel Turbine Type Performance Index (TTPI) based on the island field tests is explained. Finally, chapter V concludes the main results of the paper.

II. Island grid test 1

A. Topology and restoration process

A total of four power plants took part in the island field tests:

- Hydropower plant with a reservoir (RES-PP)
 - Two Francis units with each 22 MVA and $H = 2.7$ s
- Pump-storage power plant (PS-PP)
 - Pump with 3.2 MVA and $H = 1.0$ s
 - Pump with 17 MVA and $H = 2.5$ s
- Run-of-river power plant (ROR-PP)
 - Two Kaplan units with each 26 MVA and $H = 1.8$ s
- Combined cycle plant (CCP)
 - Pump with 2.5 MVA and $H = 0.8$ s
 - CCP (single shaft) with 504 MVA and $H = 7.0$ s

The general start-up process of the island grid starts with the ramp-up of the blackstart capable RES-PP followed by stabilizing the island by connecting the pumps of PS-PP. In addition, the two generators in ROR-PP ramp-up and synchronize and so form the initial island grid for connecting the combined cycle plant. Afterwards, the boiler feedwater pump of the CCP is connected followed by the power-intensive venting process of the CCP. Finally, the generator of the combined cycle plant is synchronized to the island grid. The general topology with the relevant line lengths is shown in Figure 1.

Except for the 17 MVA pump in PS-PP, all pumps are powered by directly connected induction machines. The 17 MVA pump is driven to the synchronous speed by a synchronous generator and increases power by opening the ball valve and force, therefore, the water flow. This results in a nearly linear power increase.

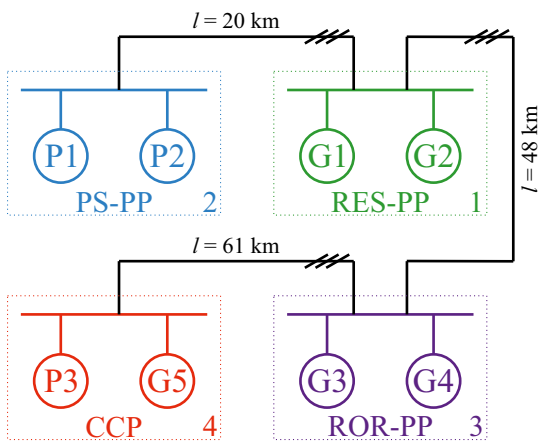


Fig. 1: Grid topology of island grid test 1. The numbers at the bottom right refer to the order of the connected units when ramping up the island grid.

B. Field test results

The initial state of the island grid is the active operation of both generators in the RES-PP and the connected overhead line with a length of 20 km in the direction of the PS-PP. The connection of the auxiliary pump with 3.2 MVA in the PS-PP leads to a maximum consumption of 5 MW and 10 Mvar due to the initial current peak of the induction machine. The start-up process of the pump takes around 10 s. A maximum frequency deviation of 1.2 Hz occurs during the process. The grid behavior during the start-up is shown in Figure 2.

In the next step, the main pump 2 in PS-PP is ramped up to synchronous speed and rated power. Subsequently, the two generators of the ROR-PP are synchronized to the island grid. The first load connection in the CCP is made by connecting the boiler feedwater pump with a power of 2.5 MVA, which in turn is again based on a directly connected induction machine. The dynamic behavior is shown in Figure 3.

Although the rated power of pump 1 and 3 is in a similar range, the frequency nadir after connection of the pumps is less for the feedwater pump since the total rotational energy in the grid during pump ramp-up is higher.

The most power-intensive load cycle and the one that places the greatest strain on the island grid is the venting process of the combined cycle plant. During this process, the boiler is ventilated to remove any flammable residual gases. For this purpose, the generator is operated as a motor

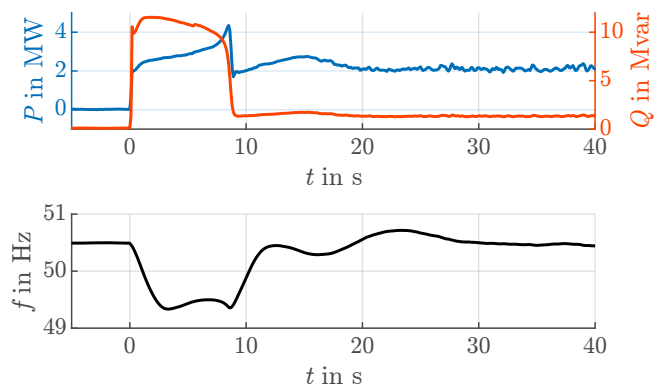


Fig. 2: Start-up of pump 1 in PS-PP

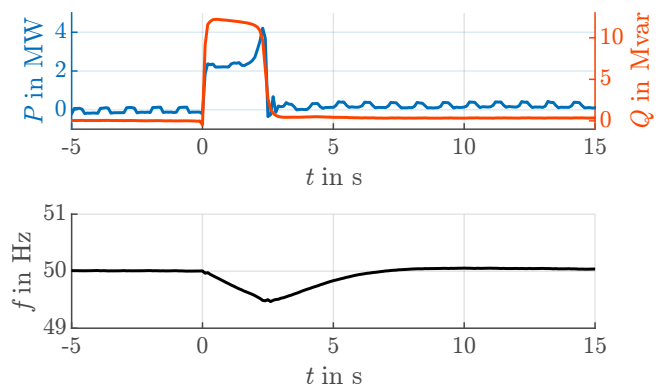


Fig. 3: Start-up of boiler feedwater pump 3 in CCP

and fed to the start-up converter (SFC). This results in an active power oscillation of 3.5 MW. The resulting dynamic behavior is shown in *Figure 4*. After the venting process, the generator of CCP is synchronized to the island grid.

Due to the mentioned venting process a frequency oscillation of ± 700 mHz occurs. This behavior has an intensive effect on the connected hydropower plants, which have to be able to handle these power oscillations.

To investigate the dynamic behavior of the island including the combined cycle plant, two converter stations with 30 MVA rated power each connecting the 110 kV grid to the traction grid are used for load steps. Due to the high rotational energy of the overall system, which is caused by the involvement of the CCP, no significant dynamics were observed, and the maximum frequency deviation for a 30 MW load change results in nearly 170 mHz.

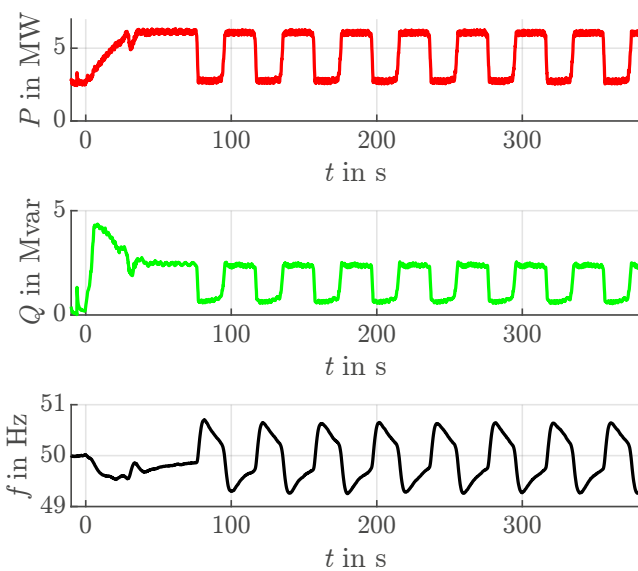


Fig. 4: Venting process of CCP

C. Simulation results

Based on the real measurement results available, a dynamic simulation model is created and verified using the measurement results. The aim is to carry out further analyses with a verified simulation model, which are important to specify the expected maximum frequency deviation.

One of these investigations aims to determine the minimum amount of power plants involved in a successful ramp-up process of the CCP to remain within the allowed frequency limits. It turns out, that the ramp-up process of the boiler feedwater pump is satisfied by any constellation within the maximum allowed frequency deviation of 1.2 Hz specified by the grid operator. Accordingly, the only remaining load criterion is the venting process of the CCP. In this respect, different constellations of the power plants involved in the island grid are examined and shown in *Figure 5*.

The scenario numbers are plotted on the left ordinate. The right ordinate shows the active generators or pumps with color coding according to *Figure 1* including the re-

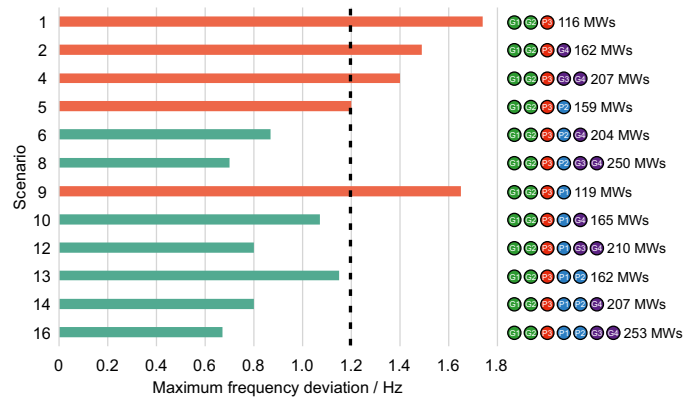


Fig. 5: Minimal needed generators and pumps for a successful ramp-up of CCP

sulting rotational energy. The frequency deviation from the stationary value is plotted on the abscissa. Red bars correspond to a violation, while green bars correspond to a fulfillment of the 1.2 Hz maximum frequency deviation criteria.

The rotational energy in a system is essential for limiting the rate of change of frequency (RoCoF). However, in addition to the rotational energy, the zenith and nadir also depend on the control speed of the generators participating in frequency control. Furthermore, different load types also affect the frequency behavior. Directly connected induction machines reduce the consumption power when the frequency drops and thus support the grid instantaneously. Interesting results emerge in this respect when comparing scenarios 4 and 13. Although there is more rotational energy present in the island grid in scenario 4, the presence of more pumps in scenario 13 leads to an improved result.

III. Island grid test 2

A. Topology and restoration process

The general topology with the relevant line lengths is shown in *Figure 6*. A total of two power plants took part in the island grid field tests:

- Pump-storage power plant 1 (PS-PP 1), powered by Pelton turbines
 - Unit G1 36 MVA and $H = 1.9$ s
 - Unit G2 36 MVA and $H = 1.9$ s
 - Unit G3 with 32 MVA and $H = 2.5$ s
 - Unit G4 with 40 MVA and $H = 2.3$ s
 - Pump P1 with 6 MVA and $H = 1.1$ s
- Pump-storage power plant 2 (PS-PP 2), driven by a Pelton turbine
 - Unit G5 with 55 MVA and $H = 2.8$ s
 - Pump P2 with 1.2 MVA and $H = 1.1$ s

In these grid test, several load steps are carried out in the two separate islands. Following these tests, the two islands are coupled at BB1 to form a 200 km grid expansion.

The test starts with open switches S1, S2 and S3. At first, island 1 with PS-PP 1 is ramped up. To ensure a stable operating point higher than the minimum generator power and

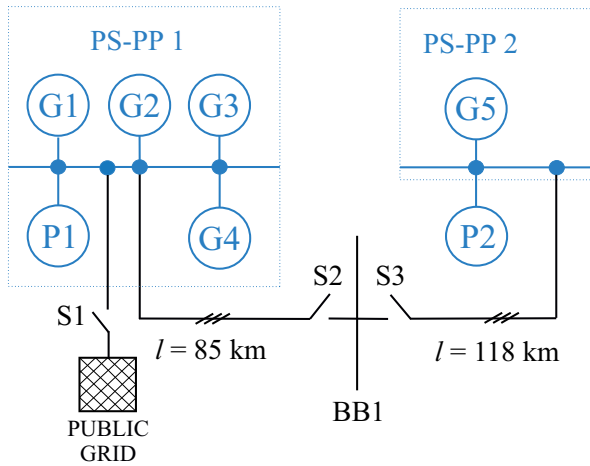


Fig. 6: Grid topology of island grid test 2

to provide additional rotational energy, pump P1 is used as a load. For testing additional load variations, the generators in speed-controlled mode are connected to the public grid by the use of S1. Subsequently, the frequency setpoint of the speed-controlled generators is increased or decreased before decoupling from the public grid (using S1). With that procedure, a defined import or export power from the grid can be set, so the connection with the grid is practically used as a controllable load. After decoupling, the generators have to balance the previous import or export power to stabilize the frequency of the island.

B. Field test results

The start-up process of island 1 begins with open S1, S2 and S3. The blackstart capable generators G1 and G2 operate in speed-controlled mode driven by Pelton turbines with nozzle control (NC) and a frequency setpoint of 50 Hz. After the generator ramp-up, P1 is used as the primary load. G3 and G4 are also operating in speed-controlled mode, but with a lower setpoint of 49 Hz. All four generators are operating with a droop of 4%. The behavior of the island after decoupling from the public grid with a previous 4.6 MW active power import is shown in Figure 7.

At $t = 0$ s, all four generators provide additional active power due to the inertia response. Subsequently, primarily G1 and G2 provide active power to stabilize the resulting frequency. Due to the lower frequency setpoint of G3 and G4, these generators only actively participate in frequency control when the frequency drops below 49 Hz.

In addition to the test shown in Figure 7, tests with deflector control (DFC) are performed. Deflectors are devices designed to position themselves within the water jet between the nozzle and the Pelton turbine, redirecting the flow or a part of it away from the turbine. This procedure is described in detail in [4]. A comparison of the frequency deviation between deflector-controlled and nozzle-controlled turbines is shown in Figure 8.

Deflector-controlled mode significantly limits the maximum frequency deviation. Moreover, in nozzle-controlled mode, the maximum frequency deviation is lower in case of load shedding compared to positive load steps. This is be-

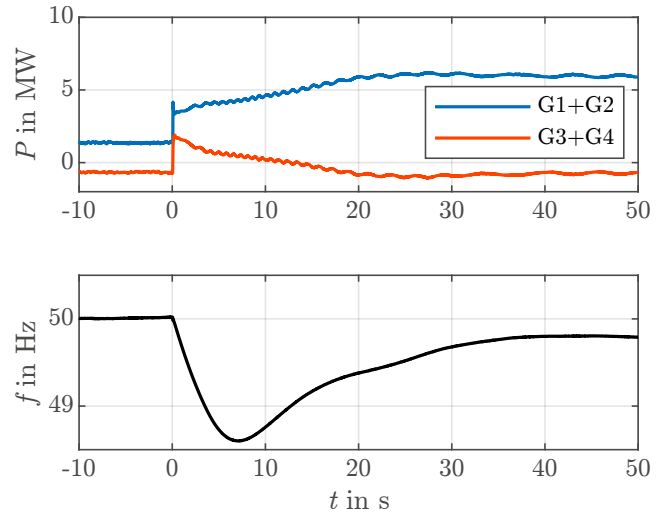


Fig. 7: Load increase of 4.6 MW

cause of the mechanical limitations of the nozzle control. A key advantage of deflector control is its independence from water hammer effects, which can result from rapid adjustments in nozzle positioning. As a result, nozzle control is slower than the deflector control.

After several load steps in island 1, island 2 is ramped up by the blackstart capable generator G5. After connecting pump P2 to island 2 the two islands are synchronized ($t = 0$ s) by closing S2 and S3. The resulting active power response on the line connecting the two islands is shown in Figure 9.

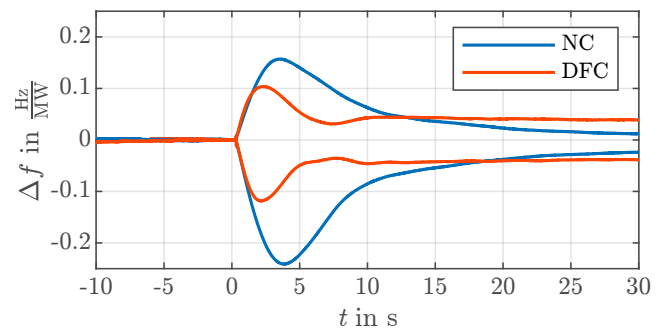


Fig. 8: Load variations with NC and DFC

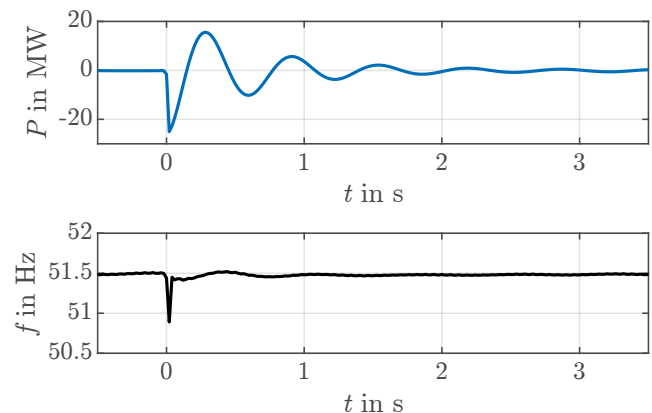


Fig. 9: Synchronisation of island 1 and island 2

Before synchronizing the two islands the frequency is fixed to 51.5 Hz in both islands. About 3 seconds after the synchronization only minimal active power oscillations can be observed and the two islands are coupled successfully. This proves, that the turbine controllers and the synchronizing devices are accurate enough to synchronize the two islands with a phase angle difference within an acceptable range.

In Table 1, the primary results of the various tests are presented. As an example the load-frequency response from test 12 is shown in Figure 10. Within these tests, G5 is used as the generator mainly participating in frequency control.

The active power output based on the inertia response (shown as blue and red areas) is calculated as follows:

$$\Delta P_{\text{inertia}} = \text{RoCoF} \cdot \frac{2 \cdot E_{\text{rot}}}{f} \quad (1)$$

All displayed active power trajectories are referenced to the moment of decoupling from the public grid using S1. ΔP_{total} represents the real measured total active power of all generators combined.

A key insight from test 12 is that G5, participating for the first time in island grid tests, shows a significantly slower active power response compared to G1-G4. Coupled with a relatively high load shedding of 7 MW, primarily generators G3 and G4 are actively contributing to frequency control in addition to G5. G5 has a frequency setpoint of around 50 Hz. All four generators G1-G4 have frequency setpoints around 49 Hz.

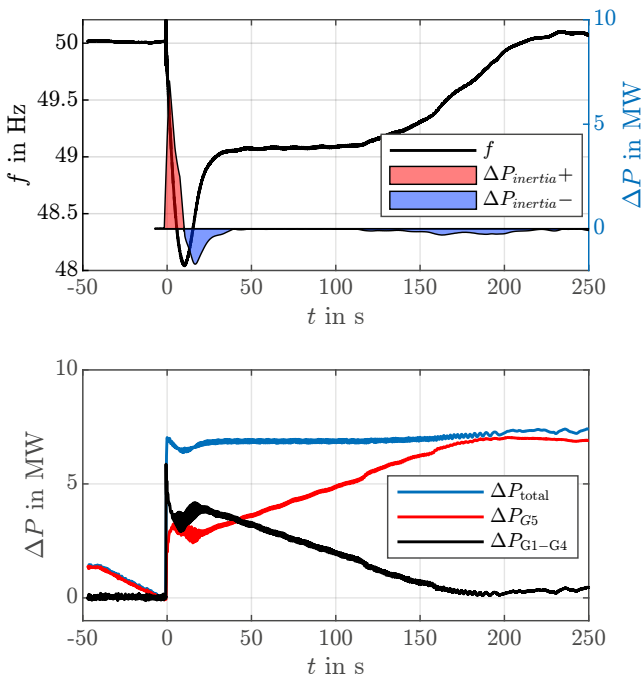


Fig. 10: Load step of 7 MW

IV. Novel turbine type performance index

To specify the load-frequency response in an island grid, a novel Turbine Type Performance Index (TTPI) is defined:

$$\text{TTPI} = \left| \frac{\Delta f_{\text{max}} \cdot E_{\text{rot}}}{\Delta P} \right| \quad (2)$$

Δf_{max} ... Maximum frequency deviation in Hz

E_{rot} ... Rotational energy in MWs

ΔP ... Active power step in MW

The lower the factor, the lower the frequency deviation per defined active power step results. It is recommended to calculate the factor for instantaneous power steps.

The definition of the TTPI thus represents a worst-case estimation and also includes dynamic load connections. In the case of loads with non-instantaneous power characteristics, the TTPI deviates strongly from the typical calculated values. Such a result can be seen in test number 2 of island grid test 1 in Table 1. Table 1 summarizes the results from the two field tests including the corresponding TTPI-values.

grid test	test Nr.	E_{rot} MWs	ΔP MW	Δf Hz	TTPI $\frac{\text{Hz} \cdot \text{MWs}}{\text{MW}}$	frequency control —
1	1	116	3	-1.16	45	G1;G2
	2	119	12	-1.19	12	G1;G2
	3	252	2.73	-0.56	52	G1;G2;G3;G4
	4	252	2.59	-0.53	52	G1;G2;G3;G4
	5	254	±3.5	±0.7	51	G1;G2;G3;G4
	6	3737	-5.2	0.1	72	G5
	7	3737	-5.6	0.13	87	G5
2	1	306	5.4	-1.44	82	G1;G2
	2	313	4.6	-1.41	96	G1;G2
	3	313	-4.5	0.88	61	G1;G2
	4	313	4.1	-0.98	75	G3;G4
	5	313	-3.2	0.65	64	G3;G4
	6	313	4.0	-0.47	37	G3;G4
	7	313	-5.2	0.56	34	G3;G4
	8	152	1.1	-0.37	51	G5
	9	465	7.0	-1.96	130	G5
	10	465	-5.0	2.75	256	G5
	11	465	-5.4	3.45	297	G5

Table 1: Results from field tests

V. Conclusion

Overall, the results of two topologically remote island field tests are investigated. The focus is placed on the load-frequency response. A novel Turbine Type Performance Index (TTPI) is introduced, describing the relation between frequency change, active power change and rotational energy in an island grid.

Using the TTPI, a range of values can be discussed for different types of power plant turbines, where the frequency deviation can be estimated for a defined active power step with known rotational energy. The index is based on instantaneous active power steps and thus covers both ramp-up processes of directly connected induction machines and linear active power changes as a worst-case estimation.

Following TTPIs according to the turbine type are found:

- Pelton turbine with NC TTPI, fast control: 60 ... 100
- Pelton turbine with DFC TTPI: 30 ... 40
- Pelton turbine with NC TTPI, slow control: 130 ... 300
- Francis turbine TTPI: 40 ... 50
- Francis and Kaplan turbine TTPI: 50 ... 60
- Combined cycle plant TTPI: 70 ... 90

The defined factor is usable in the range of approximately ± 2 Hz and it is not recommended to use it for extreme case estimations according to the lack of data available.

So if a system operator plans to connect loads to an island grid with defined load steps ΔP and a fixed rotational energy E_{rot} , based on the TTPI the occurring frequency deviation can be estimated. As an example the TTPI of two tests (test 1 and test 2) from [4] is compared.

$$TTPI_{Test1} = \left| \frac{1.4 \text{ Hz} \cdot 850 \text{ MWs}}{15 \text{ MW}} \right| = 79 \quad (3)$$

$$TTPI_{Test2} = \left| \frac{0.67 \text{ Hz} \cdot 850 \text{ MWs}}{15 \text{ MW}} \right| = 38 \quad (4)$$

The island grid in the two mentioned test scenarios includes units with pelton and kaplan turbines. In test 1 the turbine control type was Pelton turbine with NC, in test 2 the control type was Pelton turbine with DFC. The calculated values lie within the previously determined range of turbine types, therefore confirming the TTPI.

The introduced TTPI thus supports the preliminary considerations of system operators in planning island grid field tests. At the same time, the performance of frequency control of different types of power plants can be compared, potentially revealing areas for optimization.

References

- [1] F. Viawan and R. Banktavakoli, "Power System Restoration: Blackstart Studies", 2018 Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), Solo, Indonesia, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPERE.2018.8739622
- [2] T. Hayashi et al., "MODELLING AND SIMULATION OF BLACK START AND RESTORATION OF ELECTRIC POWER SYSTEMS", *ELECTRA*, No 147, in pp. 21–42, April 1993
- [3] M. M. Adibi et al., "Special Considerations in Power System Restoration", in *IEEE Power Engineering Review*, vol. 12, no. 11, pp. 43–, November 1992, doi: 10.1109/MPER.1992.161433 .
- [4] S. Polster, H. Renner, R. Schürhuber, R. Schmaranz, C. Rupp, C. Tengg et al., "Best practice grid restoration with hydropower plants", *Wasserwirtschaft*, vol. 109, no. S1, p. 107–111, 2019. <https://doi.org/10.1007/s35147-019-0245-x>
- [5] M. M. Adibi and L. H. Fink, "Power system restoration planning", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 22–28, Feb. 1994, doi: 10.1109/59.317561
- [6] M. M. Adibi, R. W. Alexander and D. P. Milanicz, "Energizing high and extra-high voltage lines during restoration", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1121–1126, Aug. 1999, doi: 10.1109/59.780939
- [7] M. M. Adibi, J. N. Borkoski and R. J. Kafka, "Power System Restoration – The Second Task Force Report", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 4, pp. 927–932, Nov. 1987, doi: 10.1109/TPWRS.1987.4335278
- [8] M. M. Adibi and R. J. Kafka, "Power system restoration issues", in *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 4, no. 2, pp. 19–24, April 1991, doi: 10.1109/67.75871
- [9] B. Delfino et al., "Black-start and restoration of a part of the Italian HV network: modelling and simulation of a field test", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1371–1379, Aug. 1996, doi: 10.1109/59.535677
- [10] E. Mtariani, F. Mastroianni and V. Romuano, "Field Experiences in Reenergization of Electrical Networks from Thermal and Hydro Units", in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 7, pp. 1707–1713, July 1984, doi: 10.1109/TPAS.1984.318671



Dipl.-Ing. Darko Brankovic
Institute of Electrical Power Systems
Graz University of Technology



Dipl.-Ing. Dominik Grall
Institute of Electrical Power Systems
Graz University of Technology



Robert Schürhuber
Institute of Electrical Power Systems,
Graz University of Technology



Herwig Renner
Institute of Electrical Power Systems,
Graz University of Technology

- *Andreas Abart, Netz Oberösterreich*
- *Jürgen Pasker, Kärnten Netz*

T2 Small-Signal Stability and Interaction Analysis of Grid-Forming and Grid-Following Converters in Converter-Dominated Power Systems

Abstract

The increase of converter-interfaced generation lead to a power system with different penetrations of grid-forming converters, grid-following converters, and synchronous generators. The converter control loops are prone to different degrees of interaction with synchronous machines, passive elements of the grid, and other converters. This paper addresses the interactions and identifies those which are prone to instability. To this end, we present a mathematical model of a system containing a converter with grid-forming virtual synchronous machine (VSM) control, a converter with grid-following control, a Thévenin equivalent or synchronous generator, as well as Pi lines and a load. Eigenvalue and participation factor analyses, performed in Matlab, allow the investigation of interactions between the elements of the power system. We outline that the interactions between the current controls of both converters and the quasi stationary electrical model of the converter with VSM control can induce instabilities, particularly in the cases of a weak grid or a high share of gridforming control. In addition, we demonstrate that the Thevenin equivalent neglects significant behavior of a converter dominated power system.

1 Introduction

The increasing penetration of converter-interfaced generation leads to significant changes in the overall power system structure, dynamics, and new interactions between the converters and power system elements. To ensure the stable and secure operation of the future converterdominated power system, it is necessary to conduct interaction and stability analyses to identify potential instability risks. Such analyses belong to the converter-driven stability, which was introduced in [1] as an addition to the classical power system stability types. The interactions can occur in form of low frequency oscillations with $f < 10$ Hz and oscillations around the fundamental frequency. Those phenomena are mainly induced by the interactions between control loops and parts of the power system with slower dynamics. Fast interactions in the range of hundreds of Hz to kHz, often caused by fast control loops of the converters, are also part of the converter-driven stability. The focus of this paper is on the interactions around and below the fundamental frequency, which enables to simplify the switching elements of the voltage source converters (VSCs) and the Pulse-width modulation (PWM) and represent them by a controlled voltage source [2], similar to [3, 4].

To analyze the small-signal stability of power systems, the impedance-based approach, the passivity analysis, and eigenvalue approaches are common methods. Impedance based analysis is advantageous since it can analyze black-

box models using scanning methods or measurements [5]. Black-box models are often provided by manufacturers to circumvent publishing their control parameters. However, impedance measurements are complex and must be repeated if the grid impedance or converter control changes. This is not necessary if passivity-based analysis is used, since it takes advantage from the passivity property of a system. If a system is passive and a converter is also passive, then the combined system is stable [6]. Specific statements on which system part is responsible for a certain interaction is not possible with the both methods, but with the eigenvalue and subsequent participation factor analysis [7]. Therefore, the latter are carried out in this paper.

Eigenvalue and participation factor or sensitivity analyses have been already employed to assess the stability and interactions within small converter-dominated power systems. For instance, [8] performed such analyses on a system comprising a Thévenin equivalent and two gridfollowing (GFL) VSCs, focusing on the interactions between two phase-locked loops (PLLs) and the impact of the short-circuit ratio (SCR) and PLL bandwidths on stability. Similarly, [9] used eigenvalues and participation factors to examine the stability and interactions between a synchronous generator (SG) and a GFL converter, concluding that the VSC and SG remain highly decoupled if the converter lacks voltage or frequency control mechanisms. Furthermore, [10] analyzed a 100 % converter interfaced generation system featuring one GFL and one grid-forming (GFM) VSC, determining the minimum required penetration of GFM VSC using eigenvalues and participation factors, with considerations up to 50 % penetration. Additionally, [11] proposed a general modular approach for eigenvalue and sensitivity analysis applicable to systems with multiple identical converters. In a different approach, [12] investigated a system with different GFM controls and a synchronous generator through time-domain simulations, highlighting potential instabilities but lacking a comprehensive sensitivity or participation factor analysis to pinpoint the causes of these instabilities and interactions. In conclusion, it can be stated that in the literature, eigenvalue and participation factor analyses have predominantly been carried out on simple and small converter-dominated systems, whereas for more complex systems, modal analyses have not been used, but rather time domain analyses.

Thus, in contrast to the aforementioned studies, our research employs eigenvalue and participation factor analyses to examine a more complex system configuration with several meshed lines between the VSCs, and also high levels of GFM control penetration. Specifically, we investigate the interactions and stability of a system comprising two converters with different control strategies (see Figure 1), loads, Pi lines, and a Thévenin equivalent. Recognizing the limitations of the Thévenin equivalent in representing

nonlinearities of converters, as noted by [13], we replace the Thévenin equivalent with a synchronous generator in subsequent studies. This SG is chosen to be significantly smaller than the converters in terms of rated power, thereby ensuring that the overall system remains converter-dominated. Our investigation focuses on several key aspects: (1) the impact of SCR on the stability and interactions of the converters, (2) changes in interactions when the Thévenin equivalent is replaced by the synchronous generator, and (3) the effects of varying proportions of GFM and GFL controls on system interactions and stability. Given the likely continued presence of SG-based power generation in the future synchronous grid of Continental Europe, we have deliberately refrained from exploring scenarios involving 100 % converter interfaced systems.

The structure of the Paper is as follows: Section 2 provides information on the applied eigenvalue and participation factor analysis. The system structure and modelling, including the system equations for the GFM VSC, the GFL VSC, the AC grid, and the synchronous generator, is elucidated in detail in Section 3. Simulation results of the interaction analyses are presented in Section 4. We conclude the paper with Section 5.

Notation: The lowercase letters r , l , c , p , and q indicate that the resistance, inductance, capacitance, active power and reactive power, are given in pu. Unless otherwise specified, all voltages and currents are expressed in pu. The indices in blue indicate the respective reference coordinate system.

2 Small Stability Analysis Approach

The eigenvalue analysis enables to make specific statements not only about the stability, but also which states of the system cause instabilities and which interact with each other. Therefore, this analysis approach is applied to the studied system. To perform the eigenvalue analysis, the system described in the following Section 3 in form of

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{aligned} \quad (1)$$

with the differential equations $\mathbf{f} = [f_1 \ f_2 \ \dots \ f_n]^T$ and algebraic equations $\mathbf{g} = [g_1 \ g_2 \ \dots \ g_r]^T$ is linearized around the

operating point to

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \end{aligned} \quad (2)$$

with $\Delta \mathbf{x} \in \mathbb{R}^{n \times 1}$, $\Delta \mathbf{u} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$, and $\Delta \mathbf{y} \in \mathbb{R}^{r \times 1}$ as state-, input-, and output-vector, respectively. The eigenvalues are determined by solving the characteristic polynomial

$$\chi = \det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0. \quad (3)$$

If $\text{Re}\{\lambda_i\} < 0$, $\forall i = 1, \dots, n$, the linearized system is asymptotically stable at the operating point. Based on the eigenvalues and their corresponding right and left eigenvalues ($v_{k,i}$ and $w_{i,k}$), participation factors can be calculated with

$$\pi_{k,i} = w_{i,k} \cdot v_{k,i}, \quad (4)$$

in the case that all eigenvalues λ_i are finite and different. Each participation factor $\pi_{k,i}$ measures the participation of the k -th state on the i -th mode [14]. Thus, if several states have a significant participation on the same mode, there is an interaction between those states. The participation factors presented in the Section 4 have been normalized in order to facilitate comparison. A participation factor of 1 indicates a high level of state participation in the mode, while a value of 0 signifies no participation. Is $\pi_{k,i}$ greater than 0.3, it indicates a significant participation.

3 System Description

This section provides the algebraic and differential equations (see Equation (1)) for the respective parts of the studied systems. The system that is investigated in Section 4.1 comprises two VSCs: VSC₁ is equipped with a GFM virtual synchronous machine (VSM) controller and VSC₂ with a GFL controller. Additionally, it includes three Pi lines, a resistive load, and a Thévenin equivalent (see Figure 1). The latter is replaced by a synchronous generator in Section 4.2. The rated frequency of the system is $\omega_b = 2\pi f$ with $f = 50$ Hz. In case of the Thévenin equivalent, the grid frequency $\omega_{g,pu}$ is an input of the system with $\omega_{g,pu} = 1$ p.u. . The Appendix (Table 1) provides a comprehensive overview of the further system parameters.

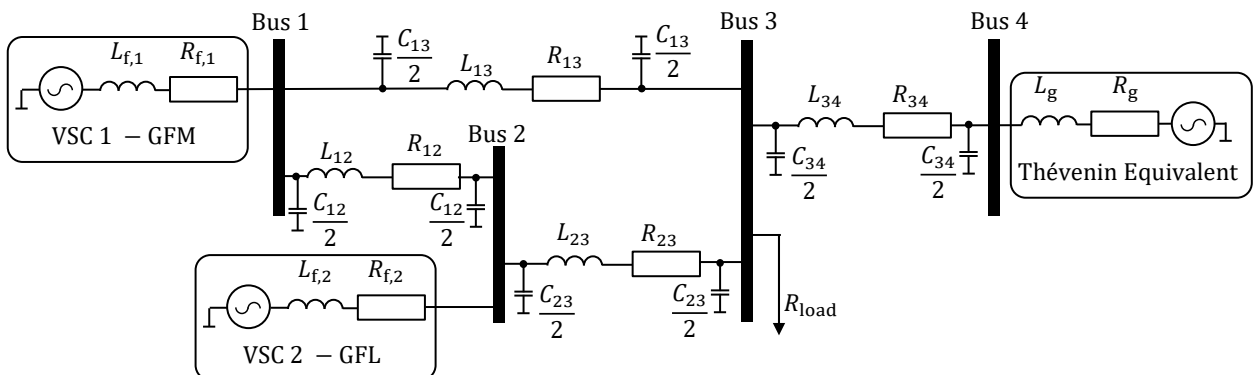


Fig. 1: System structure with Thévenin equivalent.

Subsection 3.1 describes the grid, Subsection 3.2 explains the VSCs and controls, and in Subsection 3.3 the synchronous generator equations are given. In the case of the Thévenin equivalent, the overall system consists of a total of 42 differential equations, and if the synchronous generator is connected to Bus 4, the system can be described with 50 differential equations. All equations are given in the $dq0$ rotating reference frame. Note that a separate $dq0$ frame is defined for each generation unit, and therefore a transformation is required between them. Since a symmetrical system is considered in the paper, the zero component can be neglected. Unless otherwise stated, the convention from [15] is used, and the d-axis is 90° degrees ahead of the q-axis. In the following, the equations for the d and q components of a quantity are often grouped together in one equation with $x^{d,q}$ represents $\begin{bmatrix} x^d \\ x^q \end{bmatrix}$.

3.1 AC Grid Modelling

Resistive Load: The resistive load at Bus 3 is described by

$$i_{R_{load}}^{d,q} = \frac{v_3^{d,q}}{r_{load}}. \quad (5)$$

Pi Lines: Four differential equations are set up for each of the Pi lines. Two of these represent the RL component

$$\frac{d}{dt} i_{ij}^{d,q} = \frac{\omega_b}{l_{ij}} \cdot (v_i^{d,q} - v_j^{d,q} - r_{ij} \cdot i_{ij}^{d,q}) \mp \omega_b \cdot \omega_{g,pu} \cdot i_{ij}^{q,d} \quad (6-7)$$

with $\forall i_{ij} = i_{12}, i_{13}, i_{23}, i_{34}$, and v_i, v_j , which are the voltages at the busses 1-4. The remaining two differential equations are for the capacity

$$\frac{d}{dt} v_i^{d,q} = \frac{\omega_b}{c_i} \cdot i_{c_i}^{d,q} \mp \omega_b \cdot \omega_{g,pu} \cdot v_i^{q,d} \quad (8-9)$$

$\forall i = 1, \dots, 4$. Note that in the Equations (8-9) each of the two capacities $c_{13}/2, c_{12}/2, c_{23}/2$, and $c_{34}/2$ are combined into c_1, c_2, c_3 , and c_4 , respectively.

Thévenin Equivalent: The differential equations for the Thévenin equivalent are similar to (6-7)

$$\frac{d}{dt} i_g^{d,q} = \frac{\omega_b}{l_g} \cdot (v_4^{d,q} - v_g^{d,q} - r_g \cdot i_g^{d,q}) \mp \omega_b \cdot \omega_{g,pu} \cdot i_g^{q,d}. \quad (10-11)$$

The SCR of the Thévenin equivalent is calculated as the ratio of the short-circuit power S_{SCL} and the base power S_b . According to the IEC 60909-0 (2016) standard [16], the corresponding resistance and inductance values can then be calculated with

$$r_g = \frac{cV_n^2}{S_{SCL} \cdot \sqrt{(1+k^2)}}, \quad (12)$$

$$l_g = \frac{k \cdot r_g}{\omega_b}. \quad (13)$$

c is the voltage factor and k is the X/R ratio.

3.2 VSCs – Structure and Control

For both converters VSC $i = 1, 2$, a rotation from the dq grid reference frame ($x^{d,q}$) to each of the dq converter reference frames ($x_{c_i}^{d,q}$) with

$$\begin{bmatrix} x_{c_i}^d \\ x_{c_i}^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\Delta\theta_{vsc_i}) & -\sin(\Delta\theta_{vsc_i}) \\ \sin(\Delta\theta_{vsc_i}) & \cos(\Delta\theta_{vsc_i}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x^d \\ x^q \end{bmatrix} \quad (14)$$

is necessary. $\Delta\theta_{vsc_i}$ is the angular difference of the grid and the converter rotating reference frames. The inverse rotation is performed with

$$\begin{bmatrix} x^d \\ x^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\Delta\theta_{vsc_i}) & \sin(\Delta\theta_{vsc_i}) \\ -\sin(\Delta\theta_{vsc_i}) & \cos(\Delta\theta_{vsc_i}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_{c_i}^d \\ x_{c_i}^q \end{bmatrix}. \quad (15)$$

3.2.1 Grid-Forming VSC

The GFM VSC, considered in this paper, is controlled using the common VSM control approach [17]. Figure 2 shows the general control structure of the GFM VSC.

Calculation and Measurement of P and Q: After the Park transformation or rotation of the dq reference frame, active and reactive power are calculated with

$$p_i = v_{i,c_i}^q i_{vsc_i,c_i}^q + v_{i,c_i}^d i_{vsc_i,c_i}^d \quad (16)$$

$$q_i = v_{i,c_i}^q i_{vsc_i,c_i}^d - v_{i,c_i}^d i_{vsc_i,c_i}^q \quad (17)$$

with $i = 1$. The subsequent PT1 elements with the differential equations

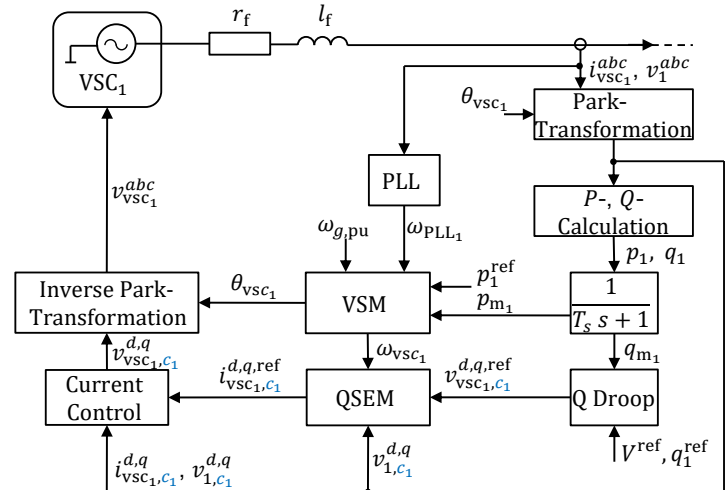


Fig. 2: VSC₁ with GFM virtual synchronous machine control.

is required to prevent instable oscillations [20]. The output of the QSEM specifies the current reference values for the inner current control

$$i_{vsc1,c1}^{d,q,ref} = \frac{1}{r_s^2 + (\omega_{vsc1} \cdot l_s)^2} \cdot \left(r_s \left(v_{vsc1,c1}^{d,q,ref} - v_{f,c1}^{d,q} \right) \mp \omega_{vsc1} \cdot l_s \left(v_{vsc1,c1}^{q,d,ref} - v_{f,c1}^{q,d} \right) \right), \quad (32-33)$$

with r_s and l_s are the virtual resistance, and virtual inductance, respectively.

Current Control The inner current control includes the common PI controllers and the decoupling terms, as illustrated in Figure 6 [11]. It controls the modulated voltage of the VSC with

$$v_{vsc1,c1}^{d,q} = K_{p,cc_i} \left(i_{vsc1,c1}^{d,q,ref} - i_{vsc1,c1}^{d,q} \right) + K_{i,cc_i} \cdot \gamma_i^{d,q} \pm i_{vsc1,c1}^{q,d} \cdot l_f \cdot \omega_{vsc1} \quad (34-35)$$

$$\frac{d}{dt} \gamma_i^{d,q} = i_{vsc1,c1}^{d,q,ref} - i_{vsc1,c1}^{d,q} \quad (36)$$

Tuning of the control parameters is done with the pole placement as well [18, 19]:

$$K_{p,cc} = \frac{2\xi \omega_{bw,cc} l_f}{\omega_b} - r_f \quad (37)$$

$$K_{i,cc} = \frac{\omega_{bw,cc}^2 l_f}{\omega_b} \quad (38)$$

with $\omega_{bw,cc} = 2\pi \cdot 150$ rad/s.

RL Filter: The differential equations

$$\frac{d}{dt} i_{vsc1}^{d,q} = \frac{\omega_b}{l_f} \cdot \left(v_{vsc1}^{d,q} - v_1^{d,q} - r_{f1} \cdot i_{vsc1}^{d,q} \right) \mp \omega_b \cdot \omega_{g,pu} \cdot i_{vsc1}^{q,d} \quad (39-40)$$

describe the dynamics of the RL filter of the VSC.

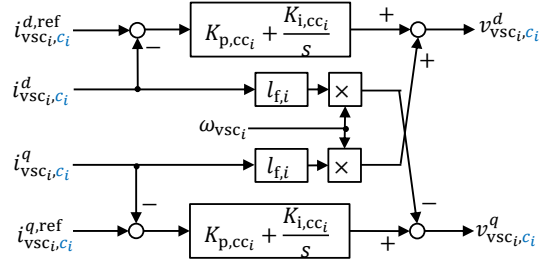


Fig. 6: Inner current control scheme.

3.2.2 Grid-Following VSC

The second converter VSC₂ is a GFL converter with a PI-control for active and reactive power control and an inner current control loop. The structure of the considered GFL control is shown in Figure 7. Equivalently to the GFM VSC, the active and reactive power is calculated after the Park transformation using Equations (16, 17), and the measurement delay is represented by PT1 elements as in Equations (18, 19) with $i = 2$. The PLL is mandatory in GFL control to enable synchronization of the VSC with the grid. Its structure is shown in Figure 3 and the dynamics are described by Equations (20) to (24). Furthermore, the inner current control is also set up and tuned as described in Figure 6 and Section 3.2.1.

Active and Reactive Power Control The P and Q power control specifies the current reference for the inner current control by using PI controllers

$$i_{vsc2}^{d,ref} = K_p \left(p_2^{ref} - p_{m,2} \right) + K_i \cdot \gamma_{p_2} \quad (41)$$

Q-control:

$$i_{vsc2}^{q,ref} = -K_p \left(q_2^{ref} - q_{m,2} \right) - K_i \cdot \gamma_{Q_2} \quad (42)$$

with

$$\frac{d}{dt} \gamma_{p_2} = p_2^{ref} - p_{m,2} \quad (43)$$

$$\frac{d}{dt} \gamma_{Q_2} = q_2^{ref} - q_{m,2} \quad (44)$$

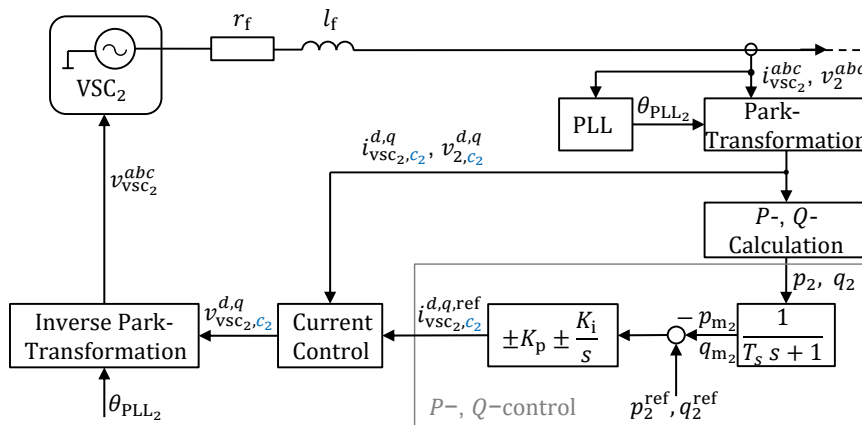


Fig. 7: VSC₂ with GFL control.

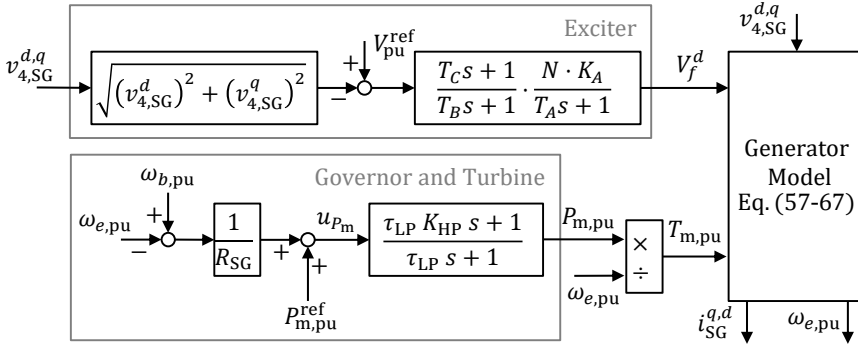


Fig. 8: Synchronous Generator.

The control parameters are tuned by approximating the active and reactive control part by a first order system, and by choosing a bandwidth $\omega_{bw,P2,Q2} = 2\pi 50 \text{ rad/s} \ll \omega_{bw,cc}$ to ensure that the outer power control has significant slower dynamics than the faster inner current control [19].

RL Filter: The RL filter is described by the differential equations

$$\frac{d}{dt} i_{vsc2}^{d,q} = \frac{\omega_b}{l_{f2}} \cdot \left(v_{vsc2}^{d,q} - v_2^{d,q} - r_{f2} \cdot i_{vsc2}^{d,q} \right) \mp \omega_b \cdot \omega_{g,pu} \cdot i_{vsc2}^{q,d}. \quad (45-46)$$

3.3 Synchronous Generator

The considered synchronous generator model includes the generator, exciter, and governor and turbine model (see Figure 8), which are represented in the rotor reference frame qd . It should be noted that in this synchronous generator reference frame, in contrast to the VSC reference frames, the q axis is 90° ahead of the d axis. This must be taken into account when transforming from the SG reference frame to the VSC reference frames with $\Delta\theta_{vsc_i} = \theta_{vsc_i} - \theta_{SG}$.

Exciter System: For the exciter, the IEEE Type AC4C exciter model [21] is used with the transfer function

$$G_{exc} = \frac{T_C s + 1}{T_B s + 1} \cdot N \cdot \frac{K_A}{T_A s + 1}. \quad (47)$$

K_A and T_A are the gain and time constant of the regulator, and T_A and T_B are lag and lead time constants. Overall, the reference frame transformation and the exciter system with the abovementioned transfer function can be represented by

$$v_{4,SG}^{d,q} = v_4^{q,d} \cdot \frac{V_{b,g}}{V_{b,SG}} \quad (48)$$

$$V_4 = \sqrt{(v_{4,SG}^d)^2 + (v_{4,SG}^q)^2} \quad (49)$$

$$e_{exc} = V_{pu}^{ref} - V_4 \quad (50)$$

$$V_f^d = N \cdot \frac{K_A}{T_A T_B} \cdot (x_{exc,1} + T_C x_{exc,2}) \quad (51)$$

and

$$\frac{d}{dt} x_{exc,1} = x_{exc,2} \quad (52)$$

$$\frac{d}{dt} x_{exc,2} = -\frac{1}{T_A T_B} x_{exc,1} - \left(\frac{1}{T_A} \frac{1}{T_B} \right) x_{exc,2} + e_{exc}. \quad (53)$$

Governor and Turbine: The steam turbine model and governor is based on [22] and shown in Figure 8 and given by

$$u_{P_m} = P_{m,pu}^{ref} + \frac{1}{R_{SG}} (\omega_{b,pu} - \omega_{e,pu}) \quad (54)$$

$$P_{m,pu} = \frac{1}{\tau_{LP}} (1 - K_{HP}) x_{P_m} + K_{HP} \cdot u_{P_m} \quad (55)$$

with

$$\frac{d}{dt} x_{P_m} = -\frac{1}{\tau_{LP}} \cdot x_{P_m} + u_{P_m}. \quad (56)$$

R_{SG} is the droop parameter of the f - P control of the governor, K_{HP} is the fraction of the high pressure turbine power generation, and τ_{LP} the time constant.

Generator Model: The electrical model of the generator is the sixth-order system defined as Model 2.2 in the IEEE guide for SG modeling practices [23] with a two equivalent damper circuit for the quadrature axis (Figure 9a) and a field circuit and one equivalent damper circuit for the direct axis (Figure 9b):

$$\begin{bmatrix} -i_{SG}^d \\ i_k^d \\ i_f^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_m^d + l_l & l_m^d & l_m^d \\ l_m^d & l_{lk}^d + l_m^d & l_m^d \\ l_m^d & l_m^d & l_{lf}^d + l_m^d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \phi^d \\ \phi_k^d \\ \phi_f^d \end{bmatrix} \quad (57)$$

$$\begin{bmatrix} -i_{SG}^q \\ i_{k,1}^q \\ i_{k,2}^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_m^q + l_l & l_m^q & l_m^q \\ l_m^q & l_{k,1}^q + l_m^q & l_m^q \\ l_m^q & l_m^q & l_{k,2}^q + l_m^q \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \phi^q \\ \phi_{k,1}^q \\ \phi_{k,2}^q \end{bmatrix} \quad (58)$$

$$\frac{d}{dt} \phi^{d,q} = v_{4,SG}^{d,q} + l_{SG}^{d,q} \cdot r_{sg} \pm \omega_{e,pu} \cdot \phi^{q,d} \quad (59-60)$$

$$\frac{d}{dt} \phi^d = V_f^d - r_f^d \cdot i_f^d \quad (61)$$

$$\frac{d}{dt} \phi_k^d = -r_k^d \cdot i_k^d \quad (62)$$

$$\frac{d}{dt} \phi_{k,1}^q = -r_{k,1}^q \cdot \phi_{k,1}^q \quad (63)$$

$$\frac{d}{dt} \phi_{k,2}^q = -r_{k,2}^q \cdot \phi_{k,2}^q \quad (64)$$

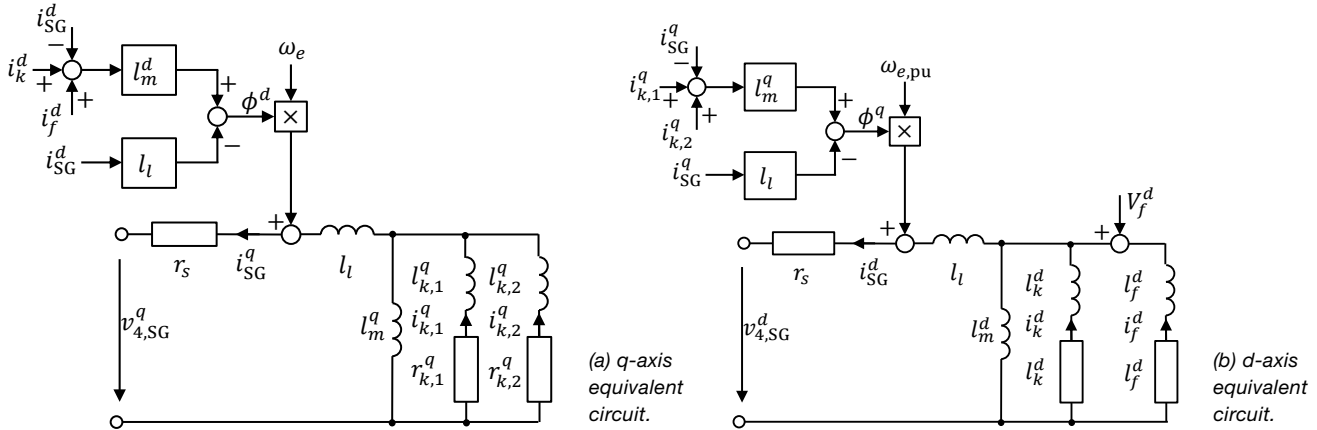


Fig. 9: Direct- and quadrature-axis equivalent circuits of the synchronous generator.

The electromagnetic torque is calculated with

$$T_{e,pu} = \phi^d \cdot i_{SG}^q - \phi^q \cdot i_{SG}^d. \quad (65)$$

The mechanical model of the generator contains the swing equation and calculation of the mechanical torque $T_{m,pu}$

$$T_{m,pu} = \frac{P_{m,pu}}{\omega_{e,pu}} \quad (66)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta\omega_{SG} = \frac{1}{2H} \cdot (T_{m,pu} - T_{e,pu} - K_{d,SG} \cdot \Delta\omega_{SG}). \quad (67)$$

Since the rotor speed $\omega_{e,pu} = \omega_{b,pu} + \Delta\omega_{SG}$ determines the frequency of the studied system, the reference frequency of the VSC controls is now $\omega_{g,pu} = \omega_{e,pu}$. And instead of the Thévenin output current $i_g^{d,q}$, there is $i_s^{d,q} = i_{SG}^{d,q} \cdot \frac{I_{b,SG}}{I_{b,g}}$.

3.4 System Validation

Prerequisite for the small-signal stability and interactions analyses (see Section 2) is a state space system linearized at a defined operating point. The operating point for the system is calculated by solving the differential equations presented in the section above using `vpsolve` in Matlab. For validation of the linearized system, a step $\Delta p_1^{ref} = 0.01$ p.u. is added to the reference active power p_1^{ref} at $t = 0.5$ s and $\Delta p_2^{ref} = 0.01$ p.u. at $t = 3.5$ s is added to p_2^{ref} . The step responses are compared with those of a nonlinear EMT average model implemented in Matlab Simulink. Figure 10a shows that the linearized model, which considered the Thévenin equivalent, is in accordance with the corresponding nonlinear model. The validation is therefore successful. In the second system scenario with the synchronous generator in place of the Thévenin equivalent, Figure 10b also demonstrates that the same steadystate value of $p_{m,1}$ is obtained after the reference value step $\Delta p_1^{ref} = 0.01$ p.u.. The longer settling time of the LTI system compared to the EMT model stems from the nonlinearities of the system that cannot be considered in the linearized model. It can be concluded that the validation is successful.

4 Simulation Results

The interactions of the previously introduced systems are investigated. The objective is to examine whether interactions with the potential for instabilities occur in systems with synchronous generators that cannot be modelled by a Thévenin equivalent. Furthermore, the impact of the SCR of the Thévenin equivalent and varying penetrations of GFL and GFM converters with regard to interactions and stability is analyzed.

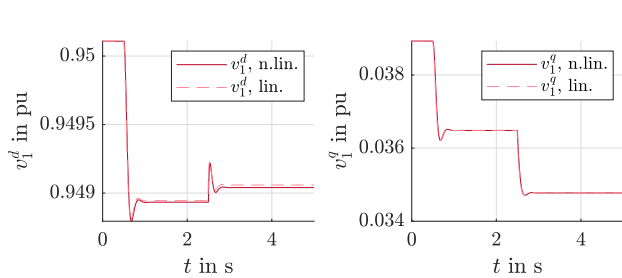
4.1 System Interactions considering the Thévenin Equivalent

The eigenvalues of the system considering the Thévenin equivalent are depicted in Figure 11. Given that all eigenvalues, $\lambda_i, i = 1, \dots, 42$, have a negative real part, it can be concluded that the system is asymptotically stable at the operating point. The eigenvalues λ_1 to λ_{12} are damped by a maximum of 5%. According to the participation factors (see Figure 12), these correspond to the Pi lines of the system and the Thévenin equivalent, which we have no effect on by the controls.

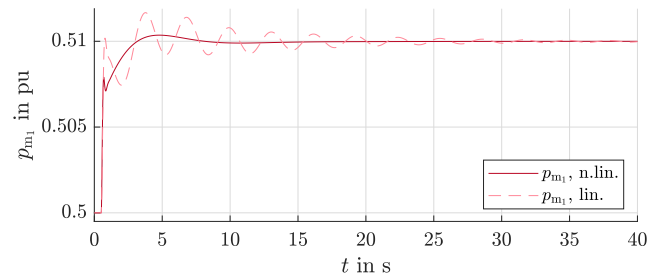
Taking a closer look at the participation factors of all states for each mode in Figure 12, system interactions can be identified. Interactions occur between the AC grid, the Thévenin equivalent and the VSC currents ($\lambda_{13} - \lambda_{16}$). Furthermore, the Thévenin equivalent interacts with the current controls of both VSCs and with the QSEM ($\lambda_{21} - \lambda_{24}$). The interactions of the current controls can be additionally seen for $\lambda_{17} - \lambda_{20}$. Further interactions are evident between p_m and q_m of the two VSCs and the GFL power control, as well as slight interactions between the PLLs, and those of the VSM with PLL₁. The latter correspond to $\lambda_{33,34}$, which are near the imaginary axis. Consequently, these must be considered in the context of stability issues.

4.1.1 Impact of the Thévenin Equivalent SCR

In order to identify with greater precision which interactions of the converters may give rise to instabilities, a series of

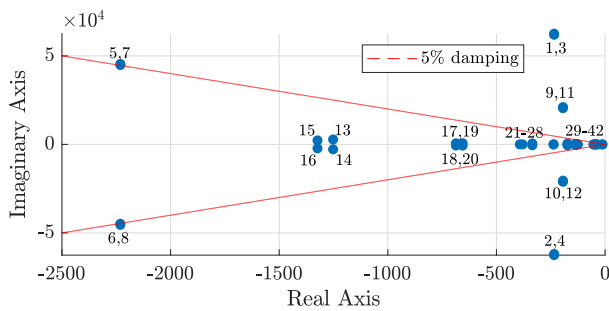


(a) Step response of $v_1^{d,q}$ of the system scenario considering the Thévenin equivalent.

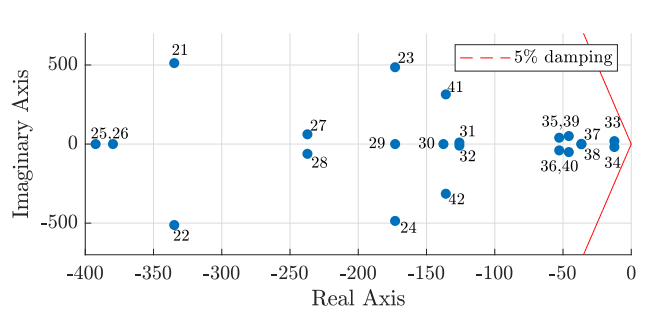


(b) Step response of p_{m1} of the system scenario considering the synchronous generator.

Fig. 10: Step responses of the linear and nonlinear system for time domain validation.



(a) Position of all eigenvalues $\lambda_1 - \lambda_{42}$.



(b) Position of eigenvalues $\lambda_{21} - \lambda_{42}$.

Fig. 11: Eigenvalues of the system considering the Thévenin equivalent.

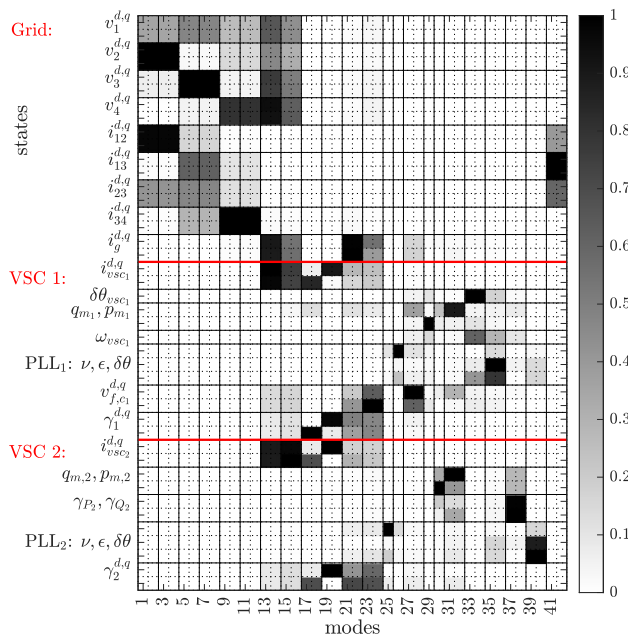


Fig. 12: Participation factors of the system considering the Thévenin equivalent.

different SCRs of the Thévenin equivalent are analyzed. The SCR is varied from SCR = 8, which corresponds to a very strong grid, to SCR = 0.5, which represents a very weak grid [24]. Figure 13 shows the path of the eigenvalues $\lambda_{21} - \lambda_{40}$. The remaining eigenvalues that are not shown were not significantly influenced by the changing SCR. Eigenvalues λ_{27} and λ_{28} corresponding mainly to the QSEM move to the

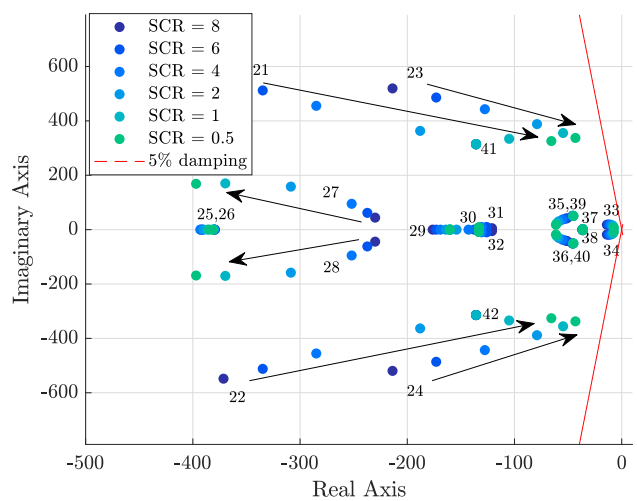


Fig. 13: Path of the eigenvalues $\lambda_{21} - \lambda_{42}$ for SCR = 8 to SCR = 0.5.

left and are thus not relevant for stability problems. In contrast, $\lambda_{21} - \lambda_{24}$ are critical for the system stability, since they move fast towards the right half plane. They correspond to the interactions between the Thévenin equivalent, current controls and QSEM. For a slightly different system setup, we were also able to show that those eigenvalues led to instability in the case of a very weak Thévenin equivalent. The eigenvalues λ_{33} and λ_{34} , which are situated close to the imaginary axis and were previously identified as potentially critical for stability, exhibit minimal movement in the direction of the right halfplane with a smaller SCR and do not result in instability. Thus, it can be concluded that mainly the

current control is critical for the instability, and not only of the GFL control, as is often shown in the literature [5], but also the current control of the GFM control is involved in the interactions. Furthermore, it can be observed that the majority of interactions occur between control components with similar dynamics.

4.2 System Interactions considering the Synchronous Generator

Exchanging the Thévenin equivalent by a synchronous generator lead to the eigenvalues in Figure 14 and participation factors in Figure 15. The eigenvalues corresponding to the AC grid and the VSC controls are similar to those of the previously studied system, and thus not shown in Figure 14. The interactions between the converters are also analogous to those observed in the previous case. Nevertheless, the interactions between the two PLLs are more recognizable. $\lambda_{42} - \lambda_{50}$ corresponding to the electrical and mechanical model of the generator, the governor, and turbine, are in close proximity to the right half plane and the stability boundary. The eigenvalue range of $\lambda_{42} - \lambda_{45}$ also indicates the existence of interactions between the VSM of VSC₁, the electrical model of the SG, and the governor. But there is no interaction between the SG and the GFL converter. This finding is consistent with the results presented by [9] already mentioned in the introduction (Section 1).

The eigenfrequencies associated with the Pi lines are in the range of 10kHz, while those to which the VSC controls contribute are mainly low-frequency oscillations that are less than 10Hz and those around the fundamental frequency. The latter are mainly influenced by the QSEM and the interactions between the current controls have eigenfrequencies of around 100 kHz. The eigenfrequencies associated with the synchronous generator are in the range of less than 1Hz.

4.3 Impact of VSC Penetrations on the Interactions

In order to investigate the influence of the respective VSC control on the interactions and stability, the penetration of the converters is varied for both system scenarios. In the previous studies, both converters had an apparent power of $S_b = 250$ MVA . The powers are now modified to

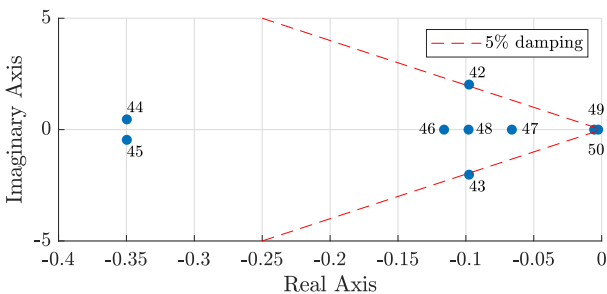


Fig. 14: Eigenvalues λ_{42} to λ_{50} of the system considering the synchronous generator.

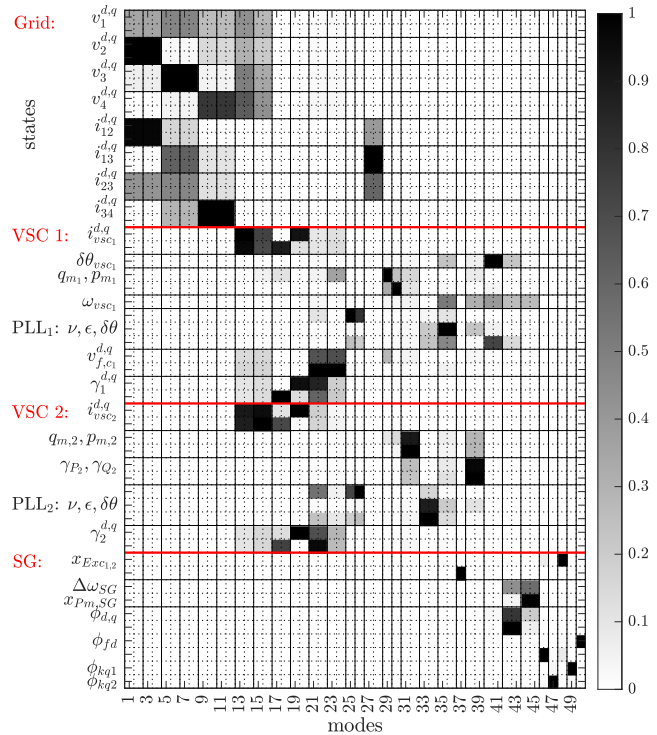


Fig. 15: Participation factors of the system considering the synchronous generator.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} S_{b1} \\ S_{b2} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 400 \text{ MVA} \\ 100 \text{ MVA} \end{bmatrix}, & \begin{bmatrix} S_{b1} \\ S_{b2} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 300 \text{ MVA} \\ 200 \text{ MVA} \end{bmatrix}, \\ \begin{bmatrix} S_{b1} \\ S_{b2} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 200 \text{ MVA} \\ 300 \text{ MVA} \end{bmatrix}, & \text{and} & \begin{bmatrix} S_{b1} \\ S_{b2} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 100 \text{ MVA} \\ 400 \text{ MVA} \end{bmatrix}. \end{aligned}$$

This corresponds to 80 % GFM and 20 % GFL, 60 % GFM and 40 % GFL, 40 % GFM and 60 % GFL, as well as 20 % GFM and 80 % GFL control. In setting up the system equations, it is necessary to consider the conversion between the pu systems. For the second system scenario, the base power of the synchronous generator remains at $S_{b,SG} = 100$ MVA to ensure that a mainly converter-dominated system is studied.

As the number of GFM converters decreases and the proportion of GFL converters increases in the system considering the Thévenin equivalent, the eigenvalues λ_{21} and λ_{22} move towards the right half-plane. In conjunction with the findings of Section 4.1.1, this scenario is particularly critical for stability in the event of a low SCR or weak grid and a high proportion of GFL. This result is in accordance with the existing literature, which identifies GFL and weak networks as a risk factor for instability [25, 26]. Furthermore, the analyses demonstrate that the interactions between the PLLs of the two converters increase as the proportion of the GFL VSC increases. This phenomenon also occurs when the synchronous generator is present in place of the grid equivalent. The interactions between the QSEM and current controls also increase in the second system scenario, whereas the interactions between the synchronous generator and the VSM remain almost the same.

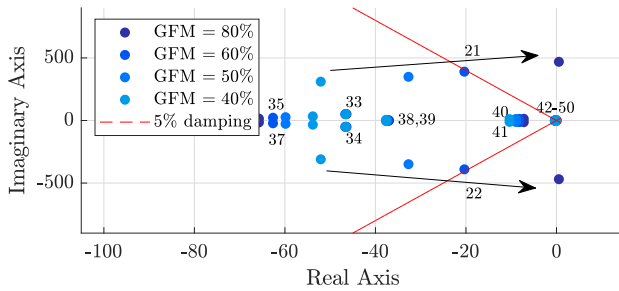


Fig. 16: Path of the eigenvalues $\lambda_{21,22}$, $\lambda_{33}-\lambda_{42}$ for decreasing GFM VSC penetration.

The second system scenario continues to exhibit significant instability problems. With a smaller proportion of GFM converters, eigenvalue λ_{50} , which belongs to ϕ_f^d , is observed to move to the right half-plane. In the event that only 20% of the GFM control is implemented, stable operating point can not be reached. Nevertheless, even with a high proportion of the GFM VSC, at 80%, it can be observed in Figure 16 that λ_{21} and λ_{22} , corresponding to current control and QSEM, have a real part greater than 0 and thus lead to instability.

It is thus evident, that the Thévenin equivalent is appropriate for evaluating the general stability characteristics, but it lacks the necessary level of detail to facilitate a comprehensive investigation of the stability of a converter-dominated grid.

5 Conclusion and Outlook

This paper investigates the interactions caused by converters in a system consisting of a GFM VSC, a GFL VSC and a Thévenin equivalent, which is also replaced by a synchronous generator. Through eigenvalue and participation factor analysis, the impact of the SCR, the replacement of the Thévenin by a synchronous generator, and the penetration on GFM and GFL converters on the interactions and stability is shown. The conclusions of the paper are as follows:

- Interactions occur between parts of the controllers with similar dynamics.
- In case of a weak grid, i. e. a small SCR of the Thévenin equivalent, the interactions between the current controls of both converters, and the QSEM can cause the system to become unstable.
- Interactions occur between the GFM VSC and the synchronous generator, but not between the synchronous generator and the GFL VSC.
- If the synchronous generator is present, high penetrations of GFM VSCs lead to instabilities caused by the interactions between the current controls and the QSEM. High proportions of GFL converters lead to instabilities as well.
- The Thévenin equivalent is an overly simplistic approach when analyzing the stability of a converter-dominated grid.
- The interactions between the current controls of both converters and the QSEM are particularly prone to instability.

Since the proportion of the GFM, GFL and SG in the proposed system can be set freely, the approach is suitable for representing larger converter-dominated grids. This enables the analysis of how another GFM converter control approach will behave on the system and the identification of potential interactions. However, the results may vary depending on the specific GFL and GFM control structure selected and their respective parametrization. For instance, there are GFM structures that do not include current control, which is a critical factor for stability. It is evident that the control structures present in the grid under investigation must be specifically implemented in order to obtain meaningful results.

It should be noted that the DC side control was not considered in this paper, and its effect on the stability and interactions will be analyzed by the authors in subsequent studies. Furthermore, the potential for using this stability analysis method in large systems will be explored, along with the feasibility of conducting a reasonable evaluation of the participation factors even when dealing with a large number of states.

6 Literature

- [1] N. Hatziaargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, "Definition and classification of power system stability – revisited & extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021.
- [2] W. Lu and B.-T. Ooi, "Optimal acquisition and aggregation of offshore wind power by multiterminal voltage-source hvdc," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 1, pp. 201–206, 2003.
- [3] V. A. Lacerda, E. P. Araujo, M. Cheah-Mane, and O. Gomis-Bellmunt, "Phasor Modeling Approaches and Simulation Guidelines of Voltage-Source Converters in Grid-Integration Studies," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51826–51838, 2022.
- [4] G. Grdenic, F. Cifuentes-Garcia, N. d. M. D. Campos, F. Villella, and J. Beerten, "Model Order Reduction of Voltage Source Converters Based on the Ac Side Admittance Assessment: from EMT to RMS," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 56–67, 2022.
- [5] X. Wang and F. Blaabjerg, "Harmonic stability in power electronic-based power systems: Concept, modeling, and analysis," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2858–2870, 2019.
- [6] L. Harnefors, X. Wang, A. G. Yepes, and F. Blaabjerg, "Passivity-based stability assessment of grid-connected VSCs—an overview," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, no. 1, pp. 116–125, 2016.
- [7] Q. Xu, X. Wang, M. G. Taul, and F. Blaabjerg, "Conceptual systematic stability analysis of power electronics based power systems," in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 2232–2238, IEEE, 2019.

- [8] Z. Zou, B. Besheli, R. Rosso, M. Liserre, and X. Wang, "Interactions Between Two Phase-Locked Loop Synchronized Grid Converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 4, pp. 3935–3947, 2021.
- [9] C. Collados-Rodriguez, M. Cheah-Mane, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "Stability analysis of systems with high vsc penetration: Where is the limit?," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 4, pp. 2021–2031, 2020.
- [10] J. Kircheis, J. Kayser, S. Schlegel, and D. Westermann, "100 % Converter-based Distribution Grids: Determining The Required Grid-forming Penetration to Ensure Small-Signal Stability," in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, pp. 1–6, IEEE, 2023.
- [11] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 613–625, 2007.
- [12] A. Tayyebi, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dörfler, "Frequency stability of synchronous machines and grid-forming power converters," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 1004–1018, 2020.
- [13] J. Song, M. Cheah-Mane, E. Prieto-Araujo, J. Amorós, and O. Gomis-Bellmunt, "Grid equivalent representation of power systems with penetration of power electronics," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 38, no. 4, pp. 2742–2756, 2023.
- [14] F. Milano, I. Dassios, M. Liu, and G. Tzounas, *Eigenvalue Problems in Power Systems*. Boca Raton: CRC Press, 2021.
- [15] J. Freytes, *Small-signal stability analysis of Modular Multilevel Small-signal stability analysis of Modular Multilevel Converters and application to MMC-based Multi-Terminal DC grids*. PhD thesis, Ecole Centrale de Lille, 2017.
- [16] "IEC 60909-0 (2016): Short-circuit currents in three-phase AC systems. Part 0: Calculation of currents," 2016-01-28.
- [17] S. D'Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, "A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 180–197, 2015.
- [18] O. C. Sakinci, "Modeling of the modular multilevel converter using dynamic phasors: Reduced-order models for small-signal stability analysis," 2022-01-27.
- [19] P. De Rua, "Model transformations and periodic trajectory calculations for stability assessments of modular multilevel converterbased systems," 2023-11-23.
- [20] O. Mo, S. D'Arco, and J. A. Suul, "Evaluation of Virtual Synchronous Machines With Dynamic or Quasi-Stationary Machine Models," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, no. 7, pp. 5952–5962, 2017.
- [21] "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1–207, 2016.
- [22] P. Kundur, *Power system stability and control*. The EPRI power system engineering series, New York: McGraw-Hill, 7th reprint ed., 2009.
- [23] "IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses," *IEEE Std 1110-2019 (Revision of IEEE Std 1110-2002)*, pp. 1–92, 2020.
- [24] "IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities," *IEEE Std 1204-1997*, pp. 1–216, 1997.
- [25] L. Fan and Z. Miao, "Wind in weak grids: 4 hz or 30 hz oscillations?," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 5803–5804, 2018.
- [26] L. Fan, "Modeling type-4 wind in weak grids," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853–864, 2019.

Appendix

Category	Symbols and Values			
AC Grid				
	$\omega_{b,pu}$	1 p.u.		
Load	r_{load}	0.7143 p.u.		
Pi Lines	$l_{l,12}, l_{l,13}, l_{l,23}, l_{l,34}$	20 km, 50 km, 30 km, 50 km		
	r_{ij}	0.0127 Ω/km	l_{ij}	$0.937 \times 10^{-3} H/km$
	c_i	$12.74 \times 10^{-9} F/km$		
Thévenin	k	10	S_{SCL}	$1.5 \times 10^9 VA$
	c	1	V_b	320 kV
VSC 1&2				
Measurement	T_s	0.0063 s		
PLL	K_{p,PLL_i}	0.2800	K_{i,PLL_i}	12.67
I Control	K_{p,cc_i}	0.8300	K_{i,cc_i}	565.49
RL Filter	r_f	0.01 p.u.	l_f	0.20 p.u.
Base Values	S_{b1}	250 MVA	V_b	320 kV
GFM VSC 1				
VSM	H_{vsc1}	0.4350 s	K_{w1}	9.57
	K_{d1}	28.70	p_1^{ref}	0.5 p.u.
Q droop	K_q	0.20	q_1^{ref}	-0.045 p.u.
	V_1^{ref}	1 p.u.		
QSEM	ω_{vft1}	200 rad/s	r_s	0.1 p.u.
	l_s	0.25 p.u.		
GFL VSC 2				
Power Control	K_p	0.05	K_i	31.416
	p_2^{ref}	0.5 p.u.	q_2^{ref}	-0.045 p.u.
SG				
Exciter	T_A	0.015 s	T_B	10 s
	T_C	1 s	K_A	200
	N	3.61×10^{-4}	V_{pu}^{ref}	
Governor	R_{SG}	0.05	$P_{m,pu}^{ref}$	0.7 p.u.
	τ_{LP}	5	K_{HP}	0.25
Generator	l_m^d	1.6599 p.u.	l_l	0.14998 p.u.
	l_k^d	0.1713 p.u.	l_f^d	0.16484 p.u.
	l_m^q	1.6099 p.u.	$l_{k,1}^q$	0.7252 p.u.
	$l_{k,2}^q$	0.1250 p.u.	r_k^d	0.0284 p.u.
	r_f^d	5.9987×10^{-4} p.u.	$r_{k,1}^q$	0.0062 p.u.
	$r_{k,2}^q$	0.0237 p.u.	r_{sg}	0.002987 p.u.
Base Values	$K_{d,SG}$	0	H	3.7 s
	S_{bSG}	100 MVA	V_{bSG}	320 kV

Table 1: System parameter.



Christina Zuromski
Institute of Electrical Power and
Energy Technology,
Hamburg University of Technology



Prof. Dr.-Ing. Christian Becker
Institute of Electrical Power and
Energy Technology,
Hamburg University of Technology

T3 Vermessung netzbildender Stromrichter zur Analyse des Stands der Technik

Kurzfassung

Das künftige Netzdynamikverhalten wird nicht nur durch die netzbildenden Anlagen des Höchstspannungsnetzes, sondern auch erheblich durch netzbildende Anlagen der Hoch- und Mittelspannung geprägt werden. Dabei führen derzeit fehlende verbindliche Anforderungen an deren dynamisches Verhalten zu einem großen Interpretationsspielraum seitens der Hersteller. Ferner fehlen allgemeingültige Verfahren um netzbildende Eigenschaften nachzuweisen. In einem Forschungsprojekt der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und des Fraunhofer ISE wurde daher ein geeignetes Test- und Prüfverfahren zum Nachweis fundamentaler Eigenschaften netzbildender Stromrichter entwickelt. In diesem Beitrag werden aus dem laufenden Projekt erste Erfahrungen der zugehörigen Messkampagne zur Vermessung von Stromrichtern verschiedener Hersteller vorgestellt. Dabei werden im vorliegenden Beitrag insbesondere die Herausforderungen für den Nachweis der Momentanreserve beleuchtet, die bei der Erarbeitung künftiger Nachweisverfahren Berücksichtigung finden können.

1 Einleitung

Stromrichter mit netzbildenden Eigenschaften werden absehbar einen Teil des Bedarfs an Netzspannungseinprägung decken und damit einen essentiellen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Die vollintegrierten Netzkomponenten der Übertragungsnetzbetreiber mit netzbildenden Eigenschaften, d.h. HGÜ-Konverter und STATCOM Anlagen mit Energiespeicher, werden diesen Bedarf jedoch allein nicht vollständig decken können. Netzbildende Kundenanlagen der Hoch- und Mittelspannung werden daher in einem signifikanten Umfang zur Bedarfsdeckung beitragen und in der Folge das Netzdynamikverhalten entscheidend mitprägen [1, 2]. Der Interpretationsspielraum bei der Entwicklung dieser Anlagen und fehlende Leitplanken hinsichtlich eines netzdienlichen Verhaltens führen zu einer großen Bandbreite möglicher Umsetzungen. Zwar werden netzbildende Stromrichter die essentiellen Eigenschaften von Synchrongenera-

toren, also insbesondere das Spannungsquellenverhalten, bereitstellen. Allerdings impliziert dies notwendigerweise keine vollständige Nachbildung ihres dynamischen Verhaltens mittels der Stromrichterregelung. Denn die Dynamik eines netzbildenden Stromrichters wird, anders als beim Synchrongenerator, nicht durch physikalische Zusammenhänge, sondern durch die implementierte Regelungssoftware definiert. Es ist daher notwendig, den aktuellen Entwicklungsstand der unterschiedlichen Konzepte zeitnah in Erfahrung zu bringen, um einerseits deren Systemverhalten in zukünftigen Studien adäquat berücksichtigen zu können und andererseits, falls notwendig, die technischen Anforderungen und Nachweise für eine marktgestützte Beschaffung oder Netzanschlussregeln dahingehend anzupassen.

In einem Projekt der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (TransnetBW, 50Hertz, Amprion und Tennet) und dem Fraunhofer ISE werden daher unter Einbeziehung sich beteiligender Stromrichterhersteller ein Nachweisverfahren sowie ein Anforderungskatalog zum netzbildenden Verhalten erarbeitet. Der anonymisierte Vergleich, die Ermittlung des Stands der Technik sowie die Erfüllbarkeit von für dieses Projekt spezifischen Minimalanforderungen netzbildender Stromrichter sind dessen Hauptziele.

Im vorliegenden Beitrag werden zunächst die Eckpunkte des Nachweisverfahrens und des Anforderungskatalogs vorgestellt. Diese zielen insbesondere auf das Spannungsquellenverhalten, die Beiträge zur Spannungsqualität und Systemträgheit sowie dem Verhalten bei Netzfehlern und Netzwechselwirkungen netzbildender Anlagen ab.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags sind die Messkampagnen noch nicht abgeschlossen und die Auswertung aller Stromrichter sowie der anonymisierte Vergleich noch nicht möglich. Allerdings sind bereits erste Erfahrungen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens der Stromrichter und bestimmter Auswertungsgrößen gesammelt worden. Im Rahmen dieses Beitrags wird ein Einblick in diese ersten Erfahrungen gegeben, wobei ein besonderer Fokus auf der Ermittlung des Trägheitsverhaltens gelegt wird.

2 Fundamentale Eigenschaften netzbildender Stromrichter aus Sicht der Verbundsystemstabilität und deren Nachweis

Mangels allgemein anerkannter Definitionen und Anforderungen an die Eigenschaften und das dynamische Verhalten eines netzbildenden Stromrichters sind in dem Projekt auf Basis verschiedener Veröffentlichungen (siehe [1, 3, 4]) die folgenden aggregierten Kernaspekte eines netzbildenden Verhaltens zusammengetragen worden, die im Rahmen der Messkampagnen des Projekts nachgewiesen werden. Diese Kernaspekte sind aus dem detaillierten, im Projekt erarbeiteten Anforderungskatalog sowie dem Prüf- und Laborverfahren in [5] abgeleitet worden.

2.1 Spannungsquellenverhalten

Grundlegend verhält sich der netzbildende Stromrichter wie eine Spannungsquelle hinter einer ohmsch-induktiven Impedanz. Das somit einhergehende Spannungsquellenverhalten gilt als Grundvoraussetzung für das netzbildende Stromrichterverhalten. Es ist allerdings entscheidend, in welchen Zeitbereichen das Spannungsquellenverhalten vorliegt, da moderne selbstgeführte Stromrichter (VSC, aus dem Englischen *Voltage Source Converter*) qua ihrer Technologie zur Leistungseinspeisung per se *Spannungsquellen* sind. Um ein Spannungsquellenverhalten aus Sicht der Netzstabilität zu gewährleisten sind daher gegenüber der Grundschwingung der Netzspannung nur verhältnismäßig langsame Änderungen der Stromrichterspannung zulässig. Dabei muss diese Anforderung zum Schutz der Stromrichterhardware vor Überströmen nur innerhalb der technischen Strom- und Energiegrenzen erfüllt werden. Die resultierenden Ströme richten sich folglich im Sinne eines Spannungsquellenverhaltens zunächst nach den Bedürfnissen des Netzes. Aus dieser wichtigsten Anforderung des netzbildenden Verhaltens leiten sich allerdings zahlreiche Konsequenzen für die Stromrichterregelung hinsichtlich deren Dynamik und der Notwendigkeit zur Limitierung von Strömen im Fehlerfall ab.

Zum Nachweis des Spannungsquellenverhaltens muss ein netzbildender Stromrichter stabil vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb übergehen können und, sofern innerhalb der technischen Strom- und Energiegrenzen, den Leistungsbedarf der entstehenden Insel aufnehmen.

2.2 Beitrag zur Momentanreserve und Systemträgheit

Das eingangs genannte Spannungsquellenverhalten mündet fließend in das Trägheitsverhalten des Stromrichters. Mithilfe der dynamischen Anpassung des Spannungszeigers des Stromrichters sind gezielte Beiträge zur Momentanreserve und zur Dämpfung bei Veränderungen des Phasenwinkels der Netzspannung (bzw. dessen Amplitude) möglich.

Der Nachweis zur Momentanreserve ist grundsätzlich auf zwei verschiedenen Wegen möglich:

- *RoCoF-basiert*: Unter Einsatz eines Netzsimulators¹ wird dem netzbildenden Stromrichter eine konstante Frequenzänderungsrate (RoCoF, aus dem Englischen: *Rate of Change of Frequency*) an den Stromrichterklammern aufgeprägt. Infolge des Beitrags zur Momentanreserve soll der netzbildende Stromrichter nach endlicher Zeit bei konstantem RoCoF eine konstante zu vermessende Wirkleistung mit dem Netzsimulator austauschen.
- *Lastbasiert*: Während beim RoCoF-basierten Test die ausgetauschte Wirkleistung eine Folge des RoCoFs ist, ist beim lastbasierten Test der RoCoF eine Folge eines definierten Leistungsungleichgewichts. Hierbei wird dem netzbildenden Stromrichter eine von seiner Wirkleistungseinspeisung abweichende Last im Inselnetzbetrieb beigestellt. Nach endlicher Zeit wird sich infolge des Trägheitsverhaltens des netzbildenden Stromrichters ein konstanter RoCoF einstellen.

Der resultierende Wirkleistungsaustausch sowie der resultierende RoCoF werden durch die Regelungsparameter zur Momentanreservebereitstellung des netzbildenden Stromrichters charakterisiert. Zur Ermöglichung dieses Wirkleistungsaustauschs wird den Prüflingen im Labor eine Gleichspannungsquelle konstanter Spannung beigestellt. In den Prüflingen vorhandene frequenzabhängige Regelungsmechanismen zur Bereitstellung von Frequency Containment Reserve (FCR) oder Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM) müssen bei den Versuchen deaktiviert sein, da andernfalls diese den Momentanreservebeitrag überlagern.

Für beide vorgestellten Wege ist in Abhängigkeit des eingestellten bzw. resultierenden RoCoF df/dt (bezogen auf die Netznennfrequenz) und der mit dem Netzsimulator bzw. der definierten Last ausgetauschten Wirkleistung Δp (bezogen auf die Nennwirkleistung der Anlage) eine Bestimmung der Trägheitszeitkonstanten im jeweils eingeschwungenen Zustand der Wirkleistungs- oder RoCoF-Antwort möglich:

$$T_A = \frac{\Delta p}{df/dt}. \quad (1)$$

Im Rahmen des Projekts kommen beide Arten zur Ermittlung der Momentanreservebereitstellung zum Einsatz, da hiermit Erfahrungen bezüglich der Genauigkeit und Anwendbarkeit beider Methoden gewonnen werden können. Dabei weisen die Methoden jeweils Vor- und Nachteile auf. Zwar ist beim RoCoF-basierten Ansatz die Ermittlung der mit dem Netzsimulator ausgetauschten Wirkleistung einfach und mit hoher Genauigkeit möglich, allerdings ist die Verfügbarkeit von Netzsimulatoren nun in verhältnismäßig kleinen Leistungen bis ca. 1 MVA gegeben. Die Auswertungsgüte des lastbasierten Ansatz hängt wiederum stark von der Ermittlung der Frequenz bzw. des RoCoFs ab, was prinzipbedingt herausfordernd ist.

¹ Beim Netzsimulator (auch als AC-Netz-Emulator oder Grid-Simulator bezeichnet) handelt es sich im Rahmen von Laboruntersuchungen um eine in Amplitude, Frequenz und Winkel einstellbare Spannungsquelle.

Ergänzend zur Momentanreserve wird das Dämpfungsverhalten mittels eines Sprungs des Phasenwinkels des Netzsimulators ermittelt. Das Einschwingverhalten infolge des Winkelsprungs wird im Projekt mittels einer Einhüllenden, charakterisiert durch eine gedämpfte Schwingung eines Systems zweiter Ordnung, ermittelt.

2.3 Beitrag zur Spannungsqualität

Der netzbildende Stromrichter muss mittels der Bereitstellung von Oberschwingungsströmen und asymmetrischer Leistungen, bspw. für nichtlineare (stromrichterbasierte) oder asymmetrische Lasten, in der Lage sein, positiv zur Spannungsqualität beizutragen.

Im Rahmen des zugehörigen Nachweises der Eigenschaft wird dem netzbildenden Stromrichter im Netzparallelbetrieb eine asymmetrische bzw. nichtlineare Last beigelegt. Es wird erwartet, dass der netzbildende Stromrichter im Sinne des Spannungsquellenverhaltens die eingeführten Asymmetrien und Oberschwingungsströme aufnimmt und letztlich zur Verbesserung der vor und nach Aufschaltung der entsprechenden Last ermittelten Kennwerte der Spannungsqualität wie dem *Total Harmonic Distortion* (THD) Faktor und der Spannungsunsymmetrie [6] beiträgt.

2.4 Netzdienliches Verhalten im Fehlerfall

Im Gegensatz zum Synchrongenerator, der eine (temporäre) Fähigkeit zur Abgabe eines Vielfachen seines Nennstroms besitzt, verfügen stromrichterbasierte Betriebsmittel aus praktischer Sicht nicht über eine Überstromfähigkeit. Dieser Umstand muss in geeigneter Weise mittels der Stromrichterregelung berücksichtigt werden. Primär dient dies dem Schutz der Stromrichterhardware. Überdies soll der Stromrichter während und nach dem Fehler aber ein netzdienliches Verhalten aufweisen. Insbesondere ein möglicher Verlust des Synchronismus des Stromrichters wie in [7] gilt es zu vermeiden. Im Projekt wird das Verhalten der Stromrichter bei Frequenz-, Spannungsamplituden- und Spannungswinkeländerungen sowie entsprechender Kombinationen dieser unter Erreichen der technischen Stromgrenzen untersucht.

2.5 Vermeidung unerwünschter Interaktionen

Neben dem Verhalten im Bereich der 50-Hertz-Grundschwingung muss der Stromrichter auch in höheren Frequenzbereichen ein netzdienliches Verhalten aufweisen und darf zumindest nicht zur Entstehung oder Verschlechterung von Interaktionen mit anderen Netzbetriebsmitteln führen.

Die Ermittlung des höherfrequenten Stromrichterverhaltens erfolgt nach dem Verfahren der Impedanzspektroskopie am Netzsimulator unter gezielter Einprägung höherfrequenter Störspannungen in Anlehnung an [8].

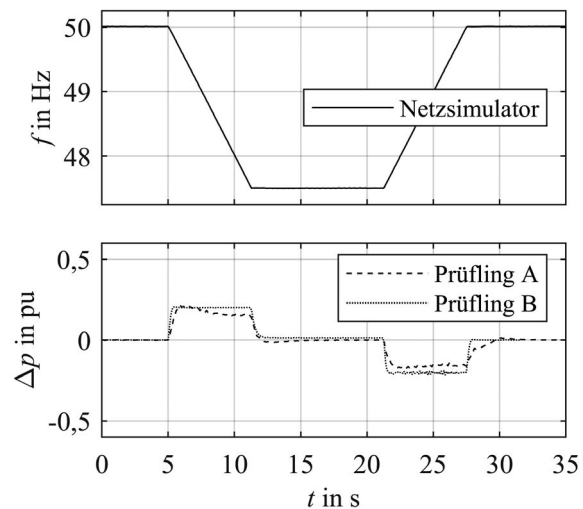


Bild 1: Messergebnisse der Prüflinge A und B zur RoCoF-basierten Ermittlung des Momentanreservebeitrags mit $\pm 0,4 \text{ Hz s}^{-1}$ -Frequenzrampen.

3 Herausforderungen bei der Ermittlung des Momentanreservebeitrags

Wie in Kapitel 2.2 eingeführt, erfolgt die Ermittlung des Momentanreservebeitrags in diesem Projekt einerseits RoCoF-basiert am Netzsimulator mittels Aufprägung definierter Frequenzrampen und andererseits mittels Aufschaltung einer Last definierter Wirkleistung im Inselnetz. Nachfolgend werden erste Laborergebnisse beider eingeführter Verfahren vorgestellt, mit diesen zusammenhängende Herausforderungen beleuchtet und diskutiert.

3.1 RoCoF-basierte Momentanreserveermittlung

In der Labormesskampagne werden zur Ermittlung der Stromrichterdynamik betragsmäßig unterschiedlich hohe Frequenzrampen mittels des Netzsimulators zur Anregung einer Wirkleistungsreaktion innerhalb der technischen Stromgrenzen ausgehend von verschiedenen Arbeitspunkten der Wirkleistung durchgeführt. Dabei werden sowohl negative, als auch positive Frequenzrampen aufgeprägt, jeweils gefolgt von vorübergehend stationären Abschnitten der Frequenz.

Im ersten vorgestellten Versuch wird ausgehend von 50 Hz eine negative $0,4 \text{ Hz s}^{-1}$ -Frequenzrampe bis zum Erreichen von 47,5 Hz gefahren. Die Frequenz verharrt anschließend für zehn Sekunden bei 47,5 Hz, bevor eine positive $0,4 \text{ Hz s}^{-1}$ -Frequenzrampe wieder auf die Ausgangsfrequenz von 50 Hz zurückführt. Das dynamische Wirkleistungsverhalten der Prüflinge A und B ist in Bild 1 dargestellt. Beide Prüflinge weisen in diesem Test nach endlicher Zeit innerhalb der Frequenzrampen einen quasi-stationären Wirkleistungsaustausch auf. Anhand der eingeschwingenen Wirkleistung während dieser Frequenzrampen konnten die in den beiden Prüflingen eingestellten Werte gemäß (1) zur Trägheitsbereitstellung verifiziert werden, wobei die Abweichungen jeweils im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen. Unterschiede ergeben sich aller-

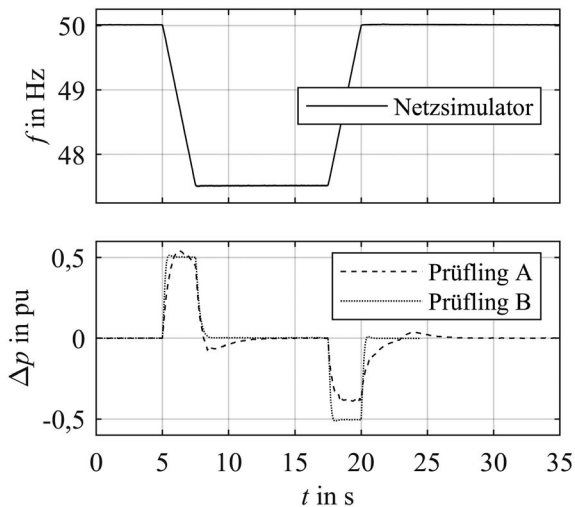


Bild 2: Messergebnisse der Prüflinge A und B zur RoCoF-basierten Ermittlung des Momentanreservebeitrags mit $\pm 1 \text{ Hzs}^{-1}$ -Frequenzrampen.

dings in der Wirkleistungsdynamik. Während beim Prüfling A ein leichtes Überschwingen der Wirkleistung beobachtet werden kann, ist beim Prüfling B eine im Verhältnis zu A deutlich schnellere und stark gedämpfte Wirkleistungsänderung zu beobachten. Zudem tritt beim Prüfling A ein nichtlineares Verhalten nach der Rückkehr auf 50 Hz auf.

Im zweiten vorgestellten Versuch wird das Verhalten der Prüflinge bei betragsmäßig höheren RoCoF untersucht. Analog zum ersten Versuch wird ausgehend von 50 Hz nun eine negative 1 Hzs^{-1} -Frequenzrampe bis zum Erreichen von 47,5 Hz gefahren. Anschließend verharrt die Frequenz für zehn Sekunden bei 47,5 Hz, bevor eine positive 1 Hzs^{-1} -Frequenzrampe wieder auf die Ausgangsfrequenz von 50 Hz zurückführt. Wie erwartet führen die betragsmäßig höheren RoCoF zu betragsmäßig höheren Wirkleistungsreaktionen der Prüflinge. Das beim ersten Versuch bei Prüfling A beobachtete, im Verhältnis zu Prüfling B trägere Wirkleistungsverhalten, führt bei diesem Versuch nicht zu einem Einschwingen innerhalb des Zeitabschnitts der Frequenzrampen, siehe *Bild 2*. Das in diesem Projekt vorgesehene Prüfverfahren zieht allerdings den eingeschwungenen Wirkleistungswert während der Frequenzrampe zur Ermittlung des Momentanreservebeitrags heran. Das bei Prüfling A gemessene Verhalten ließ für diesen Versuch daher keine prüfverfahrenstreue Ermittlung der Trägheitszeitkonstanten zu. Zudem weist Prüfling A eine asymmetrische Wirkleistungsreaktion bei betragsmäßig identischen RoCoF und ein nichtlineares Verhalten nach der Rückkehr zu 50 Hz auf. Wiederum weist das in der *Bild 2* gezeigte Verhalten des Prüflings B eine starke Ähnlichkeit zum vorherigen Versuch mit den $0,4 \text{ Hzs}^{-1}$ -Frequenzrampen auf und ließ eine erneute Verifikation der im Prüfling eingestellten Trägheitszeitkonstanten zu.

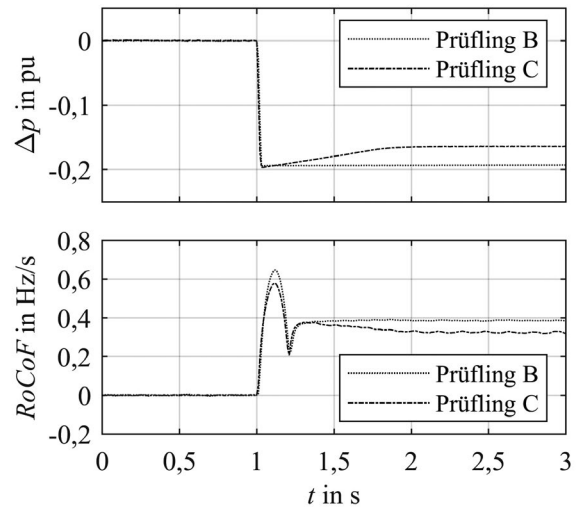


Bild 3: Messergebnisse der Prüflinge B und C zur lastbasierten Ermittlung des Momentanreservebeitrags mit einem Δp von $-0,2 \text{ pu}$.

3.2 Lastbasierte Momentanreserveermittlung

Analog zu den RoCoF-basierten Versuchen zur messtechnischen Ermittlung des Momentanreservebeitrags werden bei den lastbasierten Versuchen unterschiedlich hohe Leistungen ausgehend von verschiedenen Arbeitspunkten der Wirkleistung des Stromrichters angewandt. Dabei werden sowohl negative, als auch positive Leistungsänderungen mittels einer entsprechend schaltbaren ohmschen Lastbank im Inselnetz erzeugt.

Beim ersten lastbasierten Versuch zur Ermittlung des Momentanreservebeitrags werden den Prüflingen B und C jeweils in der Insel negative Leistungssprünge von $0,2 \text{ pu}$ mittels der Lastbank aufgeprägt. Infolge der negativen Leistungsänderung steigt die Stromrichter- und damit die (Inselnetz-)Frequenz und es kommt zur Ausbildung positiver RoCoF, siehe *Bild 3*. Bevor allerdings die jeweilige Frequenz eine konstante Änderungsrate einnimmt, ist eine vorübergehend hohe RoCoF gefolgt von einem Einschwingvorgang dieser beobachtbar. Die Ursachen dieser hohen RoCoF sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abschließend geklärt. Einerseits können diese ihren Ursprung in der Frequenzermittlung auf Basis einer Phasenregelschleife (PLL, aus dem Englischen *phase-locked loop*) haben [9]. Bei der zugehörigen RoCoF-Ermittlung wird die von der PLL ermittelte Frequenz über ein Zeitfenster von 200 ms in 10-ms-Schritten interpoliert, was einen zusätzlichen Einfluss auf die beobachtete Dynamik hat. Andererseits können diese temporär hohen RoCoF auch dem Anlagenverhalten entstammen. Letztere mögliche Ursache ist zumindest eine bei manchem netzbildenden Regelungskonzept theoretisch vorhandene Eigenschaft [10, 11]. Zwar wird dieser durch eine betragsmäßig hohe RoCoF geprägte Abschnitt nicht zur Ermittlung des Momentanreservebeitrags herangezogen. Angesichts Gl. (1) könnte aber mitunter geschlossen werden, dass dieser Zeitraum durch eine verhältnismäßig geringere Trägheitsbereitstellung charakterisiert ist.

Bei Prüfling C ist unmittelbar nach dem Leistungssprung ein etwa eine Sekunde andauernder Einregelvorgang der

Wirkleistung beobachtbar, dessen Ursprung wiederum ein Einregelvorgang der Stromrichterspannungsamplitude ist. Die im Anschluss dieses Vorgangs stationär reduzierte Spannung resultiert in einer verringerten Wirkleistungsaufnahme der ohmschen Last, was letztendlich zu einem stationär geringeren RoCoF führt. Dennoch konnten mittels der stationären Werte der Wirkleistungsänderungen und der RoCoF die in den Prüflingen eingestellten Trägheitszeitkonstanten anhand Gl. (1) verifiziert werden.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Beitrag wurden die fundamentalen Eigenschaften netzbildender Stromrichter aus Sicht der Verbundsystemstabilität vorgestellt und die daraus hervorgegangenen Eckpunkte eines erarbeiteten Prüf- und Laborverfahrens vorgestellt. Die ersten gewonnenen Messergebnisse einer zunächst kleinen Auswahl an vermessenen Prüflingen geben bereits interessante Einblicke in den aktuellen Entwicklungsstand netzbildender Stromrichter und zeigen mögliche Herausforderungen des im Projekt erarbeiteten Prüf- und Laborverfahrens auf. So erlauben betragsmäßig hohe, aber zeitlich verhältnismäßig kurze Frequenzrampen womöglich keinen abgeschlossenen Einregelvorgang der Wirkleistungsreaktion, dem es aber gemäß des aktuellen Prüfverfahrens zur Verifikation der parametrisierten Trägheitszeitkonstanten bedarf. Die lastbasierten Versuche zur Ermittlung des Momentanreservebeitrags offenbaren wiederum mögliche Einschränkungen des eingesetzten Verfahrens zur Frequenzermittlung. Zwar sind diese nicht essentiell für die Verifikation der Trägheitszeitkonstanten der eingeschwungenen Messgrößenverläufe während der Frequenzrampe, allerdings müssen mögliche Rückschlüsse hinsichtlich des transienten Frequenzverhaltens der Stromrichter mit Skepsis begegnet werden. Das im Projekt eingesetzte PLL-basierte Verfahren zur Frequenzermittlung anhand der im Kilohertzbereich erfassten Spannungsverläufe wird daher bis zur finalen Auswertung und Analyse nochmals geprüft und von diesem unter Umständen abgewichen werden.

Die abschließenden Ergebnisse dieser Messkampagne in einem zukünftigen Beitrag werden zeigen, inwieweit sich die Erwartungen an das netzbildende Verhalten von Stromrichtern aus Netzbetreibersicht bestätigen und inwiefern es Unterschiede zwischen den Herstellern bei der Implementierung netzbildender Funktionen gibt. Es ist zu erwarten, dass für künftige Nachweisverfahren und Anforderungskataloge wichtige Erfahrungen gesammelt werden, an welchen Stellen diese verfeinert werden müssen und welche Rückschlüsse für die Festlegung der technischen Anforderungen und Nachweise gezogen werden müssen.

5 Literatur

- [1] ENTSO-E, „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters,” ENTSO-E, Tech. Rep., 2020. [Online]. Verfügbar: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf)
- [2] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, „Systemstabilitätsbericht 2023,” 2024. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/Systemstabilitaetsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [3] „4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter,” 2022. [Online]. Verfügbar: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/static/files/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/grundlegende-anforderungen-an-netzbildende-umrichter/220504_-_4-uenb-papier_zu_anforderungen_an_netzbildende_umrichter.pdf
- [4] VDE-FNN, „Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung,” VDE-FNN, Tech. Rep., 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/resource/blob/2345450/769ae62806eb80d96965e18f89c21719/vde-fnnhinweis-spannungseinpraegendes-verhalten-vonhgue-systemen-data.pdf>
- [5] R. Singer, P. Ernst, und S. Rogalla, „Messverfahren und Anforderungskatalog für die Vermessung netzbildender Wechselrichter zur Analyse des Stands der Technik,” *Tagungsband der Tagung Zukünftige Stromnetze*, 2024.
- [6] IEEE, „IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,” *IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000)*, 2010.
- [7] C. Schöll und H. Lens, „Impact of Current Limitation of Grid-forming Voltage Source Converters on Power System Stability,” in *Conference Proceedings: 21st IFAC World Congress*, 2020.
- [8] S. Rogalla, „Analyse frequenzabhängiger Netzwechselwirkungen von selbstgeführten Wechselrichtern mittels differentieller Impedanzspektroskopie und Oberschwingungsquellenbetrachtung,” Dissertation, Technische Universität Braunschweig, 2021.
- [9] H. Karimi, Y. Seyedi, und M. Karimi-Ghartemani, „A Robust and Simple Phase-Locked Loop for Unbalanced Power Grid Applications,” in *2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2019, S. 29–34.
- [10] C. Schöll und H. Lens, „Design- and Simulationbased Comparison of Grid-Forming Converter Control Concepts,” in *Proceedings of the 20th Wind Integration Workshop*, 2021.
- [11] S. Rogalla, P. Ernst, H. Lens, T. Schaupp, C. Schöll, R. Singer, und J. Ungerland, „Grid-forming converters in interconnected power systems: Requirements, testing aspects, and system impact,” *IET Renewable Power Generation*, 2024.



*Christian Schöll
TransnetBW GmbH,
Stuttgart*



*Sebastian Küchler
50Hertz Transmission
GmbH, Berlin*



*Roland Singer
Fraunhofer-Institut für
Solare Energiesysteme
ISE, Freiburg*

- *Florian Rauscher, Tennet TSO GmbH, Bayreuth*
- *Janek Massmann, Amprion GmbH, Dortmund*
- *Philipp Ernst, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg*
- *Sönke Rogalla, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg*

Aktuelles aus den Fachbereichen

ETG Fachbereich A1

E1 Elektrische Maschinen und Antriebe, Mechatronik

Der Fachbereich A1 („Elektrische Maschinen, Antriebe, Mechatronik“) konnte im Jahr 2024 zwei Treffen organisieren, wovon eines jedoch aufgrund eines Bahnstreiks kurzfristig rein online stattfand.

Beim Online-Treffen am 8. März waren 17 Mitglieder und ein Vertreter der Geschäftsstelle anwesend. Ein wesentliches Thema war die Ausrichtung der Tagung Elektromechanische Antriebssysteme, die für den Herbst 2025 geplant ist. Ebenfalls wurde ausführlich über ein neues IEC-Normungsprojekt gesprochen, das auf Initiative von Prof. Neudorfer aus Wien gestartet wurde und sich mit der Vermessung und der Datenangabe von Traktionsmotoren für elektrische Straßenfahrzeuge befasst. Dies lässt sich dem Fokusthema Nachhaltigkeit zuordnen.

Das zweite Treffen wurde im September auf dem Energiecampus Nürnberg abgehalten. Es war mit 11 Teilnehmern wiederum gut besucht. Besonders haben wir uns über den Besuch von Herrn Richard Tretter aus dem VDE ETG Vorstand gefreut.

Die Teilnehmer konnten morgens die Fertigung der Bahntransformatoren der Firma Siemens Energy besichtigen, was auf großes Interesse stieß. Anschließend fand eine Führung durch die Labore des Lehrstuhls FAPS der Universität Erlangen mit Schwerpunkt auf dem induktiven Laden und der Fertigung von Hairpin-Statoren.

Die Fachbereichssitzung fand am frühen Nachmittag statt.

Herr Prof. Dr.-Ing. Yves Burkhardt (TU Darmstadt) übernimmt die Leitung des Fachbereichs und dankt seinem Vorgänger, Herrn Prof. Dr.-Ing. Martin Doppelbauer (Karlsruher Institut für

Technologie), für die geleistete Arbeit.

Während der Sitzung wurden wie üblich die aktuellen Konferenzen des Fachgebiets besprochen, insbesondere die schon zuvor erwähnte Herbsttagung Elektromechanische Antriebssysteme. Herr Prof. Vezzini konnte neben Herrn Prof. Neudorfer und Herrn Prof. Doppelbauer als Tagungsleiter gewonnen werden. Die Konferenz ist inzwischen für den 07./08. 10. 2025 in München terminiert.

Aus dem Fachbereich wurde Interesse geäußert, am V1-Papier über Windenergie mitzuarbeiten. Die entsprechenden Kontakte wurden inzwischen vermittelt. Dies kann den Fokusthemen Nachhaltigkeit und Multi-Energiesysteme zugeordnet werden.

Die Teilnehmerzahl des FB A1 ist konstant und liegt derzeit bei 32 Kolleginnen und Kollegen. Die nächste Sitzung ist für das Frühjahr 2025 in Linz geplant.



*Prof. Dr.-Ing. Yves Burkhardt
Technische Universität Darmstadt
Vorsitzender ETG FB A1
(seit 10. 2024)*



*Prof. Dr.-Ing. Martin Doppelbauer
Karlsruher Institut für Technologie (KIT),
Vorsitzender ETG FB A1
(bis 09. 2024)*

ETG Fachbereich A2

E2 Bahnen mit elektrischen Antrieben

1 Außendarstellung

1.1 Erstellung der Studie „Mut zur Fahrleitung“

Das Dokument soll den Befürwortern einer fortschreitenden Elektrifizierung helfen, Gegenargumente zu relativieren und einen Interessensausgleich mit Kritikern herbeizuführen. Damit soll es langfristig angelegt und allgemeingültig sein; im Gegensatz zu den vielfältigen Fallstudien und Gutachten, die nur unter bestimmten zeitlichen und örtlichen Randbedingungen gelten und deshalb oft technische und/oder betriebliche Sonderlösungen propagieren.

Struktur: Einleitung – Methodik – Stakeholderanalyse (getrennt nach Verkehrsarten) – Nutzwertanalyse – Handlungsempfehlungen – Alternative Antriebe – Fazit

Die Methodik der Nutzwertanalyse kann auch von Nicht-Fachleuten vollständig und sinnvoll durchgeführt werden. Kern ist eine dreistufige Bewertung, inwieweit

1. ein bestimmtes Konzept eine Reihe von Kriterien überhaupt erfüllt
2. wie relevant diese Kriterien für die jeweilige Aufgabenstellung sind.

Im Ergebnis erkennt man leicht Stärken und Schwächen der zu vergleichenden Konzepte, was eine gezielten Bearbeitung erleichtern soll. Bis zum Jahresende sollen Text & Tool soweit fertiggestellt sein, dass für 2025 verschiedenen „Auskopplungen“ geplant werden können.

2 Organisation von Fachtagungen

2.1 Sicherheit und Zulassung elektrischer Bahnausrüstungen (Dresden, 07.–08. 12. 23)

Die Durchführung der Veranstaltung im Hotel Hyperion wurde sehr positiv angenommen. Das Motto der Podiumsdiskussion „Prozeduren oder Fachwissen – wer macht das Rennen?“ spiegelte sich auch in den Vorträgen wider. Herr Klein hat einen ausführlichen Bericht für die Fachzeitschrift *elektrische Bahnen* geschrieben (Ausgabe 1-2/2024).

2.2 Mobilitätskongress / Forum Bahntechnik (Nürnberg, 17. 04. 24)

Herr von Stockhausen berichtete von 160 Teilnehmern, viel regionalem Networking und einem breit gefächerten Programm ohne festen Fokus. Somit hat die Veranstaltung mehr den Charakter einer Informations- als einer Fachtagung. Unsere Poster zur Energiesparstudie und Wabenstruktur stießen auf Interesse. Die Zusammenarbeit mit dem Cluster Leistungselektronik im Programmausschuss war bereichernd.

2.3 Fachtagung des VDV-Schienenfahrzeugausschusses (Erfurt, 06.–07. 11. 24)

Das Programm hatte folgende Schwerpunkte:

- Gewichtsprobleme bei städtischen Bahnen: „Widersprüche und Ansprüche“ → Welche Forderungen „erschweren“ den Entwurf eines Fahrzeugs und welche Anforderungen schließen sich gegenseitig aus.
- IT-Security, Funktionale Sicherheit und Zulassung: Möglichkeiten, Grenzen, Restrisiko; Was sind die Angriffsvektoren bei Schienenfahrzeugen?
- Energiesparen

- „2025 – 50 Jahre Drehstromantrieb“ – Ein großer Wurf in der Fahrzeugentwicklung!
- Wartungsfreundlichkeit
- Stand der Normung – Was geschieht nach Veröffentlichung der Reihe DIN 564X mit den Technischen Regeln?
- Festigkeitsfragen (Allgemeine Fragen; Leichtbau – Möglichkeiten und Einschränkungen, Craschanforderungen – Die geltenden Normen für den im Straßenverkehr häufigen Crash widersprechen der Leichtbau-Konstruktion, wie sehen reale Crashszenarien aus und ist das gegenwärtige Normenwerk praxisorientiert?

3 Arbeitsprogramm und Ausblick 2025

3.1 Systemkompetenz Bahn – Fahrzeugantriebe & Energieversorgung (Dresden, 16.–17. 01. 25)

Nach den durchweg positiven Erfahrungen mit der neuen Location (Hyperion Dresden) halten wir daran fest. Der neue Titel und der Ankündigungstext sollen den Charakter der Veranstaltung (Netzwerk-System-Weiterbildung) hervorheben. Inhaltliche Schwerpunkte:

- Energieeffizienz des Gesamtsystems
- Nachladung von Akkuzügen
- Innovationen für das Bahnsystem der Zukunft
- Kompatibilität von Fahrzeugausrüstung und Energieversorgung

Anstelle einer Podiumsdiskussion planen wir ein paar Blicke über den Tellerrand, z. B. nach dem Motto *Crazy things – was noch alles möglich ist*.

Am zweiten Tag finden drei Workshops zu aktuellen Fragestellungen statt:

- Neue Funktionalitäten von BEMU/ EMU-Fahrzeugen

- Energieeffizienz bei Vollbahnen
- Laden von Akkumulatortriebfahrzeugen (BEMU)

3.2 acrps / dcrps

(Leipzig, März 2025 bzw. 2026)

VDE ETG wird mittlerweile bei beiden Symposien (die von Rail.S federführend organisiert werden) als Mitveranstalter geführt. In der Praxis bedeutet das eine Mitsprache bei der Programmierung und Durchführung; so wird unser Thema „Mut zur Fahrleitung“ bei der acrps im März 25 auf dem Podium hochrangig diskutiert. Das Programm kann unter www.acrps.org abgerufen werden.

3.3 „Der Weg zur Hölle ist mit guten Vorsätzen gepflastert!“ oder „Beendet sich die europäische Bahnpolitik auf dem Stumpfgleis?“

Im Zuge der Fragestellung nach dem aktuellen Leidensdruck beim Thema Sicherheit & Zulassung wurde lebhaft diskutiert, ob die Idee der europäischen Harmonisierung im Bahnsektor überhaupt (noch) erreichbar ist. Eine fundierte Aufarbeitung (auch der Fehlanreize), Gegenvorschläge und entsprechend prominente Publikation trauen wir uns als Fachbereich zu.



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

ETG Fachbereich Q1

E3 Leistungselektronik und Systemintegration

Der Fachbereich Q1 engagiert sich seit vielen Jahren bei der Ausrichtung und Ausgestaltung von Veranstaltungen, die die aktuellsten Entwicklungen in der Leistungselektronik und den unmittelbar angrenzenden Fachgebieten aufzeigen. Damit werden Angebote zum intensiven Austausch in der Fachdisziplin aber auch über fachliche Grenzen hinweg geschaffen. So werden in einem breiten, interdisziplinären Expertenkreis aktuelle aber auch künftige, relevante Themen diskutiert und vorangetrieben. Auch im Jahr 2024 ist es dem Fachbereich Q1 gelungen, ein interessiertes Fachpublikum zum interdisziplinären Austausch zusammenzubringen.

So fand vom 12. bis zum 14. März 2024 die 13. International Conference on Integrated Power Electronics Systems (CIPS) in Düsseldorf statt. Diese Konferenz wird alle 2 Jahre gemeinsam von Q1 und European Center for Power Electronics e.V. (ECPE) unter der Leitung von Prof. Nando Kaminski, Universität Bremen, und Prof. Andreas Lindemann, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, veranstaltet. Das Programm umfasste ca. 100 eingereichte und eingeladene Beiträge aus der internationalen Fachwelt. Themen waren neue Bauelemente der Leistungselektronik, dafür geeignete Aufbau- und Verbindungstechnologien sowie ihre Integration in mechatronischen Systemen, Aspekte der Zuverlässigkeit und der elektromagnetischen Verträglichkeit von leistungselektronischen Systemen. Da die Leistungselektronik ein für die Umgestaltung der elektrischen Energieversorgung und Mobilität grundlegend relevanten Fachgebiet darstellt, haben die durch die CIPS adressierten Themen einen hohen Stellenwert für die ETG.

Unter dem Vorsitz von Prof. Nando Kaminski fand mit Unterstützung der Universität Bremen und der ETG Anfang Juni das 36. International Symposium on Power Semiconductor De-

vices and ICs (ISPSD) in Bremen statt. Die ISPSD findet jährlich und auf verschiedenen Kontinenten statt. Dieses Jahr trafen sich knapp 500 Wissenschaftler und Ingenieure aus Europa, Nordamerika und Fernost in Bremen, um sich über die aktuellen Trends im Bereich der Leistungshalbleiter auszutauschen. Unter der Rekordzahl von 338 Einreichungen stachen neben den traditionellen Themen Silizium IGBTs, Niederspannungs-MOSFETs, Leistungs-ICs und Packaging vor allem die Wide Band-Gap Halbleiter Siliziumkarbid und Galliumnitrid hervor. Und es gab erstmals sogar eigene Sitzungen zu Galliumoxid und bidirektionalen Bauelementen. Die nächste ISPSD wird Anfang Juni 2025 in Kumamoto, Japan, stattfinden.

Die Mitglieder des Fachbereichs Q1 unterstützten auch den IEEE Energy Conversion Congress & Expo (ECCE) Europe 2024 in Vorbereitung und Durchführung. Diese Veranstaltung fand unter Leitung von Prof. Gerd Griepentrog, TU Darmstadt, vom 2. bis zum 6. September 2024 in Darmstadt statt. Dieser jährlich in einer europäischen Metropole ausgetragene Kongress bot auch in diesem Jahr eine hervorragende Austausch-Plattform zwischen Leistungselektronikspezialisten aus der globalen Industrie und Akademia. Aktuelle Fragestellungen und innovative Lösungen für bestehende aber auch künftige leistungselektronische Systeme und Komponenten wurden vorgestellt und diskutiert. Eingeladene Beiträge befassten sich beispielsweise mit den Entwicklungen von Photovoltaik- oder Windenergiesystemen, dem Beitrag der Leistungselektronik bei der Elektrifizierung der Luftfahrt oder der Digitalisierung in der Leistungselektronik. Die nächste ECCE wird Anfang September 2025 in Birmingham, UK, stattfinden.

Die im Jahr 2024 durchgeführten Veranstaltungen einschließlich der Arbeitstreffen des Fachbereichs Q1 wurden gut besucht. Der Fachbereich Q1

arbeitet bereits an den in den kommenden Jahren geplanten Veranstaltungen, darunter dem ETG Kongress 2025.

Die Mitglieder des Fachausschusses Q1.1 Kontaktlose Energie- und Datenübertragung tauschten sich intensiv aus, z. B. während gemeinsamer Aktivitäten im Rahmen vom GAK 353.1 und gemeinsamen Projektaktivitäten auf den Gebieten des statischen und dynamischen Ladens von Elektrofahrzeugen. Weitere Themen aktueller Diskussionen sind der Stand der Normung IEC 61980 und SAEJ2954, die Entwicklung der EMV-Normungsaktivitäten CISPR 11 sowie neue Forschungs- und Entwicklungsergebnisse auf dem Fachgebiet. Dabei stehen die Ergebnisse aus dem Bereich der EMV-Messung verschiedener Systeme im Leistungsbereich von 3 bis 75 kW, Themen aus dem Bereich der eichrechtskonformen Abrechnung und auch von Positionierverfahren für die genau Positionierung induktiver Ladesysteme im Fokus.“

Neben spezifischen fachlichen Themen standen in diesem Jahr auch strategische Themen im Fokus der Diskussionen. Zu letzteren zählen Maßnahmen zur Nachwuchsgewinnung und die Bedeutung von Nachhaltigkeit für leistungselektronische Systeme. Die Mitglieder des Fachbereichs Q1 stehen dabei im engen Austausch mit anderen Fachbereichen der ETG und bringen sich in die Umsetzung der ETG Strategie ein.

Der Fachbereich Q1 ist seit Jahren ein lebendiges Netzwerk mit vielen aktiven Mitgliedern. Die Ehrung verdienter Mitglieder ist daher ein besonderes Anliegen.

Für sein Lebenswerk wurde in diesem Jahr Herr Prof. Dr. Ing. habil. Henry Güldner mit der VDE Ehrenurkunde ausgezeichnet. Die Ehrung fand auf der diesjährigen CIPS – International Conference on Integrated Power Electronics Systems, in Düsseldorf statt und wurde durch die ETG Vorstandsvorsitzende Frau Dr. Britta Buchholz, ABB Hitachi Energy, die ETG – ETG Q1 Vorsitzende Frau Prof. Regine Mallwitz, TU Braunschweig, ihren Stellvertreter Prof. Klaus Hoffmann, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, sowie dem Präsidenten der ECPE Prof. Leo Lorenz vorgenommen.

Einer von zwei im Jahr 2024 vergebenen ETG Literaturpreisen ging an Dr. Michael Gleissner, Universität Bayreuth, für den Beitrag „Junction Temperature Measurement Based on the Internal Gate Resistance for a Wide Range of Power Semiconductors“, der gemeinsam mit Dominik Nehmer und Prof. Mark-M. Bakran im IEEE Open Journal of Power Electronics 2023 publiziert wurde. Die Preisverleihung erfolgt durch die ETG Vorstandsvorsitzende Frau Britta Buchholz im Rahmen der CIGRE/CIRED Informationsveranstaltung am 8. Oktober 2024 in Dresden. Der Fachbereich Q1 „Leistungselektronik und Systemintegration“ freut sich sehr über diese Auszeichnungen.



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

ETG Fachbereich Q2

E4 Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik

Studie „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende“

Die Task Force des FB Q2 hat in 2024 die [Studie zur Höherauslastung von Betriebsmitteln](#)¹ fertiggestellt.

Die Ergebnisse wurden bei verschiedenen Events vorgestellt: HighVolt Zwischenruf, Hochspannungssymposium in Stuttgart, Transformer Life Management in Zeulenroda, pv magazine, VDE Fachtagung Hochspannungstechnik in Berlin und FKH Fachtagung in Olten, Schweiz. Daneben nahmen die Autoren an Arbeitskreisen deutscher Netzbetreiber teil.

Die Studie wird nicht nur aus fachlichem, sondern auch aus politischem Interesse stark beachtet. Zwei Fragen kehren jedoch immer wieder: Werden Betriebsmittel durch Höherauslastung übermäßig gealtert und ist der Betrieb über den Nennstrom hinaus rechtlich sicher?

Für 2025 plant der FB Q2 weitere Veröffentlichungen und eine eintägige Fachtagung.

¹ <https://www.vde.com/resource/blob/2354236/97cf00aeb5a93af09000a0d5951c6228/studie-hoeherauslastung-von-betriebsmitteln-im-netz-der-energiewende-data.pdf>

VDE Fachtagung Hochspannungstechnik

Die Veranstaltung blieb mit 230 Teilnehmenden und 100 Beiträgen leider hinter den Erwartungen zurück. In Vor-Corona-Zeiten waren es über 300 Teilnehmer.

Trotzdem ist es gelungen, den Anforderungen der Teilnehmenden, Vortragenden und Ausstellern zu genügen, neueste Entwicklungen zu präsentieren und eine interessante und lebendige Diskussion der aktuellen Themen zu führen.

Gut angekommen sind wieder die CIGRE Tutorials aus den Bereichen Netzberechnungsmodelle und Zuverlässigkeit von Transformatoren, neue Schaltgeräte mit alternativen Lösungen, Prüfung von GIS und DC-GIS-Kabelendverschlüsse sowie Zustandsbewertung von Mittelspannungskabeln. Besonderes Interesse fand die VDE Studie [Höherauslastung von Betriebsmitteln](#)¹.

Vorstandsmitglieder der Unternehmen 50Hertz, NKT und Maschinenfabrik Reinhausen zeigten in ihren Keynotes die Herausforderungen beim Netzausbau auf. Die finanziellen Aufwendungen, die Ressourcen und Produktionsengpässe sowie die Herausforderungen einer zukünftigen

Kreislaufwirtschaft wurden deutlich herausgestellt.

Die Neuerung der geführten Poster Session mit Headsets im Foyerbereich wurde gut angenommen und soll beim nächsten Mal wiederholt werden. In der Abschlussveranstaltung im Plenum wurde der Best Paper Award für Teilentladungsuntersuchungen an HVDC-GIS an Daniel Gebhardt von OMICRON überreicht.

Der FB Q2 hat 21 Mitglieder aus der Gruppe der Hersteller, Netzbetreiber und Wissenschaftler.



*Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat,
Technische Universität
Braunschweig,
Vorsitzender ETG FB Q2*



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

ETG Fachbereich Q3

E5 Kontaktverhalten und Schalten

Der Fachbereich bearbeitet alle Themen, die in Bezug auf elektrische Kontakte und deren Umgebung von Bedeutung sind. Dies umfasst Anwendungen in den Bereichen Elektroenergie-technik und Nachrichtentechnik in Marktsegmenten wie Industrieanwendungen, Installationstechnik, Haushaltsgeräte, Elektroenergieübertragung und -verteilung, Kommunikationstechnik, Automotive & Mobilität sowie Medizintechnik.

Hierbei geht es um

- Funktion und Anforderungen an stationäre und bewegte elektrische Kontakte
- Werkstoffe im Zusammenhang mit elektrischen Kontakten
- Fertigungsverfahren für die Herstellung von Kontaktteilen
- Berechnungsmodelle für Schaltgeräte und Schaltlichtbögen
- Prüfverfahren für elektrische Kontaktsysteme
- Umwelt- und Nachhaltigkeitsaspekte im Bereich elektrischer Kontakte
- Einfluss der Belastung durch Wechsel- und Gleichspannung/-strom auf Kontaktsysteme in den Bereichen Elektromobilität, Industrie und Erneuerbare Energien
- Hybrides Schalten: Kombination von elektromechanischen und elektronischen Schaltvorgängen

Der Fachbereich diskutiert technische, normative, regulatorische und nachhaltige Entwicklungen im Bereich elektrischer Kontakte und bietet Foren für den Austausch in der Community.

Am 01. Oktober 2024 organisierte der Fachbereich in Kooperation mit dem VDE Mittelbaden auf der Buhlschen Mühle in Ettlingen eine Diskussionsveranstaltung mit dem Titel „Verbindung unterbrochen – Galvanische Trennung in DC Netzen“ (Foto siehe unten). Mit 40 Teilnehmern aus ca. 20 Einrichtungen der Industrie und Wissenschaft war die Veranstaltung gut besucht, und das Thema Trenneigenschaften/-anforderungen sowie Isolationskoordination im Bereich der Niederspannungsgleichspannung wurde in 4 Fachvorträgen grundlegend vorgestellt und anschließend mit dem Auditorium intensiv diskutiert. Ein besonderer Schwerpunkt lag auf der Fragestellung der Alterung von Kunststoffen im elektrostatischen Feld.

Im Berichtszeitraum fanden neben zwei Online-Meetings auch zwei physische Fachbereichstreffen statt. Das Erste im Dezember 2023 am IEEH der TU Dresden zur Vorbereitung der obigen Diskussionsveranstaltung und das Zweite im September 2024 in Ettlingen bei dem die Vortragschwerpunkte für das Albert-Keil-Kontaktseminar 2025 festgelegt wurden.

Auf der „International Conference on Electrical Contacts“ im Oktober 2024 berichtete der Fachbereichsleiter im Rahmen des Technical Committee Meetings (IEEE TC-1) über den Stand der CLP Einstufung von Silber, sowie dem aktuellen Status der RoHS Ausnahme für den Einsatz von



© Christoph Koller, Kraus & Naimer
Schalterentwicklungsgesellschaft m.b.H.

Ag/CdO in elektrischen Kontakten. Weiterhin wurden von Fachbereichsmitgliedern Fachbeiträge zu „Kontaktwerkstoffen für Hybridschalter“, „Einfluss von Magnetfeldern auf DC Lichtbögen“, „Mathematische Modellierung von Hybridschaltern“, „Backup Schutz in der Niederspannungstechnik“ sowie „Stromschienenverbindungen“ vorgestellt.

Die Mitglieder des Fachbereichs führten Seminare zu „Schaltkontakten der elektrischen Energietechnik“, „Elektrische Kontakte, Werkstoffe, Gestaltungen und Anwendungen“ und „Steckverbinder“ an den Technischen Akademien Wuppertal und Esslingen sowie im Haus der Technik durch.

Seitens des Fachbereichs ist in Kooperation mit dem VDE Mittelbaden bereits das 28. Albert-Keil-Kontaktseminar „Kontaktverhalten und Schalten“ 2025, am KIT Karlsruhe, in Vorbereitung (Termin: 24. – 26.09.2025).

Weiterhin ist unter Mitwirkung des Fachbereichs eine Neuauflage des Buchs „Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen“, Springer Verlag, in Arbeit und die Publikation für Ende 2025 vorgesehen.



Dr.-Ing. Timo Mützel,
DODUCO Contacts and Refining GmbH,
Vorsitzender ETG FB Q3

ETG Fachbereich V1

E6 Erzeugung, Verbrauch und Speicherung im elektrischen Energieversorgungssystem

Die Arbeiten zu dem Themenkomplex „Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie“ wurden auch im Jahr 2024 unter dem Vorsitz von Herrn Dr. Martin Kleimaier und dessen Stellvertreter, Herrn Prof. Dr. Hendrik Lens (Universität Stuttgart) fortgeführt.

Mit großem Interesse werden die Entwicklungen zur Kraftwerksstrategie der Bundesregierung verfolgt. Zu diesem Themenkomplex hat der Fachbereich bereits im Jahr 2021 in seinem Positionspapier „Kernaussagen zur Entwicklung der Erzeugung und des Speicherbedarfs elektrischer Energie“ Stellung genommen. Dort wurde gefordert, rechtzeitig geeignete Maßnahmen zu ergreifen, damit unter dem Aspekt des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung auch dann jederzeit noch genügend elektrische Energie bereitgestellt werden kann, wenn Sonnen- und Windenergie nicht in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Im Februar hatte die Bundesregierung zwar den Rahmen für die Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten von bis zu 4 mal 2,5 Gigawatt als Gaskraftwerke („H2-ready“) angekündigt. Diese sollen zunächst noch mit Erdgas betrieben werden und später auf einen Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden können. Die Verabschiedung des zugehörigen Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWStG), mit dem die Kraftwerksstrategie umgesetzt werden soll, lässt allerdings immer noch auf sich warten, so dass mit einer ersten Ausschreibung erst im Jahr 2025 gerechnet werden kann. Mit großem Interesse werden im Fachbereich jetzt die weiteren Entwicklungen verfolgt werden, die sich nach dem Bruch der Ampelkoalition und den anstehenden Neuwahlen ergeben.

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 vier halbtägige Online-Meetings und ein Meeting in Präsenz in Frankfurt abgehalten. Auch das nächste Meeting im Dezember wird wieder als Präsenz-Meeting in Frankfurt stattfinden. Auch in Zukunft sollen neben den Online-Meetings nach Möglichkeit zwei Treffen pro Jahr in Präsenz abgehalten werden. Im Rahmen der Präsenz-Meetings wurden auch externe Impulse eingeholt, wie beispielsweise aus dem Kopernikus-Projekt SynErgie, in dem Flexibilisierungspotentiale der Nachfrage untersucht werden. Einige neue Mitglieder konnten auch wieder 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 (etg@vde.com).

In Ergänzung zu unserem o. g. Positionspapier wurde im Berichtsjahr weiter an Hintergrundpapieren gearbeitet, welche die im Positionspapier getroffenen Aussagen mit Fakten und zusätzlichen Informationen untermauern sollen.

Aufgrund der aktuellen Berichterstattung in den Medien zu neueren Entwicklungen im Bereich Kernfusion wurde ein Hintergrundpapier zu diesem Thema erstellt, das vor kurzem veröffentlicht wurde (<https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/v1>). Trotz der aktuellen Fortschritte und neuer Ideen zur Realisierung kommt der Fachbereich zu dem Schluss, dass der Entwicklungsstand der Technologie von einem Einsatz zur Stromerzeugung noch weit entfernt ist und aus heutiger Sicht keinen Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 leisten können. Dennoch sollte die Forschung zur Kernfusion fortgeführt und weiterhin gefördert werden.

Das Hintergrundpapier zu Biomasse/Biogas konnte verabschiedet werden und wird in Kürze auf der Websei-

te eingestellt (<https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/v1>). Hier kommen die Experten zu dem Schluss, dass die Stromerzeugung aus Biomasse/Biogas flexibilisiert und an das Dargebot fluktuierender Stromerzeugung aus Sonne und Wind angepasst werden sollte. Bei gleichem Biomasseaufkommen könnte dadurch die mögliche Erzeugungsleistung vorhandener Anlagen vervielfacht werden und gespeichertes Biogas gezielt bei einem Mangel von Sonne und Wind eingesetzt werden. Hier ist jetzt die Politik gefordert, um auch für diesen flexiblen Betrieb auskömmliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Im Rahmen der oben zitierten Kraftwerksstrategie könnte dadurch der Bedarf für neue Gaskraftwerke entsprechend reduziert werden.

Weitere Hintergrundpapiere zu den Erzeugungstechnologien PV, Windenergie, Wasserkraft sowie Gasmotoren sind weit vorangeschritten, so dass deren Veröffentlichung ebenfalls in Kürze zu erwarten ist.

Insbesondere durch die vielfältigen Optionen für eine Sektorenkopplung wird in Zukunft ein stark ansteigender Bedarf an elektrischer Energie erwartet, der vor allem durch einen Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung abgedeckt werden muss. Dabei wird erwartet, dass diese zusätzlichen Lasten möglichst flexibel abgerufen werden und sich nach Möglichkeit dem Dargebot der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien anpassen, damit der Bedarf an flexibel einsetzbaren neuen Gaskraftwerken in Grenzen gehalten werden kann. Hierbei können auch verschiedene Speicheroptionen und eine Flexibilisierung von Produktionsprozessen einen Beitrag zur Anpassung der Nachfrage an das Dargebot leisten. Damit Strom aus erneuerbaren Quellen in Zukunft den Einsatz fossiler Energieträger in möglichst vielen Sektoren ersetzen kann, muss allerdings dafür gesorgt werden, dass dieser Strom zu konkurrenzfähigen, attraktiven Konditionen und möglichst ohne Komfortverlust von den Kunden genutzt werden kann. Hierzu bedarf es eines angepassten Strommarktdesigns mit variablen Energiepreisen in Abhängigkeit vom Dargebot der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Dabei wird auch eine angepasste

Struktur der Netzentgelte eingefordert werden müssen, um auch in Zukunft eine gerechte und aufwandsbezogene Verteilung der Netzkosten zu ermöglichen.

Die Abstimmung mit anderen Fachbereichen und Task Forces wird durch die gleichzeitige Mitarbeit einzelner Mitglieder gewährleistet, z. B. beim Fachbereich V2 und beim Fachausschuss V2.1 "Netzregelung und Systemführung". Auch mit dem ETG ITG Fachausschuss V2.4 „Zellulare Energiesysteme“ erfolgt ein regelmäßiger Informationsaustausch. Zum Thema Strommarktdesign und Netzentgelte soll der Gedankenaustausch mit dem Fachbereich V3 (Energiewirtschaft) intensiviert werden.

Im kommenden Jahr soll auch wieder eine V1-Fachtagung durchgeführt werden. Hierfür hat sich bereits ein Programmausschuss zusammengefunden. Themenschwerpunkte, Termin und Tagungsort werden baldmöglichst abgesprochen werden.

Die Veranstaltungsreihe „Dialogplattform Power-to-Heat“ wurde zum neunten Mal in Kooperation mit dem Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN) – diesmal in Form von drei Webinaren an verschiedenen Ta-

gen im November und Dezember 2023 - durchgeführt. Im Jahr 2024 musste die gemeinsame Veranstaltung leider ausfallen, da die vom EFZN jährlich veranstalteten Energietage in diesem Jahr unter dem Motto standen „Wärmewende - Lösungswege für komplexe Herausforderungen“, so dass eine weitere Veranstaltung zu diesem Thema im gleichen Zeitraum nicht angebracht gewesen wäre. Für das nächste Jahr soll dann die Planung einer gemeinsamen Veranstaltung wieder aufgenommen werden.

Abschließend möchten wir uns bei Herrn Dr. Thomas Benz bedanken und verabschieden. Er hat als ETG Geschäftsführer die Arbeit des Fachbereichs immer tatkräftig und engagiert gefördert und gefordert.

Aktive Fachausschüsse im Fachbereich V1:

FA V1.1: „Wasserstoff und Brennstoffzellen“ (zusammen mit VDI-GEU)

Die Leitung des Fachausschusses liegt seit 2023 bei Herrn Dr. Thomas Grube (FZ Jülich). Stellvertreter ist Dr. Martin Kleimaier.

Ein geplantes „Expertenforum“ zu den VDI/VDE Studien „Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ (Januar 2022) und „Wasserstoff für den Schienenverkehr“ (September 2022) sollte zunächst im Januar 2024 in Frankfurt stattfinden. Leider musste dieser Termin ebenso wie ein für November 2024 geplanter Ersatztermin aus Gründen mangelnder Nachfrage abgesagt werden.



*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

E7 Übertragung und Verteilung elektrischer Energie

Im Jahr 2024 hat sich unser Fachbereich V2 „Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“ erstmals wieder beide turnusmäßigen Sitzungen einmal hybrid (Frühjahrssitzung am 14.3.2024 in Frankfurt) und einmal online (Herbstsitzung am 23.9.2024) getroffen. Dabei gab es eine Reihe von spannenden Themen, die zu vielfach intensiven Diskussionen unter den Teilnehmenden führten.

Folgende Schwerpunktbeiträge standen dabei auf der Agenda unseres Fachbereichs:

- „Stromverbrauchsdiminution nach § 14a EnWG: Zentraler Zukunftsbaustein der Netzauslegung oder Digitalisierungshype?“ Referenten bei der Frühjahrssitzung waren die Herren Sandrino Benecke und Christoph Jätz aus dem Hause Avacon Netz, die sich dort schwerpunktmäßig mit Pilotprojekten rund um dieses spannende Thema beschäftigen.
- „Aktuelles zur Kraftwerksstrategie und zur Lage im Übertragungsnetz“ – zu diesem Thema berichtete Dr. Frank

Reyer von Amprion in unserer Herbstsitzung und ging dabei insbesondere auch auf die aktuelle Thematik stetig anwachsender PV-Erzeugungsspitzen in den Sommermonaten ein.

- Ebenfalls in der digitalen Herbstsitzung stellte Dr. Matthias Stark vom BEE Bundesverband Erneuerbare Energien die Netzverknüpfungspunkt-Studie „Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung“ vor.

In der Herbstsitzung haben wir uns ebenfalls von unserem langjährigen ETG Geschäftsführer, Herrn Dr.-Ing. Thomas Benz, verabschiedet und seinen Nachfolger, Herrn Dr.-Ing. Ralf Petri, bei uns begrüßt. Leider konnte dies ebenfalls nur digital, aber dadurch nicht weniger herzlich geschehen. Thomas Benz hat unseren Fachbereich über viele Jahre und durch jede Sitzung mit hohem Engagement begleitet. Gleich-

ches galt für seine vielen Tätigkeiten im Umfeld unseres Fachbereichs, für die wir alle ihm sehr dankbar sind.

Fortwährend sind im Rahmen der Arbeit des Fachbereichs V2 folgende vier Fachausschüsse aktiv:

- V2.1 Netzregelung und Systemführung (Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson)
- V2.2 Arbeiten unter Spannung (Mathias Diedrich)
- V2.3 Schutz- und Automatisierungstechnik (Dr. rer. nat. Sebastian Wende-von Berg)
- V2.4 Zellulare Energiesysteme (Dr.-Ing. Theresa Noll)

In den Sitzungen gab es neben den Themen des Fachbereichs ausführliche Berichte über die Arbeit der o. g. Fach-

ausschüsse, der laufenden ETG Task Forces sowie zu unserer Mitwirkung im DK CIGRE, DK CIRED und im Koordinierungskreis Strom-Gas.



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

ETG Fachbereich V3

E8 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 2024 haben wir einen Schwerpunkt auf das Thema Zuschnitt von Gebotszonen im deutschen Strommarkt gelegt. Eine klare Empfehlung in die Richtung Erhalt oder Teilung der deutschen Gebotszone stand dabei nicht im Fokus. Vielmehr ging es darum, Zusammenhänge und Konsequenzen aufzuzeigen, die für der Entscheidungsfindung relevant sind. Die wesentlichen Erkenntnisse sind nachfolgende kurz umrissen:

- Die volkswirtschaftliche Effizienz der deutschen Gebotszone im Vergleich zu deren Teilung ist eng mit der Frage verknüpft, wie relevant und wie effizient der Redispatchprozess zur Beseitigung von Netzengpässen bei Erhalt der deutschen Gebotszone ist.

Eine hohe Relevanz ist mindestens bis 2030 erwartbar. Sollte der Netzausbau im geplanten Umfang und Zeitplan umgesetzt werden, sollte sich die Relevanz danach schrittweise bis 2035 / 2040 reduzieren.

Die Frage der Effizienz des Redispatch-Prozesses hängt wiederum maßgeblich davon ab, ob zukünftig über Redispatch kleinteilige Flexibilität systemdienlich aktiviert werden kann und Redispatch grenzüberschreitend effizient durchführbar ist.

- Die Aktivierung kleinteiliger Flexibilität für Redispatch ist mit erheblicher Komplexität verbunden. Marktbasierte Ansätze sind nach unserer Einschätzung dafür erforderlich, aber auch komplex in der Implementierung. Da Redispatch heute kostenbasiert abgewickelt wird und davon bei großen Anlagen auch zukünftig nicht abgewichen werden soll, muss eine klar ableitbare Grenze gezogen werden. Außerdem besteht bei einem markt-

basierten Ansatz außerhalb des Großhandelsmarktes grundsätzlich das Problem des Inc-Dec-Gamings. Zu diesem Problem gibt es viele Ausarbeitungen, aber auch im Fachbereich Energiewirtschaft der ETG nach wie vor keine Konvergenz der Bewertung: Während die daraus resultierenden Herausforderungen teilweise als lösbar eingeschätzt werden, sehen andere insbesondere bei hohen Volumen das Problem des Zusammenspiels von Gebotsverhalten im Redispatchmarkt und im Großhandelsmarkt als so grundsätzlich an, dass dieser Weg nicht beschritten werden sollte.

- Neben der Effizienzfrage verursacht die deutsche Gebotszone operative Herausforderungen im Netzbetrieb. Während diese im Day-Ahead Zeitbereich noch als lösbar eingeschätzt werden, könnten hohe Prognoseabweichungen im Intraday Zeitbereich erhebliche Redispatchmengen erfordern, die zu einzelnen Zeitpunkten kurzfristig nicht bereitzustellen sind. Grundsätzlich sind auch andere Ansätze als die Gebotszonenteilung denkbar, wie mit diesem Problem umgegangen werden kann. Diese sind aber auch in der Umsetzung komplex und stellen ebenfalls erhebliche Markteingriffe dar.

Die Herausforderungen bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns, um erneuerbare Energien effizient in das System zu integrieren und Netzkapazität effizient zu nutzen, werden auch im kommenden Jahr ein Schwerpunkt der Arbeit des Fachbereichs sein.



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

ETG Literaturpreis – Preisaufruf 2025

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

Auch in 2025 wird der ETG Literaturpreis für hervorragende Veröffentlichungen aus dem Jahr 2024 (Abweichungen von +/- 3 Monaten werden toleriert) auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik ausgeschrieben.

Der Autor bzw. die Autorin 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 2025.**

Weitere Informationen sind auf der ETG Homepage unter www.vde.com/etg-literaturpreis verfügbar. Dort ist auch die Eingabemaske zur Online-Bewerbung zu finden.

Für Fragen steht Ihnen die ETG Geschäftsstelle unter etg@vde.com gerne zur Verfügung.



ETG Literaturpreis 2025

Für herausragende wissenschaftliche Veröffentlichungen junger Autorinnen und Autoren (Alter bis 40 Jahre) aus dem Jahr 2024 (± ¼ Jahr).

Preis: 3.000 €
Themen: Alle Fachgebiete der elektrischen Energietechnik
Kriterien: Bedeutung der Arbeit, Originalität, Kompetenz, Darstellung, Form
Termin: bis 14. Februar 2025 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an: etg@vde.com

Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:
www.vde.com/etg-literaturpreis

VDE ETG

Herbert-Kind-Preis – Preisaufruf 2025

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 2025.**

Weitere Informationen sind auf der ETG Homepage unter www.vde.com/herbert-kind-preis verfügbar.

Bitte senden Sie nur elektronische Bewerbungen an die ETG Geschäftsstelle unter etg@vde.com.



Herbert-Kind-Preis 2025

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 2025 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an: etg@vde.com

Detaillierte Informationen:
www.vde.com/herbert-kind-preis

VDE ETG

ETG Preise

E9 Unsere Preisträger 2024

Wir gratulieren unseren Preisträgern 2024 herzlich. Die Preisverleihung fand anlässlich der CIGRE/CIREC Informationsveranstaltung am 8.10.2024 in Dresden statt.

Von links nach rechts:

- Dr.-Ing. Thomas Benz, ehem. Geschäftsführer ETG
- Dominik Storch, ETG Literaturpreis
- Konrad Dittrich, Herbert-Kind-Preis
- Dr.-Ing. Michael Gleissner, ETG Literaturpreis
- Dr.-Ing. Britta Buchholz, ETG Vorstandsvorsitzende



Foto: Hannibal / VDE

E10 Einladung zur ETG Mitgliederversammlung am 21. Mai 2025 in Kassel

Sehr geehrte ETG Mitglieder,

hiermit laden wir Sie sehr herzlich zur 27. Ordentlichen Mitgliederversammlung ein, die im Rahmen des ETG Kongresses

am **Mittwoch, den 21.05.2025**
von 17:00 Uhr bis 18:30 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 und der Geschäftsführer Dr. Ralf Petri werden einen Überblick über die wesentlichen Entwicklungen und Aktivitäten seit der letzten Mitgliederversammlung am 26. Mai 2023 geben. Ein schriftlicher Tätigkeitsbericht wird vorliegen.

3. Austausch über den Tätigkeitsbericht

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

4. Ausblick

Hier wird das Update zur ETG Strategie erläutert und ein Ausblick für weitere Aktivitäten gegeben.

5. Panel Diskussion

„Voller Energie – heute und morgen“

Mitglieder des Vorstands diskutieren mit Gästen über aktuelle Entwicklungen in der Energietransformation und die wichtige Rolle der ETG.

Selbstverständlich ist auch für das leibliche Wohl gesorgt. Vor Beginn der Mitgliederversammlung steht für die Teilnehmerinnen und Teilnehmer 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 2025.

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

Mit freundlichen Grüßen



Dr.-Ing. Britta Buchholz
ETG Vorsitzende

ETG Task Forces

E11 Zwischenstand der ETG Task Force „KI in der Netzleittechnik“

Die ETG Task Force „KI in der Netzleittechnik“ hat sich zum Ziel gesetzt, bis Anfang 2025 ein Whitepaper zu erstellen, das als praktischer Leitfaden für die Einführung von KI-Methoden in der Netzleittechnik dient.

Für Hersteller stellt das Whitepaper einen Einstieg in die regulatorischen Anforderungen an KI-Systeme in der Netzleittechnik dar. Es beleuchtet technische Herausforderungen und präsentiert konkrete Anwendungsfälle, die teils bereits in der Praxis umgesetzt sind oder sich in einem fortgeschrittenen Teststadium befinden.

Für die Forschung zeigt die Studie exemplarische Anwendungsfälle auf, aus denen die Priorisierung von Problemen in der Netzleittechnik hervorgeht. Diese Informationen sollen die Identifikation aktuell relevanter Anwendungen und geeigneter, existierender KI-Ansätze fördern. Gleichzeitig wird dargelegt, welche Rolle KI in der zukünftigen Netzleittechnik spielen könnte, um umfassendere KI-Konzepte zu entwickeln.

KI in der Netzleittechnik ist kein Selbstzweck. Aus Sicht der Netzbetreiber ist KI eine zusätzliche Methodik, um Aufgaben der Leittechnik effizient zu erfüllen und zu automatisieren. Neue KI-basierte Funktionalitäten sollten sich an den zu optimierenden Prozessen orientieren. Diese Studie veranschaulicht nicht nur beispielhaft Prozesse und deren Optimierung durch KI, sondern schlägt auch eine Vorgehensweise vor, wie Netzbetreiber oder andere Nutzer schrittweise neue KI-Methoden einführen können.

Eine häufige Frage in diesem Zusammenhang lautet: „Können wir KI vertrauen?“ Die Vertrauenswürdigkeit von KI ist schwer fassbar, hat jedoch eine zentrale Bedeutung, da die Netzleittechnik zur kritischen Infrastruktur zählt. Um dem abstrakten Konzept der Vertrauenswürdigkeit näherzukommen, beschreiben wir zunächst die inhärenten Herausforderungen, die KI-Methoden mit sich bringen. Anhand eines Anwendungsfalls erläutern wir, dass die Einführung von KI-Modellen in die Netzleittechnik stets Teil eines Prozesses sein wird, der die Spezifikation der Anforderungen, die Bereitstellung der Daten, das Training und die Validierung des Modells umfasst. Erst nach einer erfolgreichen Prüfung erfolgen Schritte zur Implementierung des KI-Modells in der Praxis und zur kontinuierlichen Überwachung. Viele dieser Schritte sind in der Netzleittechnik bereits etabliert und erfordern nur geringfügige Anpassungen für KI-Anwendungen. Einige, insbesondere der Abgleich der Modelle mit den Spezifikationen, erfordern jedoch spezifische KI-Ansätze. Eine konsequente Risikobewertung der einzelnen Prozessschritte ist unerlässlich, um vertrauensbildende Maßnahmen zu ergreifen, die sowohl technischer als auch regulatorischer Natur sein können und die Interaktion zwischen Mensch und KI berücksichtigen.

Es werden auch konkrete Anwendungsfälle skizziert, wobei deutlich wird, dass bereits einige KI-getriebene Methoden am Markt verfügbar sind und von Netzbetreibern genutzt werden, wie etwa Zeitreihenvorhersage oder Bewuchserkennung. Andere KI-Anwendungsfälle befinden sich derzeit in der Erprobung und könnten in naher Zukunft marktreif werden, beispielsweise Large-Language-Model-basierte Assistenten zur Datenextraktion aus großen Textmengen. Es gibt jedoch auch Fälle, die noch in weiter Ferne liegen, sei es aufgrund fehlender technischer Voraussetzungen oder weil die entsprechenden Methoden noch Gegenstand der Forschung sind, wie etwa die Abbildung einiger physikalischer Phänomene in Simulationen.

Die Task Force startete am 25. April 2024 mit einem Online-Kick-Off mit über 50 Teilnehmenden. Anschließend wurden in mehreren Online-Meetings Ideen gesammelt und auf einem virtuellen Board strukturiert, aus dem die Gliederung des Whitepapers hervorging. Basierend auf diesen Clustern wurden kleinere Gruppen gebildet, um detaillierte Diskussionen zu ermöglichen. Diese Aktivitäten wurden von regelmäßigen Gruppentreffen begleitet, um den aktuellen Status zu erfassen und eine Plattform für unsere Vortragsreihe zur Vertiefung bestimmter Themen zu bieten. In der zweiten Jahreshälfte lag der Fokus auf der Zusammenführung der verschiedenen Inhalte. Nach vielen Monaten rein virtueller Zusammenarbeit hatten wir zudem am 6. November 2024 die Gelegenheit, uns erstmals persönlich am Fraunhofer IEE in Kassel zu treffen und intensiv über die Anknüpfungspunkte der einzelnen Sektionen zu diskutieren. Damit sind wir zuversichtlich, das Whitepaper Anfang 2025 fertigzustellen.



*Dr. Jochen Stiasny
TU Delft, AIT Austrian Institute of Technology*



*Dr.-Ing. Markus Mirz
PSI Software SE*

*Mike Vogt
Fraunhofer IEE*

ETG Task Forces

E12 Neue Task Force „Nachhaltigkeit in der VDE ETG“

Motivation

An ein zukünftiges Multienergiesystem werden neben seiner Klimaneutralität und seiner Effizienz immer mehr Anforderungen an dessen Nachhaltigkeit gestellt. Für die ETG bedeutet dies, dass sie sich selbst mit folgenden Fragen auseinandersetzen muss:

- Was heißt Nachhaltigkeit für die ETG?
- Wie kann Nachhaltigkeit in den ETG Gremien verankert werden („Checkliste“)?
- Welche Anforderungen ergeben sich an eine Nachhaltigkeitsplattform bei der ETG (Zielgruppe/Nachwuchs)?
- Was wären Quick Wins für die ETG und wie können sie erzielt werden?

Betroffen sind alle Handlungsfelder und Arbeitsstrukturen bei der ETG.

Ergebnisse und Methoden der Nachhaltigkeit, z. B. eine „Checkliste“, sollen auf alle Tätigkeiten, Ergebnisse und deren zukünftigen Anwendbarkeit für ein nachhaltiges Energiesystem vorbereitet werden.

Ziele und geplante Ergebnisse

Ziel der Task Force ist es, Möglichkeiten aufzuzeigen und eine Methodik zu erarbeiten, wie Nachhaltigkeit in der ETG etabliert werden kann.

Die Schwerpunkte im Überblick:

- Klärung der Begriffe, Entwicklung eines Glossars/Wiki, Begriffe für die Energiebranche eines Multienergiesystems verständlich erklären, bestehende ETG Vorarbeiten berücksichtigen
- Erarbeitung von kurzen Austausch- und Informationsformaten: „kurz erklärt“, Präsentationen
- Konzeptentwicklung von (Austausch-)Transformations-Plattformen zur Vernetzung
- Identifikation von Expertinnen und Experten und wie man diese ansprechen kann.
 - Wer macht bereits was? (VDE, DKE)
 - Welche anderen Fachverbände haben dazu bereits Aktivitäten (z. B. ZVEI, AGFW, BDEW, etc.)
 - Welche Ausbildung (Schulen, Hochschulen, Industrie, Gewerbe, etc.) gibt es hierzu bzw. was gibt es bereits?
- Identifikation konkreter Ideen zur Etablierung der Nachhaltigkeit bei der ETG
 - Nachhaltigkeit als Inhaltspunkt bei jeder ETG Task Force, jedem ETG Fachbereich, Fachausschuss und Arbeitskreis
 - Entwicklung eines ETG Templates
 - Agenda-Punkt bei jedem ETG Event



© Romolo Tivanti / stock.adobe.com

- Identifikation der Stakeholder und der zielgruppenspezifischen Erreichbarkeit (Generationen, International, etc.)
- Einordnung im Rahmen der Veröffentlichung der DKE Datenräume, ISO 27001, ITG Zusammenarbeit, Piloten, etc.
- Erstellung von Handlungsempfehlungen

Die Task Force soll Anforderungen und Ansätze für die Etablierung der Nachhaltigkeit in der ETG erarbeiten und falls erforderlich weiteren Entwicklungsbedarf aufzeigen. Durch die Beteiligung von Expertinnen und Experten aller betroffenen Bereiche ist gewährleistet, dass fundierte, neutrale und unabhängige Lösungen erzielt werden.

Mitglieder und Zeitplan

Für die Mitarbeit sind Expertinnen und Experten gesucht von Netzbetreibern, Herstellern und Lieferanten für die Energiewirtschaft, Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem Bereich der Energiewirtschaft und Umwelt.

Geplanter Start: März 2025, Dauer: ca. 6 Monate

Falls Sie an einer Mitarbeit interessiert sind, teilen Sie uns dies bitte bis spätestens 28.02.2025 mit über www.vde.com/mitarbeit-in-gremien

ETG Task Forces

E13 Aktueller Stand der ETG Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“

Die VDE Studie der Task Force „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende“¹ steht zum Download bereit. Überdies finden Veröffentlichungen bei verschiedenen Events und Formaten statt. Das Interesse ist groß und zwei konkrete Fragen kehren wieder.

Die Arbeit der Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“ begann Mitte 2022, um drängende Fragen zu klären: Wie lassen sich die Leistungsflüsse der erneuerbaren Energien beherrschen, obwohl der längst notwendige Netzausbau noch aussteht? Ist es möglich, die Strombelastbarkeit alter Betriebsmittel zumindest kurzfristig zu erhöhen? Welche Diagnoseverfahren eignen sich besonders, um hohe Belastungen zu erkennen? Wie gestaltet sich effektives Asset Management in einem stark ausgelasteten Netz?

Seit Oktober 2024 kann die Studie „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende“¹ auf den Webseiten des VDE heruntergeladen werden. Zudem wurden die Ergebnisse bei verschiedenen Events vorgestellt: HighVolt Zwischenruf, Hochspannungssymposium in Stuttgart, Transformer Life Management in Zeulenroda, pv magazine, VDE Fachtagung Hochspannungstechnik in Berlin und FKH Fachtagung in Olten, Schweiz. Daneben nahmen die Autoren an Arbeitskreisen deutscher Netzbetreiber teil. Die Studie wird nicht nur aus fachlichem, sondern auch aus politischem Interesse stark beachtet.

Zwei Fragen kehren wieder:

1. Werden Betriebsmittel durch Höherauslastung übermäßig gealtert?

Hierauf antworten die Autoren, dass die zusätzliche Alterung aufgrund bisheriger Erfahrungen und physikalischer Modelle als unwesentlich betrachtet werden kann. Erfahrungen im deutschen Netzbetrieb zeigen, dass thermische Alterung bei der bisherigen Betriebsweise (n-1) nur in Ausnahmefällen zum früheren Lebensdauerende führt. Weitaus häufiger werden Betriebsmittel wegen höherer Leistungsflüsse, mangelnder Kurzschlussfestigkeit oder neuer Spannungsebenen vor deren Lebensende ausgetauscht. Berechnungen mit physikalisch-thermischen Modellen belegen, dass eine kontrollierte Höherauslastung die Lebensdauer nur unwesentlich verkürzt. Dabei sind Umgebungstemperatur und Lastprofil die bestimmenden Einflussfaktoren. Zum Lebensdauerverbrauch sollte begleitend Forschung stattfinden.



Bild 1: Vorstellung der Ergebnisse während des Stuttgarter Hochspannungssymposiums 2024

© Prof. Maik Koch

2. Ist der Betrieb über den Nennstrom hinaus rechtlich sicher?

Die uns beratenden Juristen empfahlen hierzu folgende Schritte: Zunächst sollte die Höherauslastung und die Bewertung möglicher Risiken intern dokumentiert werden. Mittelfristig sollten einschlägige Normen, welche den Stand der Technik abbilden, auf neue Betriebsweisen erweitert werden. Kurzfristig kann die Politik Vorgaben zur Höherauslastung machen. Tatsächlich hilft hier der §49b des Energiewirtschaftsgesetzes: „Bis zum Ablauf des 31. März 2027 dürfen Betreiber von Übertragungsnetzen das Höchstspannungsnetz ohne vorherige Genehmigung betrieblich höher auslasten (temporäre Höherauslastung).“ Dennoch wird eine klarere Regelung in Zusammenwirken mit Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) gewünscht. Dringend notwendig ist die Erweiterung des Gesetzes auf Mittel- und Niederspannungsnetze.

Nicht nur das Bestandsnetz, sondern auch neu errichtete Anlagen zeigen mit gezielter Höherauslastung einen reduzierten ökologischen Fußabdruck und sparen Kosten. Erneuerbare Erzeuger sind durch die hohe Volatilität ihrer Einspeisung bekannt, was aus der Perspektive der sicheren Energieversorgung ein ernsthaftes Problem ist. Bei der Planung und Errichtung bringt diese zeitliche Volatilität aber einen großen Vorteil mit sich: die zeitlich kurzen Erzeugungsspitzen können durch die langen thermischen Zeitkonstanten der Betriebsmittel in vielen Fällen ausgeglichen werden.

Die gezielte Auslastung bis an die technisch vertretbaren Grenzen sollte ausschließlich kontrolliert erfolgen. Daher empfehlen wir für jedes Betriebsmittel individuell angepasste Monitoring- und Diagnosesysteme, idealerweise in Echtzeit (online), aber auch in der Offline-Anwendung.

Für 2025 planen wir weitere Veröffentlichungen und eine eintägige Fachtagung.



Prof. Dr.-Ing. Maik Koch,
Hochschule Magdeburg-Stendal,
Leiter der TF

1 <https://www.vde.com/resource/blob/2354236/97cf00aeb5a93af09000a0d5951c6228/studie-hoeherauslastung-von-betriebsmitteln-im-netz-der-energiewende-data.pdf>

E14 Aktueller Statusbericht der Arbeitsgruppe „Digitale Zwillinge in elektrischen Energiesystemen“

Nach Abschluss der Task Force zu Digitalen Zwillingen wurde die VDE ETG Arbeitsgruppe „Digitale Zwillinge in elektrischen Energiesystemen“ gegründet, um die Arbeiten fortzuführen. Ziel ist der Austausch über laufende Projekte, die Identifikation von Herausforderungen, der Austausch von Best Practices sowie die Gestaltung eines öffentlichen Diskurses innerhalb der Community.

Die Arbeitsgruppe besteht aus über 40 Teilnehmenden aus Industrie, Netzbetreiberkreisen (VNB und ÜNB) und Forschung. Seit Januar hat es bereits mehrere Web- und Hybridsitzungen gegeben. Nach einem Brainstorming zu Interessenschwerpunkten wurden drei Untergruppen gebildet: „Grundlegende Konzepte“, „Technische Umsetzung“ und „Daten“. Parallel dazu wird ein Konzept für den öffentlichen Diskurs entwickelt.

Aktueller Stand der Arbeiten

- *Arbeitsgruppen sind aktiv:* Alle Untergruppen arbeiten intensiv, um die praktische Umsetzung Digitaler Zwillinge in elektrischen Energiesystemen voranzutreiben.
- *Analyse von Use Cases:* Bestehende und bei Netzbetreibern benötigte Use Cases für Digitale Zwillinge werden gegenübergestellt. Ziel ist eine Fit-Gap-Analyse zu erstellen zwischen Anforderungen der Betreiber und Angeboten der Hersteller.
- *Bildung von Ontologien und Metriken:* Basierend auf den Anforderungen der Betreiber und dem Bedarf an Interoperabilität werden notwendige Weiterentwicklungen von Datenmodellen identifiziert und vorangetrieben.
- *Technische Implementierungsaspekte:* Es werden zentrale Fragestellungen untersucht:
 - Wie lassen sich die inzwischen von vielen Herstellern verfügbaren Digitalen Produktpässe (DPP) zu einem Gesamtkonzept des Digitalen Zwillings bei Netzbetreibern integrieren?
 - Welche Rolle spielen dabei die auf der EU-Ebene geforderten und geförderten europäischen Data Spaces, unter anderem auch zum Thema Energie?
 - Wie kann das Thema Interoperabilität von Digitalen Zwillingen sichergestellt werden? Sind hierfür Open-Source-Lösungen erforderlich? Welche Anforderungen ergeben sich an die Schnittstellen von Einzelmodulen?
 - Welche zusätzlichen Kompetenzen sind bei den Netzbetreibern mittelfristig aufzubauen, um die systemischen Aspekte des Digitalen Zwillingskonzeptes umsetzen zu können?



© WrightStudio / stock.adobe.com

- *Aufbereitung für Führungsebene:* Das Konzept der Digitalen Zwillinge wird speziell für die Geschäftsführung aufbereitet, um das Thema in den Unternehmen auf Entscheidungsebene bekannt machen und die Umsetzung voranzutreiben zu können.

Es finden aktuell verschiedene Austauschaktivitäten des Arbeitskreises statt. So beteiligt sich die Gruppe als Stakeholder am Projekt OpenEnergyTwin mit dem Fokus auf modulare Leitsystemarchitekturen. Die Ergebnisse der Task Force wurden in der ENTSO-E WG5 „Digital Twins and AI“ vorgestellt, und ein weiterer Austausch zur Identifikation von Synergiepotenzialen ist Anfang nächsten Jahres geplant. Bei der CIGRE 2024 wurde ein spezieller Workshop zu den Arbeiten des Arbeitskreises angeboten und es gab eine sehr gute Resonanz. Darüber hinaus werden erste Konferenzbeiträge für 2025 vorbereitet.

Bei Fragen zur VDE ETG Arbeitsgruppe „Digitale Zwillinge in elektrischen Energiesystemen“ wenden Sie sich gerne an ulf.haeger@tu-dortmund.de.



Dr.-Ing. Ulf Häger
TU Dortmund, Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³)
und Leiter des ETG Arbeitskreises



ETG Veröffentlichungen

E15 Standpunkt von VDE ETG zur Kernfusion: Kernfusion – kein Beitrag zum Klimaschutz bis 2045 zu erwarten

Obwohl an dem Thema Kernfusion schon seit mehreren Jahrzehnten geforscht wird, ist trotz gewisser Teilerfolge noch nicht erkennbar, wann diese Technologie kommerziell für die Stromerzeugung nutzbar oder gar ein Game-Changer bei der Energiewende werden könnte. Nachdem Berichte zur Kernfusion in jüngster Zeit über beeindruckende Ergebnisse – insbesondere über solche von Start-ups – aufhorchen ließen, haben wir uns auch bei VDE ETG mit diesem Thema befasst.

Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2045 über alle Sektoren hinweg klimaneutral zu werden. Hierfür muss insbesondere die Stromerzeugung auf erneuerbare Energien (EE) umgestellt und zugleich deutlich mehr elektrische Energie als heute klimaneutral bereitgestellt werden, damit im Rahmen der Sektorenkopplung auch andere Sektoren auf klimaneutrale Energie umgestellt werden können. Hierfür wurden ehrgeizige Ausbaupläne für die Stromerzeugung vor allem aus den volatilen Quellen Sonne und Wind erstellt.

Den Ausgleich zwischen Zeiten mit hohem EE-Dargebot und EE-Mangel sollen aus heutiger Sicht Energiespeicher, flexible Gaskraftwerke und

die Flexibilisierung des Verbrauchs ermöglichen. In einem derartigen EE-Szenario müssten Fusionskraftwerke also sehr flexibel gefahren werden können, um Gaskraftwerke ersetzen zu können. Die aktuelle Kenntnis zu Fusionskraftwerken legt allerdings nahe, dass diese eher für einen Betrieb als Grundlastkraftwerke geeignet sein dürften. In diesem Fall wäre ein Betrieb im Zusammenhang mit einer Wasserstoff-Herstellung denkbar, da auch Elektrolyseure am effizientesten in der Grundlast betrieben werden können. Dann stellt sich allerdings die Frage, wie die zu erwartenden EE-Überschüsse genutzt werden können.

Das Bauprinzip für Kernfusion legt nahe, dass Fusionskraftwerke nach aktuellem Kenntnisstand für relativ hohe Leistungen (Nettleistung z. B. 500 – 1000 MW oder mehr) gebaut werden müssten. Damit wären sie z. B. für einen Einsatz in dezentralen Energiesystemen kaum geeignet.

Bislang ist es bei keinem Fusions-Experiment gelungen, mehr nutzbare Energie durch eine Fusionsreaktion bereitzustellen, als für den Betrieb der Anlage benötigt wurde – eine Voraussetzung für einen kommerziellen

Kraftwerksbetrieb. Systeme, bei denen dies in absehbarer Zeit möglich sein könnte, sind noch nicht erkennbar. Der Weg zu einem zuverlässig funktionierenden Kraftwerk ist dann immer noch weit. Außerdem wird man auch nicht gleich mit dem Bau der benötigten Stückzahlen beginnen, sondern zunächst ausreichend Betriebserfahrung mit Prototypen sammeln wollen. Störfall-Szenarien müssen noch im Detail betrachtet werden. Zwar ist bei einem Fusionskraftwerk als GAU nicht mit einer Kernschmelze zu rechnen, wie bei einem konventionellen Kernkraftwerk, dennoch werden im Betrieb z. B. durch Neutronenstrahlung radioaktive Stoffe erzeugt, die nicht in die Umwelt gelangen dürfen.

Mit der Inbetriebnahme von ersten kommerziellen Fusionskraftwerken kann selbst im günstigsten Fall nicht vor 2045 gerechnet werden. Dann sollte aber die Energiewende bereits abgeschlossen sein. Außerdem ist die Akzeptanz von Fusionskraftwerken in der Bevölkerung eher ungewiss.

Während wir die Preisentwicklung und Stromgestehungskosten von PV, Windkraftwerken und auch bei Batteriespeichern sehr gut einschätzen können, liegen zu möglichen Fusionskraftwerken keinerlei belastbare Kostenschätzungen vor. Hinzu kämen dann noch die Kosten für eine Wiederaufarbeitung der verstrahlten Materialien bzw. für geeignete Endlager.

Dennoch sollte die Forschung zur Kernfusion fortgeführt und weiterhin gefördert werden, da technologische Weiterentwicklungen erzielt wurden und auch zukünftig zu erwarten sind, die auch für andere Bereiche nützlich sind.

Weitere Informationen finden Sie in unserem Hintergrundpapier:

<https://www.vde.com/resource/blob/2360148/bbedf467761ea8ceff8f7d295043914b/vde-hintergrund-kernfusion-vde-etg-v1-final-241121-data.pdf>

Rückblick ETG Veranstaltungen

E16 VDE Hochspannungstechnik 2024 in Berlin: Zusammenfassung der Veranstaltung

Die VDE Hochspannungstechnik 2024, die vom 11. bis 13. November in Berlin stattfand, war ein großer Erfolg mit 230 Teilnehmern und über 100 Beiträgen. Die Veranstaltung bot eine Vielzahl von Tutorials, die sich unter anderem mit Transformatoren, Netzberechnungsmodellen sowie der Zuverlässigkeit und Prüfung neuer Schaltgeräte beschäftigten. Besonders reges Interesse fand die [VDE Studie zur Höherauslastung von Betriebsmitteln](#)¹.

Keynotes und Herausforderungen beim Netzausbau

Die Keynote-Vorträge, die vor dem offiziellen Beginn der Veranstaltung stattfanden, waren gut besucht und thematisierten die Herausforderungen des Netzausbaus aus der Perspektive von Übertragungsnetzbetreibern sowie Kabel- und Transformatorherstellern. Die Referenten verdeutlichten die finanziellen und ressourcentechnischen Aufwendungen sowie die Herausforderungen einer zukünftigen Kreislaufwirtschaft.

Technische Sitzungen

Es wurden verschiedene Sessions als Vorträge oder geführte Postersession zu spezifischen Themen durchgeführt und diskutiert:

- *Energiekabel und Freileitungen*: In diesen Sessions wurden unter anderem neue DIN-VDE-Normen zur Bestimmung von Coronageräuschen sowie Simulationen von Spannungseinkopplungen präsentiert.
- *Leistungstransformatoren*: Innovative Messmethoden und Algorithmen aus dem maschinellen Lernen zur Diagnose von Laststufenschaltern wurden vorgestellt. Zudem zeigte ein Paper, dass mit dynamischen thermischen Modellen eine Höherauslastung von Transformatoren möglich ist.

- *Schaltgeräte*: In der Session zu Schaltgeräten wurden neue Konzepte zur Verbesserung von Schaltanlagen vorgestellt, darunter innovative Ansätze zur Dekomposition von synthetischer Luft und die Entwicklung eines verbesserten aktiven Resonanzkreises für das Gleichspannungsschalten. Diese Entwicklungen zielen darauf ab, die Effizienz und Sicherheit bei Hochspannungsanwendungen zu steigern.
- *Generatoren und Asset Management*: Hier lag der Fokus auf Frequenzbandanalysen zur Diagnose rotierender Maschinen sowie der Zustandsbewertung von elektrischen Betriebsmitteln im Mittelspannungsnetz.
- *Werkstoffe und Isoliersysteme*: Fortschritte in der Materialforschung und alternative Gase für GIS wurden erläutert. Eine besondere Aufmerksamkeit erhielt die Beschleunigung der Alterung von Isolationssystemen durch verzerrte Spannungen.
- *Maschinelles Lernen*: Der Einsatz moderner KI-Methoden zur Optimierung der Überwachung und Risikoanalyse von Hochspannungsanlagen war ein weiteres bedeutendes Thema.

In der schlussfolgenden *Plenarsitzung* diskutierten die Referenten nachhaltige Lösungen für Transformatoren und die Wirksamkeit von GIS-Inbetriebnahmeprüfungen. Zum ersten Mal in der Veranstaltungsreihe wurde der Best Paper Award für Teilentladungsuntersuchungen an HVDC-GIS an Daniel Gebhardt von OMICRON überreicht.

Diese Veranstaltung hat nicht nur den Austausch unter Fachkollegen gefördert, sondern auch wichtige Impulse für die zukünftige Entwicklung in der Hochspannungstechnik gegeben. Die durchweg positive Resonanz zeigt das hohe Interesse und die Relevanz der behandelten Themen für die Energiewende. Wir freuen uns auf die nächste Ausgabe der VDE Hochspannungstechnik!

¹ <https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/q2/hoeherauslastung-von-betriebsmitteln-im-netz-der-energiewende>

Best Paper

E17 Extended-duration partial discharge measurement during the operational phase of a ± 400 kV HVDC GIS

Abstract

Compact gas-insulated systems for high-voltage direct current applications (HVDC GIS) have been developed for space-saving installations and are on the market up to rated DC voltages of ± 550 kV since several years. A HVDC GIS was installed and successfully commissioned in the German substation Bentwisch within the German Danish interconnector KONTEK in 2023. However, there is only little commercial operating experience to date. Consequently, an accompanying partial discharge monitoring system was set up in the first months of operation from December 2023 to April 2024 in order to gain experience with long-term partial discharge (PD) measurement under DC voltage.

1 Introduction

Anticipated social trends, including digitization, artificial intelligence, connectivity, globalization, and electrification, are expected to drive an increased demand for energy. In the context of the global imperative to reduce greenhouse gas emissions, this primarily entails a heightened focus on energy efficiency and the utilization of electricity generated from renewable sources. High-voltage direct current (HVDC) transmission technology holds a unique position in this context, as it facilitates the integration of energy generated at remote locations and facilitates the exchange of large amounts of energy over extensive distances within a country or across national borders.

The converter, transition and switching stations essential for HVDC transmission can attain significant dimensions, especially with increasing transmission voltages. In instances where there is a need for a compact design to minimize land usage and to reduce environmental impact, HVDC gas-insulated switchgear (HVDC GIS) offer various advantages over HVDC air-insulated systems (HVDC AIS) [1].

Ensuring safe operation over the intended service life of several decades is crucial for high voltage components, not only for alternating current gas-insulated switchgear (AC GIS) but also for HVDC GIS. This necessitates precise partial discharge (PD) diagnosis involving sensitive measurement and clear interpretation of results during routine testing, on-site testing and commercial operation among other things. Despite the fact that not all detected PD events are immediately critical for a safe operation, a close examination of PD events and an observation over time is essential to implement suitable measures [2].

For AC GIS, PD monitoring is a widely used method that enables early detection of faults in the gas-insulated system. Whereas phase correlation is available for interpre-

tation of partial discharges under AC, the interpretation of partial discharges under DC current is a more complex matter. Available information of PD events under DC are the magnitude of each single PD event as well as the time difference between two consecutive PD events. However, there is only limited experience with interpretation of PD measurements under DC in GIS. Therefore, this contribution shares the experience of extended-duration PD measurements during the first months of operational phase of KONTEK project HVDC GIS.

2 HVDC GIS within KONTEK

KONTEK is an interconnector between Denmark and Germany commissioned in 1995 with a length of 170 km, a rated voltage of ± 400 kV and a capacity of 600 MW. The HVDC-link is operated as an asymmetrical monopole using grid-connected converter technology (LCC). The voltage on the pole cable is either +400 kVdc or 400 kVdc, depending on the direction of power flow. The current return flow takes place via sea electrodes in the Baltic Sea. The cathode is located on the German side and the anode at the Danish coast. In 2023 the onshore cable on German ground was replaced and a new cross-linked polyethylene (XLPE) cable was installed. As part of this replacement, a HVDC GIS was installed in Bentwisch substation to gain operational experience with this switchgear technology. The HVDC GIS incorporates all necessary functions like a gas to air bushing (see *Figure 1* and *Figure 2*, Z1 and Z4), a current transformer based on the zero-flux principle (WP.T1), a resistive-capacitive (RC) voltage divider (WP.T5), a disconnecter with earthing switches (WP.Q7 with WP.Q75 and WP.Q76) and a cable connection assembly (Z2 and Z3). The high voltage cable is installed directly into the HVDC GIS via a plug/socket design whereas the interface follows the dimensions of IEC 62271 209. This interface was already tested before in a collaboration between HVDC GIS supplier and HVDC cable supplier [3]. Nevertheless, any interface requires close coordination between both parties in order to ensure a proper connection.

2.1 First Experience during Commissioning and Operation

The transport groups of the HVDC GIS were successfully routine tested in the switchgear factory of the manufacturer. After assembling the different transport groups at the substation switchyard, the HVDC GIS was successfully commissioned and on-site tested. Both routine and on-site tests were based on the CIGRE recommendations of technical brochure no. 842 about "Dielectric testing of gas-insu-



Fig. 1: Successfully installed HVDC GIS in Bentwisch

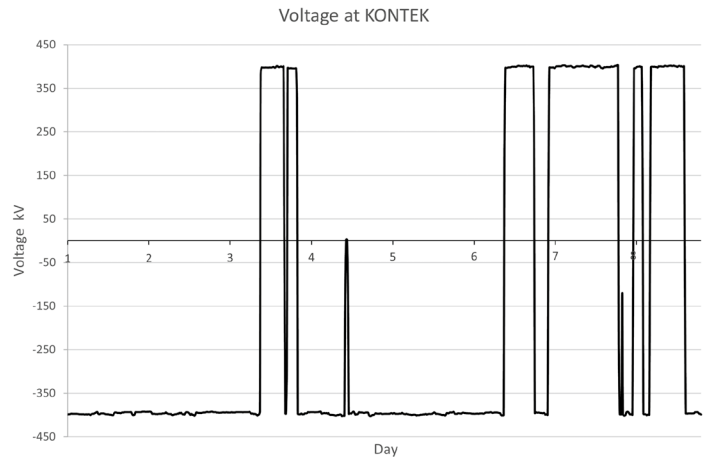


Fig. 3: Polarity reversals at KONTEK in March 2024

U_{rd}		$\pm 420 \text{ kV}$
$U_{pre-stress AC}$	$= 1.5 \cdot U_{rd} / \sqrt{2}$	$\approx 445 \text{ kV}$
$U_{pd-test AC}$	$= 1.2 \cdot U_{rd} / \sqrt{2}$	$\approx 356 \text{ kV}$

Table 1: Rated DC voltages and respective test voltages for HVDC GIS

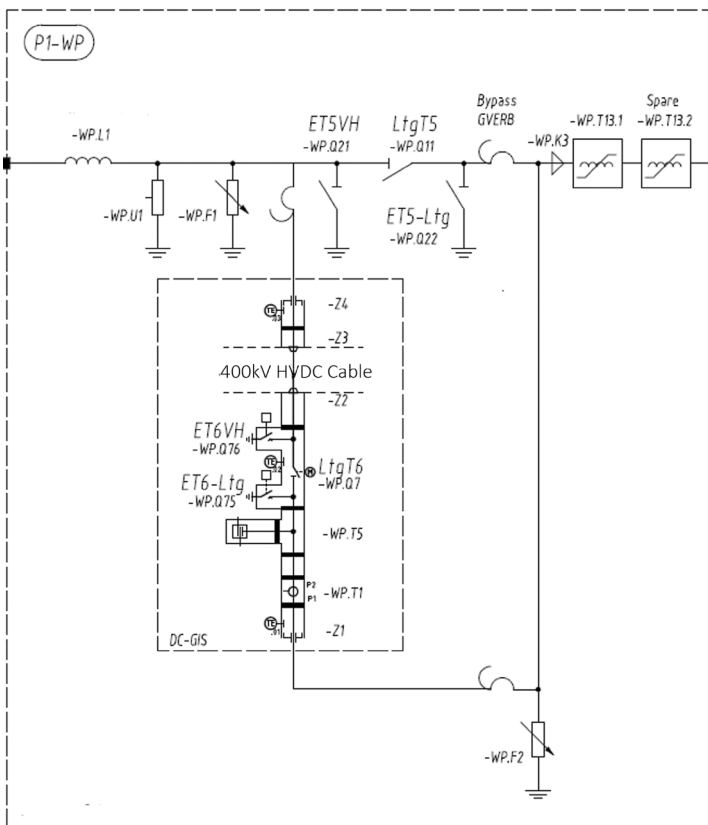


Fig. 2: Single line diagram of the installation in substation Bentwisch of the KONTEK interconnector

lated HVDC systems” [4]. The respective test voltages applied at the HVDC GIS for KONTEK are depicted in Table 1.

Routine tests and on-site tests were performed acc. CIGRE technical brochure no. 842 with an alternating high voltage in order to rely on the broad experience available for ultra-high frequency partial discharge (UHF PD) measurement. During the conditioning phase partial discharges

were detected during on-site testing in the HVDC GIS section part 1 (Figure 4) by both UHF PD sensors BE901 and BE906. The affected gas compartments were opened and cleaned. After cleaning, closing and refilling the gas compartments, no partial discharge event occurred during the final high-voltage test with PD measurement. “Extensive experience with AC GIS installations has shown that the absence of detectable failures during on-site dielectric testing leads to the best achievable condition for commercial operation” [5].

Due to the installed grid-connected converter technology, several polarity reversals take place per week, as it can be seen in Figure 3.

3 Experiences with Extended Duration Partial-Discharge Measurement

Partial discharge (PD) measurement is a crucial diagnostic tool for assessing the condition of electrical insulation in high voltage equipment. The technique involves detecting and measuring the electrical discharges that occur when a dielectric material is exposed to high voltage stress. Extended duration PD measurement allows for the continuous monitoring of equipment, providing valuable data for preventive maintenance and reliability assessments. It was done in this case to increase the experience with these HVDC components. This chapter details the methodology, setup, and findings from an extended duration PD measurement conducted using mainly Ultra High Frequency (UHF) sensors.

© Siemens Energy 2024, Siemens Energy is a Trademark licensed by Siemens AG.

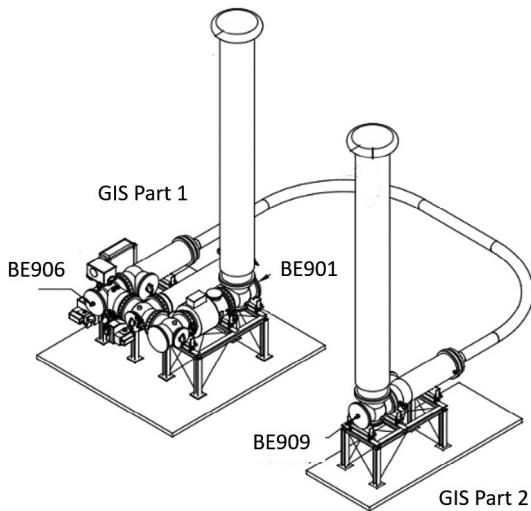


Fig. 4: Overview of the UHF sensor positions on the HVDC GIS

3.1 Measurement Setup

The PD measurement setup incorporated three UHF sensors, each connected to a PD acquisition system. The deployment of the sensors was as follows:

1. Sensor BE901: The UHF PD Sensor is positioned within the HVDC GIS arrangement and close to the gas to air bushing in GIS Part 1.
2. Sensor BE906: As well within the HVDC GIS arrangement, and close to the cable termination in GIS Part 1. Between BE901 and BE906 are a current transformer, a RC voltage divider, a disconnector and two earthing switches.
3. Sensor BE909: Located in a separated section with a second cable termination and gas to air bushing in HVDC GIS Part 2.

Each UHF sensor was able to measure pulses respectively partial discharges over a frequency range from 100 MHz to 2 GHz. Additional measurement channels were installed at the cable termination (close to BE909) to monitor the cable using high-frequency current transformers (HFCT) and a transient earth voltage (TEV) sensor in a frequency range below 20 MHz; however, these measurements are not the focus of this publication.

To ensure accurate data collection and mitigate the risk of disturbances, the connection between the PD acquisition units (UHF 800 and MPD 800) and PC via the master control unit (MCU2) was established using fiber optic cables. This setup, illustrated in Figure 4, facilitated reliable data transmission and enhanced measurement precision.

3.2 Pretest and Measurement Verification

During PD measurement, the spectra were recorded in a frequency range from below 200 MHz to about 2 GHz. Before initiating the long-term PD measurement, a pretest was conducted to verify the functionality of the measurement system. A very fast impulse, with a rise time below 500 ps was injected at Sensor BE901 to observe the system’s response [6]. A step voltage generator (UPG 620) was used to inject signals into the system. This ensured the proper operation of the measurement technology, as the generated signals could be detected by the sensors. Figure 5 (upper curve) shows the recorded spectra for these signals. The lower curve reflecting the background disturbances.

The response of Sensor BE906 to an impulse injected at Sensor BE901 was significant, demonstrating effective signal detection. Comparable results were measured at BE901

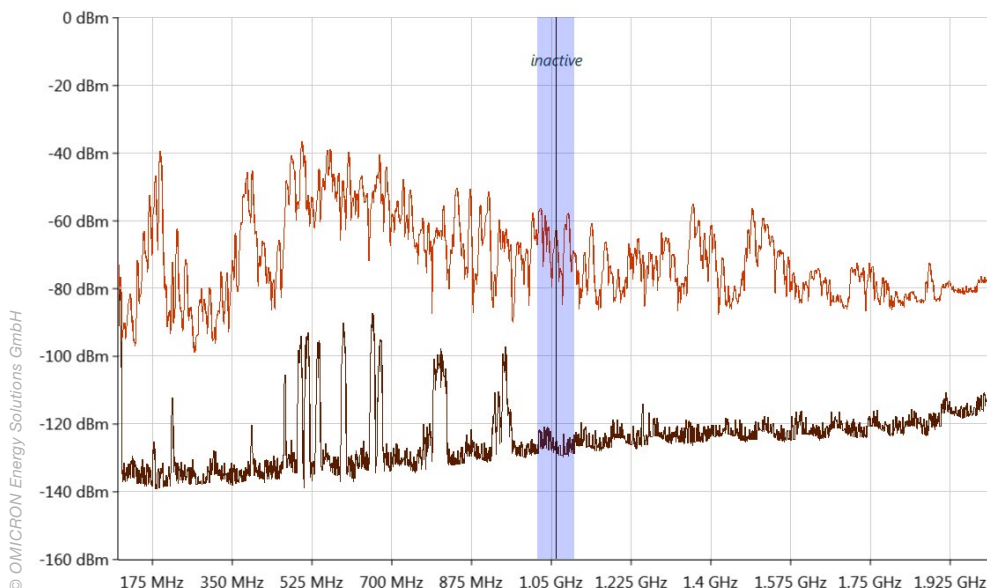


Fig. 5: Frequency response of Sensor BE906 by injecting at BE901



Fig. 6: Long duration measurement system installed at the GIS

© OMICRON Energy Solutions GmbH

© OMICRON Energy Solutions GmbH

when injecting at BE906. Notably, there was considerable high damping observed between Sensors BE901 and BE909, indicating the quite poor high frequency coupling of these sensors via the bushings and their cross coupling.

3.3 Long-Term Measurement

The equipment for the extended duration PD measurement were installed in December 2023 and measurements were performed for several months. Data were continuously recorded and stored on a hard disk for post-process analysis. Although a monitoring system was considered, but the MPD 800 and UHF 800 systems [7] were preferred for their flexibility and capacity to record extensive data, enabling detailed post-analysis.

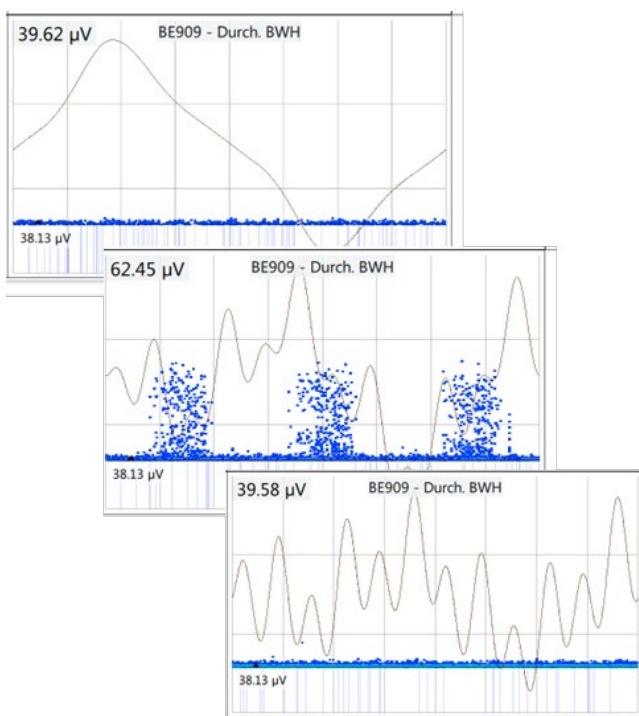


Fig. 7: Example of change of the DC ripple at BE909

During the measurement period, several impulse events were detected by all three UHF sensors. These impulses were triggered by e.g. polarity reversals, though not all triggers were identifiable. Potential causes for these events include atmospheric effects or operational changes within the system.

Certain activities were measurable in the frequency range of 1 GHz ±40 MHz in all channels during switching status of the converter system. This activity was gone after the change was executed. Figure 7 shows the phase resolved partial discharge diagram (PRPD) synced on the 50 Hz component of the DC ripple which is acquired via the capacitive coupling of the UHF sensor to the conductor.

Similar effect can be shown at a polarity reversal. Figure 8 shows the trend diagram of pulse activity and ripple magnitude over a period of about 2 hours. The polarity reversal is marked.

Some hundred pulses were detected during a period of about 5 minutes. All three UHF sensors were able to detect these events. Figure 9 shows the PRPD synced on the 50 Hz and in the smaller PRPD the same data were synced on the 600 Hz component of the DC ripple [8].

Depending on the settings, the measurement system can either focus on the 50 Hz mains (20 ms) component and detect the ripple caused by the 12-pulse converter, or on the individual pulse by triggering at 600 Hz (1.67 ms). This allows for the identification of disturbances as well as detection of ripple induced PD. [9]

The complex PRPD patterns consist of overlapping signals from different sources. To separate the clusters of the different sources, a synchronous multi-channel PD measurement was applied. The 3PARD (3-Phase Amplitude Relation Diagram) visualizes the relationship between the amplitudes of a single pulse of one sensor and the cross coupling to the other two sensors. When repeating this procedure for a large number of pulses over a fixed period of time, both signal sources and noise appear, which can be clearly distinguished from each other by accumulating cloud plots in a 3PARD. It is now possible to evaluate the PRPDs of the individual clusters. A separation of noise and signal sources is possible. The cluster separation is shown in Figure 10.

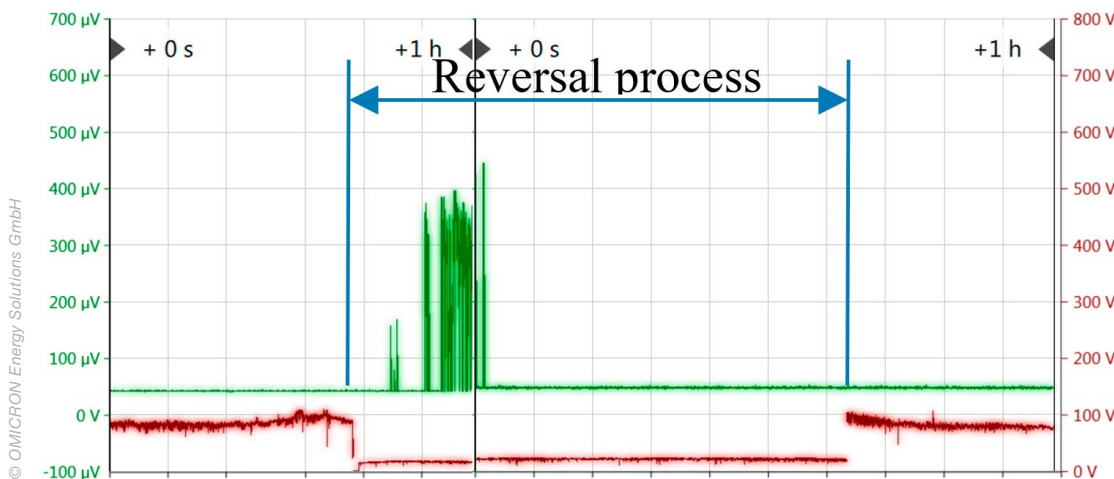


Fig. 8: Impulse events detected after polarity reversal

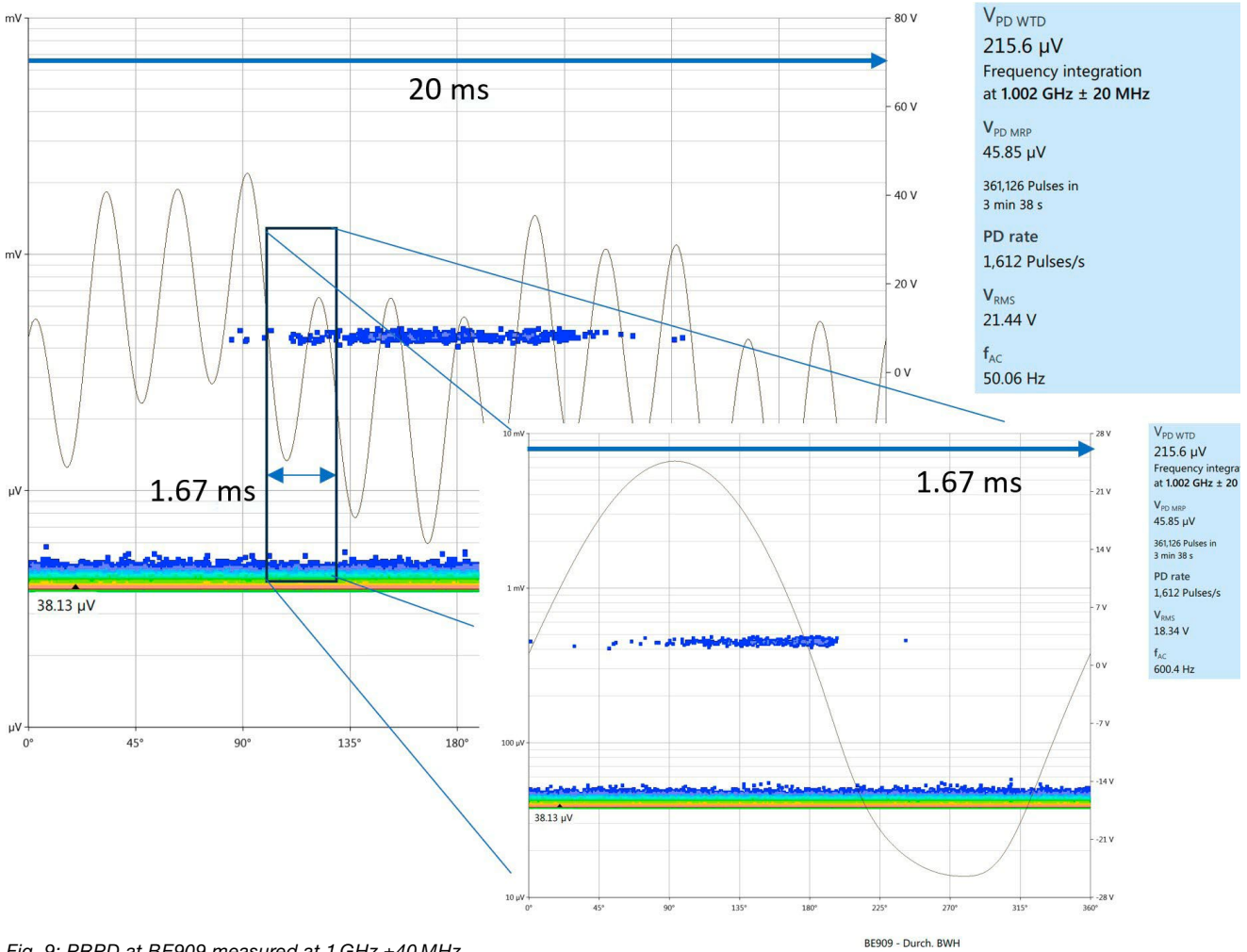


Fig. 9: PRPD at BE909 measured at 1 GHz \pm 40 MHz

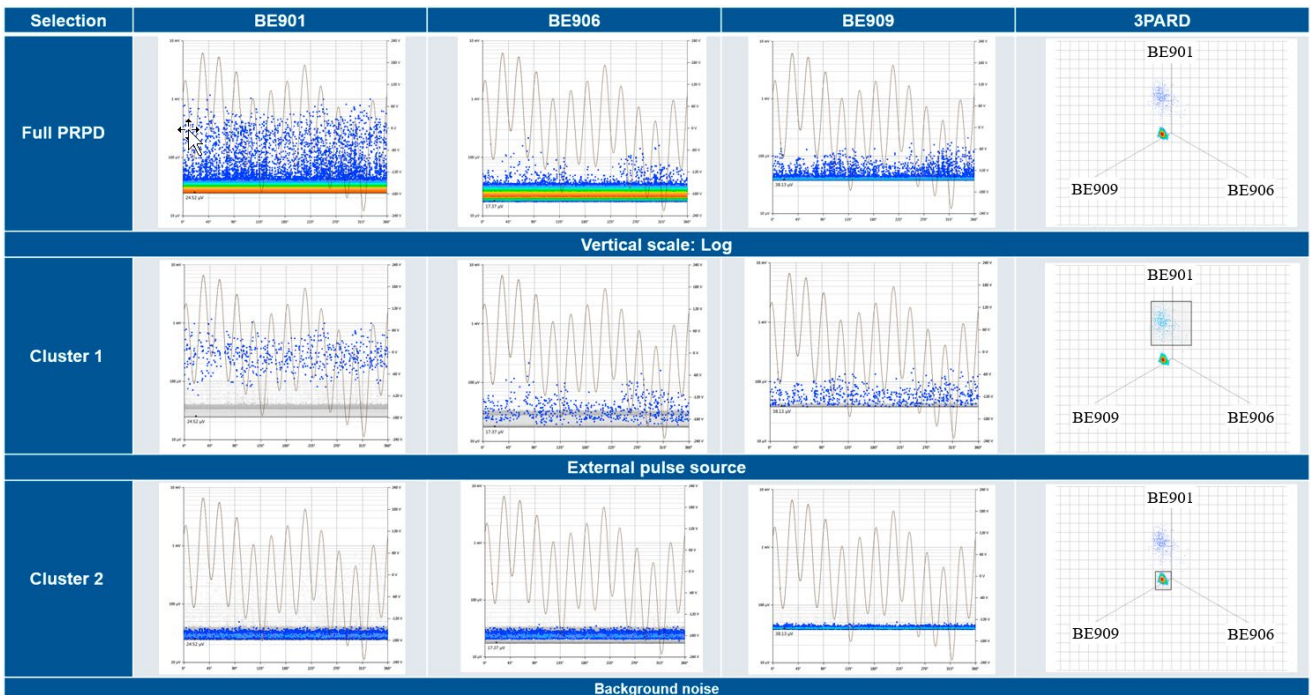


Fig. 10: Separation of different signal sources and their PRPDs using the 3PARD technique

3.4 Findings and Analysis

The analysis of the recorded data revealed the following key observations:

- Impulse Detection Consistency: All three UHF sensors detected impulse events consistently, underscoring the reliability of the measurement setup. Magnitude and estimations regarding time of arrival show the pulse source is likely not inside the GIS. Discharge of surface charges due to abrupt voltage changes or ripple changes are more likely.
- Trigger Events of Pulse Trains: While some impulse events could be traced back to specific triggers such as polarity reversals, others are not fully explained. This highlights the complexity of PD phenomena and the influence of external factors.

4 Conclusion

In 2023 a HVDC GIS was installed at the German substation Bentwisch of the German-Danish interconnector KONTEK. In accordance with the recommendations of CIGRE TB 842, both routine and on-site tests were conducted using AC voltage stress and partial discharge measurements. All commissioning tests of the HVDC GIS were successfully passed and testified a PD free assembly. During the initial months of commercial operation, an accompanying long-term partial discharge monitoring system was established.

The extended duration PD measurement provided valuable insights into the behaviour of partial discharges in a high voltage environment. The setup, leveraging UHF sensors and fiber optic connections, proved effective in capturing and transmitting PD signals for analysis. The findings underscore the importance of considering signal attenuation, geometric size and external influences (over time) in PD measurement. This study contributes to gain experience with HVDC GIS and the advancement of PD measurement techniques.

5 Literature

- [1] U. Riechert, M. Kosse: HVDC gas-insulated systems for compact substation design. CIGRE Session, Paris, 2020.
- [2] CIGRE Working Group D1.66: “Requirements and application of UHF PD monitoring systems for gas insulated systems”, Technical Brochure No. 933, 2024.
- [3] Sumitomo Electric Industries: “Sumitomo Electric Completes Type Approval Test for 525 kV DC Gas Insulated Switchgear Interface with Siemens Energy and Südkabel”, 2020. <https://global-sei.com/company/press/2020/08/prs081.html>
- [4] CIGRE Working Group D1/B3.57: “Dielectric testing of gas-insulated HVDC systems”, Technical Brochure No. 842, 2021.
- [5] M. Kosse, C. Klein, T. Götz, M. Tuczek, F. Richter: Experience with HVDC GIS application during commissioning and early operation phase. CIGRE Session, Paris, 2024.
- [6] CIGRE Working Group D1.25: “UHF Partial Discharge Detection System for GIS: Application Guide for Sensitivity Verification”, Technical Brochure No. 654, 2016.
- [7] S.M. Hoek, M. Al-Gunaid, L.-V. Badicu: Tuned Medium Band and Wideband UHF PD Measurement System for GIS. VDE Hochspannungstechnik 2022, ETG, Berlin, 2022.
- [8] T. Dezenzo, T. Betz, A. Schwarzbacher: The Different Stages of PRPD Pattern for Positive Point to Plane Corona Driven by a DC Voltage Containing Ripple, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 25, 2018.
- [9] A. Elben: “Enhancing the effectiveness of DC-PD measurements on polymer insulated cable systems by use of pulsed X-ray”, Thesis, TU-Berlin, 2022, DOI: 10.14279/depositonce-16652



Daniel Gebhardt
OMICRON Energy Solutions GmbH, Berlin



Mohammed Al-Gunaid
OMICRON Energy Solutions GmbH, Berlin

- Stefan M. Hoek, OMICRON Energy Solutions GmbH, Berlin
- Frank Richter, 50 Hertz Transmission GmbH, Berlin
- Inna Kober, AFRY Deutschland GmbH, Berlin
- Duc Toan Le, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen
- Christoph Klein, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Nürnberg

Rückblick ETG Veranstaltungen

E18 Netzregelung und Systemführung: Transformation der Stromversorgung – Netzregelung und Systemführung

15. ETG/GMA Fachtagung am 17. – 18. September 2024 in München

Die 15. Fachtagung des ETG/GMA-Fachausschusses „Netzregelung und Systemführung“ fand am 17. und 18. September 2024 im Konferenzzentrum der Hanns-Seidel-Stiftung in München statt. Auf der Fachtagung wurden vielfältige Ansätze und Forschungsarbeiten aus dem Bereich der Netzregelung und Systemführung vorgestellt, welche einen Beitrag zur Transformation der Stromversorgung leisten. Die Transformation mit ihrem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energiequellen sowie der schrittweisen Stilllegung konventioneller Kraftwerke stellt eine besondere Herausforderung für die Wahrung der Systemstabilität dar, da die konventionellen Kraftwerke mit ihren Synchronmaschinen bisher eine wichtige stabilisierende Rolle im elektrischen Netz übernommen haben. Um dieser Herausforderung zu begegnen, sollen nun verstärkt leistungselektronische Umrichter mit netzbildenden Regelungen genutzt werden, welche im Gegensatz zu den netzfolgenden Regelungen in der Lage sind, sowohl die Spannung als auch die Frequenz vorzugeben. Eine weitere Herausforderung der geänderten Erzeugungsstruktur liegt in der räumlich geänderten und volatilen Einspeisung dezentraler und zentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Die zentralen Einheiten erfordern den verstärkten Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ), sowohl für den verlustarmen Transport der Energie über große Distanzen als auch für den Netzanschluss von Offshore-Windparks. Vielfältige Fragen zum stabilen Betrieb der HGÜ sind zu beantworten, Konzepte für die Nutzung der HGÜ beim Netzwiederaufbau oder zur Bereitstellung von Momentanreserve können angedacht werden. Neben der geänderten Erzeugungsstruktur sind aber auch neuartige Großverbraucher wie die Elektrolyseure entscheidend für die Transformation der Stromversorgung. Die Netzintegration zur Wahrung eines stabilen elektrischen Energieversorgungsnetzes muss auch für diese betrachtet werden.

Auf der Fachtagung konnten die Teilnehmer in insgesamt 22 Vorträgen wertvolle Einblicke in aktuelle Themen der Netzregelung und Systemführung gewinnen. Neben neuen Ansätzen zur Netzregelung und Systemführung wurden auch weitere Aspekte beleuchtet, wie zum Beispiel die netzbildende Regelung der Umrichter oder unterschiedliche Ansätze zur Modellierung und Validierung. Aber auch die aktuelle Diskussion zur Netzintegration von Elektrolyseuren wurde als Schwerpunkt gewählt. Die wissenschaftliche Tagungsleitung übernahm Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson von der TU Darmstadt, die in ihrer Begrüßung nach der fachlichen Einführung in das Thema der Fachtagung den Mitgliedern des ETG/GMA-Fachausschusses "Netzregelung und Systemführung" für die Programmgestaltung dankte und weitere Interessentinnen und Interessenten herzlich zur Mit-



Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Fachtagung 2024

arbeit in den Fachausschuss einlud. In der Keynote stellte Herr Alexander Folz vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die "Roadmap Systemstabilität" der Bundesregierung vor. Herr Dr.-Ing. Joachim Lehner von der TransnetBW GmbH beleuchtete die Roadmap im Anschluss aus der Sicht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. In sechs anschließenden Sessions wurden Beiträge zu aktuellen Forschungsergebnissen, industriellen Anwendungen, Pilotprojekten und regulatorischen Aspekten präsentiert. Vertreterinnen und Vertreter von Übertragungsnetzbetreibern, Herstellern und der Wissenschaft waren zahlreich vertreten. Die Abendveranstaltung fand in einem traditionellen bayerischen Wirtshaus statt. Hier bot sich den Teilnehmerinnen und Teilnehmern in entspannter Atmosphäre die Gelegenheit, sich auszutauschen und Kontakte zu knüpfen. Unser Dank gilt allen Referentinnen und Referenten, Sitzungsleiterinnen und -leitern, Teilnehmerinnen und Teilnehmern sowie den Mitgliedern des Fach- und Programmausschusses und der ETG für eine rundum erfolgreiche und gelungene Veranstaltung.



Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Fachbereich Elektrische Energieversorgung
unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5),
Technische Universität Darmstadt
Vorsitzende ETG/GMA-Fachausschuss
V2.1/5.22 „Netzregelung und Systemführung“



Lukas Jung, M.Sc.
Fachbereich Elektrische Energieversorgung
unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5),
Technische Universität Darmstadt

© Harnibal / VDE



Rückblick ETG Veranstaltungen

E19 50 Jahre VDE ETG – Let's power the change!

Von Alexander Morhart

Die hohe Veränderungsdynamik in der Energiewende und die Herausforderung, in Zeiten von Fachkräftemangel dafür die richtigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu finden, aber auch die Chancen etwas zu bewegen, standen im Mittelpunkt des Fest-Symposiums zum 50. Jubiläum der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (VDE ETG) in Berlin.

„Das ist irre. Da ist eine Dynamik im System und da brauche ich Leidenschaft, um etwas zu bewegen, Wille, Durchhaltevermögen und die Möglichkeit, am Ende was zu verändern. Das ist für mich Energiewende.“ So kommentierte Dr. Roland Hermes, Vice President Research, Development and Innovation bei E.ON und einer der Redner bei der ETG Veranstaltung die Tatsache, dass 2021 noch lediglich fünf Gigawatt Photovoltaikstrom in die E.ON-Netze integriert werden mussten, im laufenden Jahr aber schon 15 Gigawatt.

Die rasanten und in diesem Tempo unerwarteten Veränderungen im Energiesystem zogen sich wie ein roter Faden durch die Vorträge der Veranstaltung beim Fraunhofer ENIQ auf dem EUREF-Campus in Berlin. In der Begrüßung blick-

ten die ETG Vorstandsvorsitzende Dr. Britta Buchholz, der Tagungsleiter und ETG Vorstandsmitglied Prof. Dr. Andreas Ulbig sowie Dr. Martin Hieber, CTO im VDE Vorstand zurück auf die ETG und die Situation im Gründungsjahr. „1974 war das Jahr, in dem Energie wichtiger wurde und die Ge-



Bild 2: Prof. Andreas Ulbig (RWTH Aachen) und Dr. Britta Buchholz (Hitachi Energy)



Bild 1: Dr. Roland Hermes (E.ON)



Bild 3: Dr. Martin Hieber (VDE)

sellschaft durch die Ölkrise gespürt hat, dass eine sichere Energieversorgung nicht selbstverständlich ist“, fasste Ulbig die Stimmung der damaligen Zeit zusammen. Und viele der damaligen Fragestellungen wie Energieeffizienz, Atomkraft ja oder nein, beschäftigen die Gesellschaft auch heute noch.

Prof. Dr. Jochen Kreusel, Head of Market Innovation bei Hitachi Energy Germany, erinnerte mit etwas Ironie an Szenarien Ende der 80er Jahre. „Wir haben Szenarien gerechnet, die wir für ambitioniert hielten, für sehr ambitioniert. 20 Prozent Erneuerbare. Sie wissen ja, heute sind wir bei 60.“ Die Entwicklung sei „nicht ohne auch die eine oder andere Irrung verlaufen, aber technisch ist das eine Erfolgsgeschichte und vielleicht sollte man das hin und wieder mal sagen.“

Ein anschauliches Maß für den Wandel des Systems lieferte Wilfried Breuer, Geschäftsführer der Maschinenfabrik Reinhausen. Der Mittelwert der Reise, die ein Elektron vom Generator zum Verbraucher durchschnittlich zurücklege, habe sich von 50 Kilometer in der Zeit, als Kraftwerke noch verbrauchernah gebaut worden seien, auf künftig 300 Kilometer verlängert, da Erneuerbare eher fern der Lastzentren entstehen.

Neben dieser räumlichen Komponente benannte Breuer eine zeitliche Veränderung, die aus der Einspeisung von Photovoltaikstrom aus Privathäusern mit Heimspeicher folgt, nämlich starke Leistungssprünge. Die Algorithmen der Hersteller folgen jeweils einer ähnlichen Optimierungslogik. „Also kriegen sie da eine extrem hohe Gleichzeitigkeit, wenn an einem schönen, sonnigen Tag die Batterie mittags voll ist und dann schlagartig die im Überschuss produzierte Energie ins Netz zurückgespeist wird. Die Gradienten sind das, was dem Netzbetreiber hier die Kopfschmerzen bereitet.“

In die andere Richtung geht der Sprung, wenn im Winter der Heimspeicher leer ist und zudem eine Wärmepumpe betrieben wird. Als Lösung hatte Breuer gleich ein Produkt seines Unternehmens zur Hand: ein neuartiger Stufenschalter, um die Ortsnetztransformatoren regelbar zu machen. Damit könne der nötige Ausbau bestehender Kabelnetze um zehn Prozent gedämpft werden.

Daran konnte Prof. Dr. Hans-Martin Henning, Mitglied im Präsidium der Fraunhofer-Gesellschaft, gut anknüpfen.



Bild 4: Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel (Hitachi Energy)

Henning hatte kurz zuvor von der Forschungsfront bei der Entwicklung ertragreicherer Solarzellen berichtet. Der Wirkungsgrad der zurzeit dominierenden Einfach-Solarzellen auf Basis von Silizium-Wafern sei aus physikalischen Gründen auf rund 29 Prozent begrenzt. Stattdessen stehe man kurz davor, ein Mehrschichtsystem zu bauen, zunächst mit zwei, „im Prinzip auch drei oder vier“ Halbleitern, wo man einen größeren Anteil des Strahlungsspektrums nutzen könne. Eine der aussichtsreichsten Materialkombinationen dafür sei Silizium-Perowskit.

Jochen Kreusel machte mit einem Positiv- und einem Negativbeispiel auf die Bedeutung einer guten Regulierung aufmerksam: „Alles kann beeinflusst werden; nicht nur Technik, sondern auch Rahmenbedingungen, Gesetze, Regeln.“ 2010 hieß es, wenn es keine Speicher gebe, dann würden die Regelleistungskosten explodieren. „Und irgendwann gab es dann um 2012/2013 das sogenannte deutsche Regelleistungsparadox, weil nämlich die Regelleistungskosten plötzlich auf einem Allzeit-niedrig-Niveau lagen. Was war passiert? Man hat die Marktregeln geändert. Man hat die Marktschließungszeit geändert, man hat Pools zugelassen für Regelleistung, man hat virtuelle Kraftwerke ermöglicht.“

Schlecht gelaufen ist es dagegen laut Kreusel bei der Möglichkeit einer Lastbeeinflussung von Elektrofahrzeugen. Zwar habe man von Seiten der ETG bereits im Jahr 2011



Bild 5: Wilfried Breuer (Maschinenfabrik Reinhausen)



Bild 6: Prof. Dr.-Ing. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE)



Bild 7: Michael Jesberger (TransnetBW)



Bild 8: Riccarda von der Marwitz (Syna)

bei der Vorstellung des Positionspapiers „Speichertechnologien“ gesagt: „Wenn es irgendeinen Verbraucher gibt, der nur mit Lastbeeinflussung funktionieren wird, dann sind es Elektrofahrzeuge. Bereitet euch bitte darauf vor. Letztes Jahr haben wir mit Verve den Paragraphen 14a Energiewirtschaftsgesetz diskutiert. Und dann waren wir ganz entsetzt, dass wir die Voraussetzungen nicht geschaffen haben.“ Selbstkritisch fügte Kreusel hinzu: „Wir haben die richtigen Dinge gesagt. Wir waren aber nicht laut genug, nicht hartnäckig genug. Kommunikation ist, wenn es der Empfänger verstanden hat, und nicht, wenn es der Redner gesagt hat.“

Beim zweiten großen Thema Fachkräftemangel relativierte Roland Hermes mit dem Beispiel seines eigenen Unternehmens E.ON: „Ich kann sagen, wir sind im Moment in einer extrem glücklichen Situation: Wir hatten im vergangenen Jahr 6.000 Stellen, die wir besetzen wollten – und 6.000 Stellen haben wir besetzt.“ Ähnlich Michael Jesberger, Mitglied der Geschäftsführung von TransnetBW.

Dafür, dass es zukünftig anderswo ähnlich entspannt zugeht, kamen diverse Empfehlungen. Riccarda von der Marwitz von der Syna GmbH, die für das VDE Young Net auf dem Podium saß, strich die Bedeutung von Vorbildern heraus. „Ich hatte zum Beispiel eine super Physiklehrerin, die mich immer unterstützt hat in dem, was ich gemacht habe.“

Frau Dr. Nicole Ahner, Senior Manager Legal Affairs bei TenneT TSO, verriet einen erprobten Trick für Arbeitgeber. „Es ist tatsächlich so, das ist statistisch belegt, dass Frauen immer ein bisschen länger nachdenken, ob sie tatsächlich alle Anforderungen der Stelle erfüllen.“ Man habe deshalb Stellenanzeigen offener geschrieben: Es ist schön, wenn diese Voraussetzungen mitgebracht werden, aber bei genügend Einsatzbereitschaft finde sich der Rest. „Und das war einer der Punkte, dass wir einen viel größeren Anteil an Bewerberinnen hatten.“

VDE Präsident Alf Henryk Wulf wurde in seinem Vortrag grundsätzlich. Die Gründungsidee des VDE sei gewesen, sich die Regeln für die neue Technologie selbst zu geben. „Es gibt bis heute kein Bundesamt für Elektrotechnik oder etwas Vergleichbares, was uns Auflagen macht; sondern wir schaffen diesen Rahmen selbst.“ Das sei gut so. „Und damit das so bleibt, muss der VDE die Plattform sein für alles, was mit elektrischer Energie, mit Informations- und Nachrichtentechnik und elektrischen Geräten zu tun hat.“

Alexander Morhart ist freier Journalist in Berlin und schreibt über Energie, Verkehr, Umwelt und Wissenschaft und Technik.



Bild 9: Dr. Nicole Ahner (TenneT TSO)



Bild 10: Alf Henryk Wulf (VDE Präsident)

Career Talks



Am Nachmittag fanden in zwei Durchläufen Career Talks statt, in dem die Jungmitglieder der ETG die Gelegenheit hatten, in kleiner Runde mit erfahrenen Berufsvertreterinnen und -vertreter ins Gespräch zu kommen. Die Jungmitglieder haben hierdurch Eindrücke in die persönlichen Werdegänge erfahrener Ingenieure und Ingenieurinnen sowie wertvolle Tipps für die eigene Karriere bekommen. Die Jungen sprachen über ihre Wünsche und Visionen, aber auch über ihre Ängste. Die Erfahrenen konnten auf Basis dieses Dialogs nicht nur Anregungen für die Gestaltung ihrer eigenen Unternehmen mitnehmen, sondern auch wichtige Impulse geben, die den Studierenden helfen, ihre beruflichen Ängste abzubauen.

Die Berufsvertreter und -vertreterinnen waren sich in einem Punkt jedoch meist einig: Erfolg ist schwer planbar, wenn man jedoch das verfolgt, was einen wirklich interessiert und diesem mit Leidenschaft nachgeht, stellt sich der Erfolg oft von selbst ein.

Mein persönlicher Eindruck: Der Austausch während der Career Talks wirkte auf mich äußerst locker und ungezwungen. Diese Atmosphäre ermöglichte es sowohl den Studierenden als auch den Berufsvertretern, offen über ihre Erfahrungen und Vorstellungen zu sprechen. Besonders hilfreich fand ich die Tipps, primär den eigenen Interessen zu folgen, was den Druck reduziert, den sich viele ambitionierte junge Menschen ja oft selbst auferlegen.

Netzwerken am Abend



*Career Talks und Netzwerken am Abend:
Eindrücke von Maxim Müllender,
VDE YoungNet Aachen, Doktorand am
IAEW, RWTH Aachen*

Nach dem inhaltlichen Abschluss der Veranstaltung fand ein geselliger Ausklang des Tages statt. Beim Get Together am Abend hatten die Teilnehmenden die Gelegenheit, sich in einer lockeren Umgebung weiter auszutauschen.

Ein besonderes Highlight des Abends war eine zauberhafte Überraschung: Ein Zauberer, der sich von den Teilnehmenden zunächst völlig unerkannt als Kellner unter das Catering-Personal gemischt hatte, sorgte mit humorvollen, magischen und akrobatischen Einlagen für Unterhaltung und große Begeisterung. Die Stimmung war ausgelassen, und es herrschte eine angenehme Atmosphäre für Gespräche und Austausch, die den Tag gelungen abrundete.

Alle Fotos: Hannibal / VDE

I1 Aktuelle Informationen aus CIRED



Liebe ETG Mitglieder,

ein ereignisreiches CIRED-Jahr 2024 ist zu Ende gegangen. Auf dem Workshop in Wien zum Thema „Increasing Distribution Network Hosting Capacity“ im Juni 2024 war Deutschland sehr stark vertreten, sowohl was die Beiträge als auch die Teilnehmerzahlen betrifft. Die gesunde Mischung aus Hochschulforschung und praktischen Anwendungen im Verteilernetz hat trotz der Größe der Veranstaltung zu vielen vertiefenden, fachlichen Gesprächen angeregt. Der zweite CIRED-Workshop fand Anfang November 2024 in Chicago statt. Das Thema hier war den nordamerikanischen Fragestellungen angepasst: „Resilience of Electric Distribution Systems“. Die durch den Klimawandel verstärkt auftretenden Extremwittersituation haben wir im Jahr 2024 weltweit zu spüren bekommen. Daher war die Auseinandersetzung mit dem Thema Resilienz der installierten Infrastruktur hoch interessant. Die Diskussion des Resilienzbegriffs ist weiterhin im Gange. Gerade die Fragestellung der Reaktivität nimmt immer größeren Raum ein. Wir werden es uns nicht leisten können, ein resilientes Netz zu bauen, das jedem denkbaren externen Ereignis standhalten kann. Daher ist es von besonderer Bedeutung, die Reaktionen und Reaktionszeiten auf extreme Ereignisse zu verbessern. Für den Workshop können wir konstatieren, dass Deutschland nach dem Gastgeber die zweitgrößte Delegation stellte und auch bei den Vorträgen sehr deutlich präsent war. Mit dem kleineren Teilnehmerkreis von ca. 200 Teilnehmern kam der Workshop-Charakter hier stärker zum Tragen als in Wien.

Mit den Erfahrungen aus Wien und Chicago hat das Board der CIRED das technische Komitee beauftragt, dass Workshop-Konzept zu überarbeiten mit dem Ziel, die Interaktion der Workshop-Teilnehmer deutlich zu erhöhen, was auch eine Limitierung der Teilnehmerzahlen bedeuten kann.

Auch 2024 hat wieder gezeigt, dass die Energiewende im Verteilernetz zum Erfolg werden muss. Technische Lösungen dafür werden wir dann 2025 bei der CIRED-Konferenz in Genf diskutieren. Hier hat Deutschland mit 142 eingereichten Abstracts wieder den ersten Platz geholt. Bis Ende Januar 2025 sind die Autoren nun aufgefordert ihre Beiträge zu schreiben. In diesem Zusammenhang können wir klar sagen, dass neue Technologietrends wie maschinelles Lernen (ML) und künstliche Intelligenz (KI/AI) sich einen immer breiteren Raum auch in unserem Industriezweig erobern. Dabei fallen einige Dinge auf: Wie gehen wir mit mächtigen Werkzeugen und deren Ergebnissen um? Wie prüfen wir

die Ergebnisse auf Richtigkeit? Wie gehen wir mit fehlerhaften und unzureichenden Daten und Datensätzen um? Wie stellen wir sicher, dass Ergebnisse allgemeingültig sind und nicht nur für den Trainingsdatensatz gelten?

Diesen kritischen Fragestellungen wollen wir uns innerhalb der CIRED in 2025 im Rahmen einer Task Force stellen und Richtlinien für den gesunden Umgang mit ML und KI erarbeiten. Dahinter steht der Gedanke, dass wir offen für diese neuen Technologien und dabei nicht die ultimativen Experten sind. Deshalb wird diese Taskforce sich grundlegende Unterstützung von Experten aus der ML-/KI-Community holen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist außerdem, dass falsche und unzulässige Verallgemeinerungen die Akzeptanz dieser Tools und Lösungen in der Branche nachhaltig verhindern könnten. Da wir diese Zeit nicht haben, müssen wir zuverlässigen und breit akzeptierten Lösungen auf Basis ML / KI schnellstmöglich zum Durchbruch verhelfen.

Auch in 2025 setzen wir die Tradition des D-A-CH-Workshops „Innovationen im Verteilernetz“ der ETG und CIRED fort. Am 01./02.12.2025 treffen wir uns wieder in München. Fest gesetzt ist der gemeinsame Bericht der drei nationalen Komitees aus der Schweiz, Österreich und Deutschland von der CIRED-Konferenz in Genf. Alle D-A-CH-Autoren der Genfer Konferenz erhalten ebenfalls die Gelegenheit, ihre Poster in deutscher Sprache dem Publikum in München näher zu bringen. Allerdings sollten wir gleich die Warnung aussprechen, dass interessante Poster, die zu langen Diskussionen führen, im Allgemeinen mit einem reduzierten Angebot am Abendbuffet korrelieren, ein Zusammenhang der mittlerweile als statistisch signifikant bewiesen ist. Zwei weitere Schwerpunktthemen werden durch den gemeinsamen Programmausschuss der drei nationalen Komitees im ersten Quartal 2025 definiert. Ziel ist es, mit dem Programm in erster Linie das technische Management aller Verteilernetzbetreiber anzusprechen, insbesondere der kleineren Unternehmen, die nur begrenzte Möglichkeiten zur Teilnahme an internationalen Konferenzen haben.

Abschließen wollen wir diesen Beitrag mit einem Ausblick auf das neue Logo der CIRED, dass mit der neuen Website der CIRED ab dem 01.01.2025 an den Start geht.

An dieser Stelle bedanken wir uns ausdrücklich und von Herzen bei Dr. Thomas Benz für seine langjährige Arbeit als Geschäftsführer der ETG und damit Gastgeber des deut-



schen nationalen Komitees der CIRE! Wir wünschen ihm alles erdenklich Gute für seinen nächsten Lebensabschnitt. Gleichzeitig freuen wir uns auf die Zusammenarbeit mit Dr. Ralf Petri als seinen Nachfolger.

Ihr

Uwe Kaltenborn und Roland Drewek



Dr.-Ing. Uwe Kaltenborn
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
Vorsitzender des DK CIRE



Dr. Roland Drewek
SW Kiel Netz GmbH
Stellvertretender Vorsitzender des DK CIRE

12 Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE



Sehr geehrte Damen und Herren,

die beiden Höhepunkte der diesjährigen CIGRE-Aktivitäten waren sicherlich die diesjährige CIGRE Session in Paris und die 22. deutsche CIGRE CIRE Informationsveranstaltung in Dresden.

Die Pariser CIGRE Session hat in diesem Jahr mit 4480 registrierten Teilnehmern eine Rekordbeteiligung erfahren. Deutschland war mit 347 Teilnehmern vor Frankreich und Großbritannien die stärkste Nation. Bei der begleitenden Messe war China mit 43 Ausstellern die stärkste Nation vor Frankreich und Deutschland. Auch bei den akzeptierten Beiträgen war China mit 98 führend, vor Indien und USA. Deutschland belegte in dieser quantitativen Betrachtung den sechsten Rang. An dieser Stelle möchte ich mich auch sehr herzlich bei allen CIGRE Mitgliedern bedanken, die sich sowohl in den nationalen als auch in den internationalen Studienkomitees engagieren und wie immer für eine hohe Qualität der Arbeitsergebnisse gesorgt haben. Mein ausdrücklicher Dank gilt auch den nationalen Prüfern und Lektoren, die die Synopsen und die finalen Beiträge studiert und bewertet haben.

Außerdem sprach das große Interesse an den Tutorials mit deutscher Beteiligung für seinen Erfolg sowie auch für dessen Expertise. Unter anderem die Präsentation von Prof. Dr. Christine Schwaegerl und Dr. Britta Buchholz „[Aggregation of Battery Energy Storage and Distributed Energy Resources](https://www.e-cigre.org/publications/detail/932-aggregation-of-battery-energy-storage-and-distributed-energy-resources.html)“¹ oder auch von Dr. Maik Hyrenbach „[Guidelines for SF₆ end-of-life treatment of T&D equipment \(>1 kV\) in substations](https://www.e-cigre.org/publications/detail/914-guidelines-for-sf6-end-of-life-treatment-of-td-equipment-1-kv-in-substations.html)“², um nur ein paar hervorragende Arbeiten hervorzuheben.



Bild 1: Maik Hyrenbach

Während der Session in Paris, hat das Administrative Council auch Wahlen abgehalten. Konstantin O. Papailiou und als neue Vorsitzende des Technical Council Frau Rannveig Loken gewählt. Besonders freuen durften wir uns über die Ernennung von drei Distinguished Members aus den Reihen der Deutschen CIGRE Gemeinschaft. Ich gratuliere den Herren Marc Foata, Dr. Mark Reuter und Dr. Johannes Seiler recht herzlich zu dieser Auszeichnung und bedanke mich für ihr tolles Engagement und die langjährige, hervorragende Arbeit.

Seit Dezember 2023 gibt es ein Women in Energy (WiE) Netzwerk für Deutschland. Es zielt mit mittlerweile 28 Mitgliedern (aus Universitäten, Netzbetreibern, Industrie) und der Gründung eines Boards im Juli 2024, darauf ab, Frauen

1 <https://www.e-cigre.org/publications/detail/932-aggregation-of-battery-energy-storage-and-distributed-energy-resources.html>

2 <https://www.e-cigre.org/publications/detail/914-guidelines-for-sf6-end-of-life-treatment-of-td-equipment-1-kv-in-substations.html>

im Energiesektor durch eine unkomplizierte Plattform für Vernetzung und Wissensaustausch zu unterstützen. Langfristig soll die Rolle von Frauen im Energiesektor gestärkt und deren Sichtbarkeit erhöht werden.

Regelmäßige bundesweite Lunch-Meetings (online), die Kooperation mit dem Next Generation Network (NGN) Deutschland sowie die erste Veranstaltung in Dresden im Rahmen der CIREC im Oktober 2024 setzten wichtige Impulse. Im Vordergrund stehen nun die Einführung eines Mentoring-Programms sowie die Planung eines WIE Deutschland Treffens. Darüber hinaus wird die Teilnahme von weiblichen Mitgliedern in den Study Committees der CIGRE gezielt unterstützt. Es besteht die Möglichkeit, sich gemeinsam mit den anderen Mitgliedern auf die CIGRE Session 2026 in Paris, sowie anstehende Symposien vorzubereiten. Bei Fragen oder Anregungen kann man sich hierzu gerne an Frau Dr. Nicole Ahner, TenneT wenden.

Der Einladung zur 22. CIGRE CIREC Informationsveranstaltung nach Dresden sind 200 Teilnehmerinnen und Teilnehmer gefolgt, davon 38 online. Unter dem Motto „Wie bleibt die Energiewende bezahlbar?“ hat die Tagesordnung technische und wirtschaftliche Themen interessant vereint, die entsprechenden Antworten geliefert, aber auch neue Fragen für die Zukunft aufgeworfen. Am darauffolgenden Tag hat man sich in etwas anderer Zusammensetzung zur 56. Aussprache der deutschen Mitglieder in den Studienkomitees gemeinsam mit den Mitgliedern des DK CIGRE getroffen. Unter anderem fanden dort auch Wahlen statt. Als Vorsitzender des DK CIGRE wurde Herr Michael Jesberger, Mitglied der Geschäftsführung der TransnetBW GmbH und als Stellvertreter Herr Dr. Ulf Katschinski, Siemens Energy Global GmbH & Co KG gewählt.

Den Bericht möchte ich mit einem großen Dankeschön an alle Mitglieder der CIGRE, die sich in diesem Jahr wieder so hervorragend eingebracht und gearbeitet haben, abschließen. Mein besonderer Dank geht an Herrn Wilfried Breuer, der in seiner 3-jährigen Amtszeit eine großartige Arbeit gemacht hat und unsere CIGRE sowohl nach innen als auch nach außen hervorragend vertreten hat. Besten Dank!



*Dipl.-Ing. Michael Jesberger
TransnetBW GmbH, Stuttgart
Vorsitzender des DK CIGRE*



CIGRE B3/A3 Colloquium

WIKA Innovation Center, Klingenberg
24. – 28. März 2025

Die Vorbereitung des internationalen CIGRE B3/A3 Kolloquiums vom 24.–28. März 2025 bei WIKA in Klingenberg läuft auf Hochtouren. Neben einigen interessanten Vorträgen, Tutorials und einer Podiumsdiskussion sind Ausstellungen der Sponsoren und eine Technische Exkursion vorgesehen. Es werden aktuelle Themen wie die Energiewende, Auswirkungen der EU-F-Gase Verordnung und der geplanten PFAS-Beschränkung behandelt. Nebenbei besteht die Möglichkeit Einblicke beim Hauptsponsor WIKA zu gewinnen. Seien Sie dabei! Die [Anmeldung](#)¹ ist bereits möglich.



*Dr.-Ing. Maik Hyrenbach
ABB AG, Ratingen
Vorsitzender des DAK B3 CIGRE*

¹ <https://www.vde.com/de/veranstaltungen/info?id=23147&type=vde%7Cvdb>



DgSILENT

**DIE ENERGIEVERSORGUNG DER ZUKUNFT
ENTWICKELN SIE MIT!**

Die DgSILENT GmbH ist ein unabhängiges Beratungs- und Softwareunternehmen auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung mit Sitz in Gomaringen und Dresden. Als Global Player sorgen wir dafür, dass Stromnetze weltweit stabil laufen, effizient bleiben und die Integration von erneuerbaren Energien vorangetrieben wird.

Wir suchen Mitarbeiter (M/W/D) aus den Bereichen

Elektro-Ingenieurwesen, Ingenieurwesen/Messtechnik, Informatik, Mathematik und Physik

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

Y1 Das einzigartige Event zur Energiewende am 20. Mai 2025 in Kassel!

Das bevorstehende Junge Forum ETG 2025 bietet Dir als Studierender oder Young Professional nicht nur die Gelegenheit, Dich mit den neuesten Innovationen und Technologien vertraut zu machen, sondern auch tiefe Einblicke in die aktuellen Herausforderungen zu gewinnen. Es erwartet Dich ein fachliches Programm aus Vorträgen, Führungen und die mögliche Teilnahme am zweitägigen ETG Kongress (21. – 22. 05. 2025). Ebenfalls bietet sich die Möglichkeit, auf der Veranstaltung zu Netzwerken.

Vorträge – Expertenwissen über die Herausforderungen der Energiewende

Erfahre, wie aktuelle Herausforderungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit kritischer Infrastrukturen (KRITIS) gemeistert werden. Lasse Dich von führenden Expertinnen und Experten der Branche über die neuesten Entwicklungen der Energiewende informieren. Themen wie die Dekarbonisierung der Energieversorgung, der Aus- und Umbau der Infrastruktur für erneuerbare Energien und die Förderung von innovativen Technologien stehen im Fokus. Erfahre, wie die verschiedenen Akteure – von der Politik über die Industrie bis hin zu den Verbrauchern – zusammenarbeiten, um eine nachhaltige Energiezukunft zu sichern.

Laborführungen – Forschung für die Energiewende

In exklusiven Laborführungen des Fraunhofer Instituts wirfst Du einen Blick hinter die Kulissen der angewandten Forschung. Du hast zum Beispiel die Gelegenheit, innovative Wind- und Batterielabore zu besichtigen und direkt mit den verantwortlichen Fachleuten zu sprechen.

Wie werden neue Materialien für effizientere Batteriezellen entwickelt? Welche neuen Speichertechnologien stehen zur Verfügung, um die Volatilität erneuerbarer Energien auszugleichen? Und wie wird an der digitalen Transformation des Energiesektors gearbeitet? Erlebe innovative Forschung in Echtzeit und verstehe, wie Wissenschaftler und Ingenieure an den Lösungen für die großen Herausforderungen der Energiewende forschen.

Fachexkursion – Zukunft der Energietechnik

Erlebe die Energiewende vor Ort! Besuche gestandene Unternehmen, die bereits heute an der Energiewende von morgen arbeiten. Lass Dich überraschen!



© peterschreiber.media / stock.adobe.com

Ausklang am Abend in der Stadt – Networking

Nach einem intensiven Programm ist der Abend die perfekte Gelegenheit, in entspannter Atmosphäre mit anderen Teilnehmern und Experten ins Gespräch zu kommen. Nutze das Angebot, in einer der schönsten Städte der Region bei einem gemeinsamen Abendessen oder einem gemütlichen Stadtbummel zu Netzwerken und neue Kontakte zu knüpfen. Der Ausklang in der Stadt bietet nicht nur eine wohlverdiente Pause, sondern auch Raum für informelle Diskussionen und den Austausch von Ideen in einer lockeren Umgebung.

Teilnahme am zweitägigen ETG Kongress – Perspektiven für die Zukunft der Energiewende

Am darauffolgenden Tag beginnt der zweitägige ETG Kongress, bei dem führende Expertinnen und Experten die zentralen Themen der Energiewende diskutieren. Hier geht es um nichts weniger als die Zukunft der Energieversorgung und die Gestaltung des Übergangs zu einer klimaneutralen Gesellschaft. Welche politischen Maßnahmen sind erforderlich, um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben? Wie kann der Energiemarkt der Zukunft gestaltet werden, um Versorgungssicherheit und Klimaziele in Einklang zu bringen? Erhalte wertvolle Impulse für Deine eigene Karriere und Arbeit und profitiere von der Diskussion mit Fachleuten aus Forschung, Industrie und Politik.

Warum Du dabei sein solltest

Die Energiewende ist die größte Herausforderung und Chance unserer Zeit. Nutze die Gelegenheit, Dich mit führenden Akteuren der Branche auszutauschen und Dein Wissen zu vertiefen. Sei Teil dieser entscheidenden Transformation – sowohl für Deine berufliche Zukunft als auch für die Zukunft unseres Planeten!

Sichere Dir Deinen Platz und gestalte mit uns die Energiewende von morgen!

Aktuelle Infos und Anmeldung unter:
<https://www.vde.com/junges-forum-etg>

Y2 Nachbericht: Teilnahme am 50-jährigen Jubiläum der VDE ETG am 10. Oktober 2024 in Berlin – Unsere Erfahrungen als Young Professionals

Am 10. Oktober 2024 hatten wir die Gelegenheit, am festlichen 50-jährigen Jubiläum der VDE ETG in Berlin teilzunehmen. Als VDE Young Professionals bot uns die Veranstaltung einen spannenden Einblick in aktuelle Entwicklungen der Elektro- und Energietechnik. Das fachliche Programm wurde mit wertvollen Netzwerkmöglichkeiten abgerundet.

Vormittag: Fachliche Impulse und Diskussionsrunden

Der Tag begann mit einer fesselnden Podiumsdiskussion, die sich mit der Energiewende und dem Fachkräftemangel beschäftigte. Hier wurden aktuelle Entwicklungen und Trends vorgestellt und anschließend diskutiert. Insbesondere wurde die Entwicklung hin zu stufenlos schalt- und regelbaren, dezentralen sowie kompakten Ortsnetztransformatoren thematisiert. Ein wichtiger Punkt war die Diskussion um vorschnelle Entscheidungen auf europäischer Ebene zum Atomausstieg in Deutschland und die damit einhergehenden Herausforderungen, wie eine enge Zusammenarbeit mit den Nachbarländern, um Versorgungssicherheit und Netzstabilität gewährleisten zu können.

Nach den fachlichen Themen richtete sich der Blick auf das Nachwuchsthema. Es wurde eindringlich dargelegt, wie essenziell die Förderung von jungen Talenten für die Zukunft der Branche ist. Das ehrenamtliche Engagement bietet eine gute Orientierung, um die unterschiedlichen Teilbereiche der Branche sowie erfahrene Mitglieder kennenzulernen. Besonders alarmierend war die Erkenntnis, dass jedes Jahr tausende Absolventen in der Branche benötigt werden, aber nicht genügend junge Fachkräfte den Weg in diese Richtung einschlagen. Der Mangel an Nachwuchs stellt eine der größten Herausforderungen für die Branche dar und wurde als zentrales Thema hervorgehoben.

Nachmittag: Karriere-Talks und Wissensaustausch

Am Nachmittag standen die Career Talks im Fokus, in denen erfahrene Branchenvertreter ihre Perspektiven und Erfahrungen teilten. Besonders informativ war der Austausch über die Wege, wie junge Menschen in die Elektrotechnik und Energiebranche gelangen können. Es wurde betont, wie wichtig es ist, schon frühzeitig – am besten bereits in der Schule – über die vielfältigen Karrierewege in diesem zukunftssträchtigen Arbeitsmarkt zu informieren und diese aufzuzeigen. Die Aufgeschlossenheit gegenüber neuen Herausforderungen wurde als zentraler Erfolgsfaktor hervorgehoben, aber auch, dass oft der „richtige Zeitpunkt am

richtigen Ort“ entscheidend ist, um die Karriere voranzutreiben.

Es kam der Hinweis aus dem Publikum, dass Technik keine schwarze Magie ist. Vielen jungen Menschen fehlt es an technischen Vorbildern und Navigation durch die themenbezogenen Unweiten.

Ein weiterer Punkt war die Bedeutung der Ausbildungspflicht der Unternehmen, um dem Fachkräftemangel entgegenzuwirken. Unternehmen sollten verstärkt auf praxisorientierte Ausbildungsprogramme setzen, um die nächste Generation optimal vorzubereiten.

Abend: Netzwerken und Unterhaltung

Der Abend war geprägt von entspanntem Netzwerken bei gutem Essen und Trinken. Eine besondere Überraschung war der Auftritt eines Magiers, der die Gäste mit spektakulären Tricks und seinem Charme begeisterte. Die lockere Atmosphäre bot den idealen Rahmen, um den Tag Revue passieren zu lassen, neue Kontakte zu knüpfen und sich mit anderen Young Professionals sowie erfahrenen Expertinnen und Experten auszutauschen.

Fazit: Ein inspirierender Tag für die Zukunft der Branche – Es besteht Hoffnung!

Die Teilnahme am Jubiläum der VDE ETG war eine inspirierende Erfahrung. Der Tag bot nicht nur einen tiefen Einblick in die technischen Herausforderungen und Entwicklungen der Branche, sondern auch wertvolle Perspektiven für den beruflichen Werdegang von Young Professionals. Es wurde die Notwendigkeit einer engeren Zusammenarbeit auf der europäischen Ebene zur Sicherstellung der Zukunftsfähigkeit aufgezeigt. Der Tag hat uns nicht nur fachlich weitergebracht, sondern auch gezeigt, wie wichtig es ist, sich als junge Fachkräfte aktiv in den Dialog über die Herausforderungen der Branche einzubringen.

Wir freuen uns auf weitere Veranstaltungen dieser Art, die den Wissensaustausch fördern und junge Talente für die Elektrotechnik und Energiebranche begeistern!

F1 Aktuelles aus dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE FNN)

Rekordhoch bei erneuerbarer Energie: Deutschlands Stromversorgung bleibt 2023 sehr stabil

2023 lag die Strom-Unterbrechungsdauer pro Kunde im Durchschnitt bei 13,7 Minuten. Die Stromversorgung in Deutschland zählt weiterhin zu den zuverlässigsten weltweit. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist so hoch wie nie – Eingriffe der Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität sind erfolgreich.

Die neue Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) bestätigt, dass die Stromversorgung in Deutschland auch 2023 zu einer der stabilsten der Welt zählt. Jeder Verbraucher war zu etwa 99,997 Prozent mit Strom versorgt, was einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 13,7 Minuten pro Jahr entspricht. Zugrunde liegen der Statistik umfassende Daten der Netzbetreiber. 2022 lag die Unterbrechungsdauer bei 11,8 Minuten und lediglich rund zwei Minuten unter dem Wert für 2023.

Ein Grund für Störungen ist die seit 2020 generell hohe Bautätigkeit sowohl im Straßenbau als auch im Breitbandausbau, die immer wieder zu Schäden an Stromkabeln führt. Die Anzahl der Unterbrechungen pro Kunde lag 2023 bei 0,34 (2022: 0,25), was bedeutet, dass jeder Kunde im Schnitt lediglich einmal alle drei Jahre von einer Störung betroffen ist. Darin sind Unterbrechungen durch höhere Gewalt und geplante Abschaltungen nicht enthalten.

Höhere Gewalt führte 2023 zu Unterbrechungen von 4,3 Minuten. Dazu zählten beispielsweise lokale Auswirkungen der Orkane Ronson, Denis und Zoltan oder das Schneetief Robin. Geplante Abschaltungen schlugen auf gleichbleibend niedrigem Niveau mit rund fünf Minuten zu Buche.

Die erneuerbaren Energien hatten 2023 einen Anteil von 55 Prozent (2022: 48,42 Prozent) an der Gesamteinspeisung. Durch den Umbau des Energiesystems auf erneuerbare Energien nimmt die Netzauslastung zu und der Netzbetrieb wird anspruchsvoller. Dadurch werden immer häufiger netzbezogene Maßnahmen notwendig, um den sicheren Netz- und Systembetrieb aufrechtzuerhalten. Dazu zählen beispielsweise Schalthandlungen sowie marktbezogene Maßnahmen wie beispielsweise der Einsatz von Regelenergie zum Ausgleich von Leistungsschwankungen oder der Einsatz von Kraftwerken. Die Aufwendungen dafür steigen seit einigen Jahren. Insgesamt konnten 2023 nach den Zahlen der Bundesnetzagentur rund 34.000 Gigawattstunden Strom von Erzeugungsanlagen nicht wie geplant eingespeist werden. Somit wurden über 96 Prozent der erneuerbaren Erzeugung in das System aufgenommen.

Für 2023 wurde die Berechnungsmethode an die der Bundesnetzagentur angepasst, dadurch haben sich die Zahlen leicht erhöht. Nach der alten Methode lag die Unterbrechungsdauer 2022 beispielsweise bei 10,6 Minuten, jetzt bei 11,8 Minuten.

Eine Kurzversion der Statistik mit den wichtigsten Kennzahlen ist ab sofort auf der [VDE FNN Website](#)¹ kostenlos verfügbar. Die ausführliche Version für 2023 kann Anfang 2025 beim [VDE Verlag](#)² erworben werden.



Novellierung der Technischen Anschlussregel für Anlagen mit Anschluss in der Hochspannung (E VDE-AR-N 4120) und in der Mittelspannung (E VDE-AR-N 4110)

Der Systemumbau findet überwiegend im Verteilnetz statt. Dabei ist die Hochspannung insbesondere für den Anschluss von Industrieanlagen sowie großen Erzeugungsanlagen und Speichern von wesentlicher Bedeutung. In der Mittelspannung spielt das Massengeschäft eine besondere Rolle. Um die politischen Ziele des Systemumbaus mit bis zu 100 Prozent Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu erreichen, muss der Stand der Technik für den Netzanschluss von Anlagen die Aspekte Vereinfachung und Systemstabilität berücksichtigen. Genau darauf zielen die Entwürfe der TAR Hochspannung und der TAR Mittelspannung ab. Darüber hinaus wurden die TAR Hochspannung und die [TAR Mittelspannung](#)³ noch stärker harmonisiert.

Ein Fokus der Entwürfe der TAR Hochspannung bzw. TAR Mittelspannung liegt auf der Sicherstellung der Systemstabilität mit der Einfuhr von:

- Netzsicherheitsbasierter Primärregelung: Alle Anlagen leisten einen Beitrag zur Frequenzstabilität
- Kontinuierlicher Spannungsregelung: Alle Anlagen leisten einen Beitrag zur Spannungsstabilität
- Höheren Robustheitsanforderungen (RoCoF)

Ein weiterer Fokus liegt auf der Beschleunigung von Netzanschlüssen unter anderem durch:

- Vereinfachung von Anforderungen und Nachweisen für Anlagen bis 500 kW (Umsetzung der NELEV-Änderung von Mai 2024)
- Vereinfachung von Blindleistungsanforderungen von Mischanlagen
- Vereinfachung der Schutzanforderungen für Anlagen bis 950 kW
- Entfallen des Q-U-Schutzes

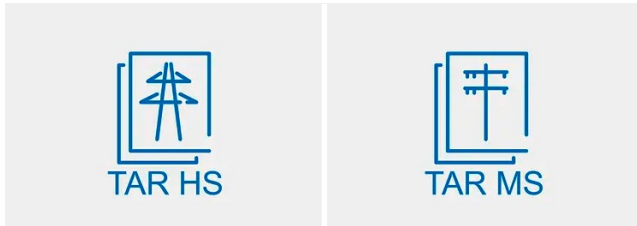
1 <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/versorgungszuverlaessigkeit>

2 [VDE FNN Hinweise – Normen und Sicherheit – BÜCHER – VDE VERLAG](#)

3 <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-mittelspannung-vde-ar-n-4110/tar-mittelspannung-vde-ar-n4110>

- Verankerung der PAV,E-Überwachung
- Anpassung der Anforderungen an Netzzrückwirkungen an Bedarfe der Netznutzer und Netzbetreiber

Konsultationsbeiträge sind jeweils bis zum 25. Dezember 2024 möglich.



Pünktlich geliefert – VDE FNN übergibt wichtige Empfehlungen für die Umsetzung der netzorientierten Steuerung an die Bundesnetzagentur

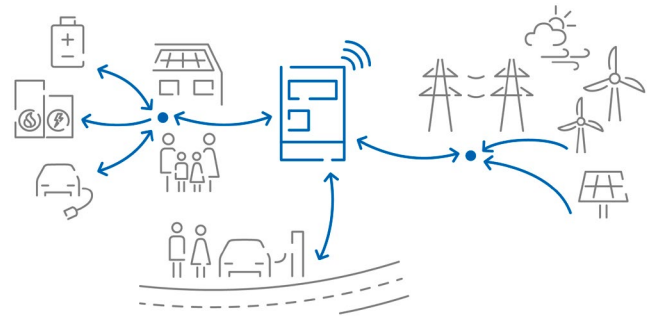
Fristgerecht zum 1. Oktober 2024 hat VDE FNN für noch offene Details zur Festlegung für netzorientierte Steuerung (BK6-22-300, so genannte „Tenorziffer 2“) die ersten Empfehlungen nach dem Stand der Technik bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingereicht. Mit diesen Empfehlungen wird eine wichtige Orientierung für die Umsetzung der Steuerung über intelligente Messsysteme gegeben.

Die Festlegung [BK6-22-300](#)⁴ der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Ausgestaltung von Paragraph 14a EnWG vom 27. November 2023 regelt, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Energie-Management-Systeme im Falle einer kritischen Auslastungssituation des vorgelagerten Niederspannungsnetzes ihren netzwirksamen Leistungsbezug entsprechend der Vorgaben des Verteilnetzbetreibers reduzieren müssen. Im Beschluss der BNetzA ist dabei unter der sogenannten „Tenorziffer 2“ vorgesehen, dass Netzbetreiber Empfehlungen nach dem Stand der Technik erarbeiten, um eine standardisierte und massengeschäftstaugliche Umsetzung der netzorientierten Steuerung zu ermöglichen. Mit den veröffentlichten VDE FNN Hinweisen liegen jetzt bundeseinheitliche Empfehlungen nach dem Stand der Technik zu den Tenorziffern 2 a, b und c vor. Damit unterstützt VDE FNN den Aufbau eines digitalen, flexiblen und weiterhin zuverlässigen Energiesystems bis zum Jahr 2030.

Novellierung der Technischen Anschlussregeln in der Niederspannung.

Der Systemumbau für die Energiewende wird wesentlich durch verbindliche Regeln getrieben. VDE FNN hat die Entwürfe für eine Novellierung der Technischen Anschlussregeln (TAR) im Bereich der Niederspannung zur öffentlichen Konsultation vorgelegt. Dazu gehören die TAR Niederspannung (E VDE-AR-N 4100:2024-10) sowie die TAR Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (E VDE-AR-N 4105:2024-10).

4 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html



Bis zur Fertigstellung der beiden neuen Anwendungsregeln bleiben die aktuellen Versionen der [TAR Niederspannung \(VDE-AR-N 4100:2019-04\)](#)⁵ sowie [Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz \(VDE-AR-N 4105:2018-11\)](#)⁶ gültig.

Die vollständige Überarbeitung der TAR Niederspannung (E VDE-AR-N 4100:2024-10) umfasst wesentliche Änderungen bei den Themen:

- Erfassung von Messwerten im Vorzählerbereich
- Errichtung mehrerer Netzanschlüsse in einem Gebäude
- Zählerplätze mit halbindirekten Messungen
- Neue Vorgänge bei der Anmeldung des Netzanschlusses
- Netzdienliche Steuerung nach §14a EnWG

Die vollständige Überarbeitung der TAR Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (E VDE-AR-N 4105:2024-10) umfasst wesentliche Änderungen bei den Themen:

- Weiterentwicklung der technischen Ausgestaltung einer vereinbarten Anschlussleistung für die Erzeugung
- Integration rückspeisefähiger Ladeeinrichtungen
- Vereinfachung der Anschlussprozesse und reduzierte Anforderungen bei Erzeugungsanlagen und Speicher mit geringer Leistung
- Vereinfachte und beschleunigte Nachweisverfahren für Erzeugungsanlagen bis 500 kW
- Erweiterte Anforderungen für Erzeugungsanlagen bezüglich systemstützender Eigenschaften



Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
(VDE FNN)

Bilder: VDE FNN

5 <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>

6 <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung/erzeugungsanlagen-am-niederspannungsnetz-vde-ar-n-4105-2018>

H1 Die Wirkung des elektrischen Stroms auf den Menschen

Dieser Beitrag ist der erste Teil zur Geschichte der Schutzmaßnahmen gegen hohe Berührungsspannungen. Hier steht die Frage im Mittelpunkt, was vor 1900 über die Wirkungen des elektrischen Stroms auf Menschen und Tiere bekannt war und wie man zu diesen Erkenntnissen gelangte.

Die unbekannte Gefahr für Mensch und Tier

Als Ende des 19. Jahrhunderts in den USA die ersten Stromsysteme eingeführt wurden, war elektrischer Strom ein neues und unbekanntes Phänomen. Deshalb gab es kaum Vorstellungen von seinem Nutzen, und schon gar nicht von den Gefahren. Für Aufsehen sorgte deshalb ein Vorfall, der sich im August 1882 in Manhattan in der Nähe der von Thomas A. Edison errichteten Pearl-Street-Station, einem der ersten Kraftwerke der Welt, ereignete: Beim Verlegen einer Dampfleitung wurde von den Arbeitern unbemerkt ein Elektrokabel beschädigt. Die auftretende Schrittspannung reichte aus, um die darüber auf der Straße laufenden Pferde aufzuschrecken. Verletzte hatte es laut dem Bericht der New York Times aber keine gegeben [1]. Weniger glimpflich war es ein Jahr zuvor für George L. Smith aus Buffalo ausgefallen, der aus Neugier in ein Kraftwerk zur Versorgung von Bogenlampen einbrach und beim Berühren des Generators einen tödlichen Schlag erhielt. Bei der Autopsie des Verunglückten, dessen Körper weitgehend unversehrt geblieben war, diagnostizierte der Mediziner als Todesursache eine Atemwegslähmung, die durch den elektrischen Strom verursacht wurde [2]. Spätestens 1889, als es zur sog. „electric wire panic“ [3] kam, war klar, dass durch die Nutzung von Elektrizität das Unfallrisiko steigen würde und Menschen wie Tiere vor der neuartigen Gefahrenquelle geschützt werden müssten. Hintergrund dafür war, dass in den 1880er-Jahren in der schnell wachsenden Stadt New York immer mehr Freileitungen verlegt wurden; meist Telegraphenleitungen – die stillgelegten Leitungen ließ man oft hängen –, aber es gab auch Versorgungsleitungen für Bogenlampen mit relativ hoher Spannung. Bei Sturm passierte es, dass eine Leitung abbrach und auf die Straße fiel. Eine Reihe von Unfällen, besonders ein spektakulärer Unfall im März 1889, führte zur „electric wire panic“ – einer Welle der öffentlichen Empörung über die Gefahren der elektrischen Freileitungen.

Der Unfalltod von George L. Smith hatte aber noch Auswirkungen in ganz anderer Richtung. Nachdem der Pathologe Atemwegslähmung als Todesursache festgestellt und konstatiert hatte, dass der Tod relativ schnell eingetreten sein musste, schlug der Zahnarzt Alfred P. Southwick die Nutzung von Elektrizität zur Hinrichtung vor. Southwick war Mitglied eines Komitees, das eine „humanere“ Hinrichtungsmethode für Schwerstkriminelle im Vergleich zum damals üblichen Erhängen suchte. Nachdem die Guillotine als zu blutig, vor allem aber als französische Hinrichtungsmethode, sowie als nicht modern genug bewertet und auch



Bild 1: Im Oktober 1889 thematisierte das Satiremagazin Judge die „Electric Wire Panic“ mit einer Karikatur auf dem Titelblatt.

weitere Praktiken ausgeschlossen worden waren, blieb die Tötung durch elektrischen Strom. Letztlich bewirkte ein Empfehlungsbrief von Edison, dass sich die Kommission einstimmig für die *electrocution* entschied. Edison als Protagonist des Gleichstroms zielte damit auch auf die Diskreditung seines Konkurrenten George Westinghouse ab, der auf Wechselstrom setzte. Obwohl die erste Hinrichtung von William Kemmler am 6. August 1890 ein Desaster war, blieb das Gesetz zur Hinrichtung von Schwerstkriminellen mit dem elektrischen Stuhl bestehen [4].

Medizinische Forschung zur Wirkung des elektrischen Stroms

Die Untersuchung der ersten Hingerichteten ergab, dass höhere Spannungen (über 1200 Volt) zu Nervenschädigung und damit – ähnlich wie bei Smith – zum Atemstillstand führen. Allerdings traten dabei unerwünschte Körperschäden auf: Die Menschen erlitten innerliche und äußerliche Verbrennungen, da der elektrische Strom im Körper erhebli-

Quelle: https://www.reddit.com/r/pics/comments/8qcy9y/antielelectricity_cartoon_from_1900/

che Wärme entwickelte. Weitere Erkenntnisse waren, dass nicht nur die Einwirkdauer des Stromes eine Rolle spielte, sondern auch kurze Unterbrechungen des Stromflusses zu einem schnelleren Tod führten. Zwar war damit klar, welche Wirkungen ein tödlicher Stromschlag hatte, offen blieb aber, ab wann Elektrizität für den Menschen als ungefährlich gelten konnte. So schrieb etwa Hermann Zipp, Dozent am Polytechnikum in Köthen, noch 1906: „... man hört fast immer, auch von solchen, die mit der Elektrotechnik in enger Berührung stehen, daß wieder ganz hohe Spannungen, etwa 100000 V und darüber, vollkommen ungefährlich sein sollen. Daneben liest man aber auch hin und wieder, daß die Berührung eines Niederspannungsnetzes von 220 V den sofortigen Tod des Berührenden zu Folge gehabt hat, während in anderen Fällen die Berührung einer Hochspannungsleitung von 2000 V und mehr ohne ernstliche Folgen geblieben ist“ [5]. Zipp erklärte diese Widersprüche damit, dass nicht die Spannung ausschlaggebend sei, sondern der Körper durchfließende Strom. Er schätzte 50 bis 100 mA als lebensgefährlich ein, was bereits nahe an den heutigen Erkenntnissen lag. Noch 10 Jahre zuvor war der Gerichtsmediziner an der Universität Graz Julius Kratter überzeugt, „die untere Grenze der Gefährlichkeit elektrischer Ströme für den erwachsenen Menschen liege um 500 Volt Spannung“ [6]. Überhaupt hatten sich seit den 1890er-Jahren Mediziner mit den bis dahin unbekanntem Elektrounfällen beschäftigt [7], [8], [9], [10]. In den Arbeiten wurden Tierversuche, die seit den 1880er-Jahren unternommen wurden, sowie Unfallberichte, aber auch die Beschreibungen der auf dem elektrischen Stuhl exekutierten Personen ausgewertet – standen doch mit letzterem Daten zur Verfügung, die aus ethischen Gründen nie experimentell hätten erlangt werden können [6], [10, S. 2-10].

Eine zentrale Figur dieser Forschung war Stefan Jellinek, der nach dem Medizinstudium 1892 bis 1898 seine Studien mit der Untersuchung an vom Blitz getroffenen Menschen die Elektropathologie begründete. 1929 wurde er auf den entsprechenden Lehrstuhl an die Universität Wien berufen, musste aber 1939 nach Großbritannien emigrieren. Jellinek leistete mit vielen Vorträgen, wissenschaftlichen Aufsätzen und Büchern eine intensive Aufklärungsarbeit [11].

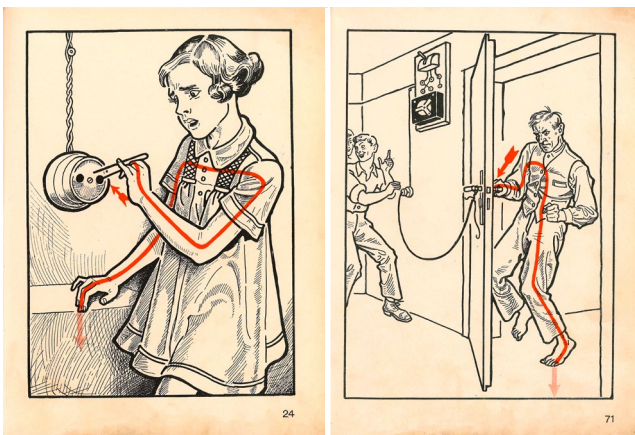


Bild 2: Der Elektropathologe Stefan Jellinek untersuchte intensiv Ursache und Hergang von Elektrounfällen. In seinem Buch *Elektroschutz* beschreibt er dies realistisch in vielen Abbildungen. Aus: Stefan Jellinek: *Elektroschutz*. Wien, Leipzig 1931.

Bis etwa 1900 hatten sowieso nur wenige Personen professionell oder privat Zugang zu Elektrizität. Eine besondere Gruppe waren die Telefonistinnen, bei denen neben Gehörproblemen durch sehr laute Geräusche auch Elektrounfälle auftraten, verursacht durch Blitzeinschläge und Überspannungen auf den oberirdischen Telefonleitungen [12].

Ingenieurtechnische Forschung

Eine der ersten Untersuchungen zur Wirkung von Elektrizität auf den menschlichen Körper unternahm 1897 Heinrich Friedrich Weber in Zürich, damals die höchste Autorität für Elektrotechnik der Schweiz. Erstaunlicherweise wurde diese nie publizierte Studie ca. 30 Jahre später mehrfach und zum Teil umfangreich zitiert [13].

Heinrich Friedrich Weber, geboren 1843 in Magdala (Thüringen), hatte Mathematik und Physik in Jena studiert und wurde 1865 mit einer Arbeit über Lichtbeugung bei Ernst Abbe promoviert. Über verschiedene Stationen als Privatgelehrter in Pforzheim sowie als Assistent in Karlsruhe, Berlin und Stuttgart-Hohenheim, wurde er 1875 als Professor für technische und mathematische Physik an das Eidgenössische Polytechnikum Zürich berufen, wo er bis zu seinem Tode 1912 wirkte [14]. Weber war als Leiter der physikalischen und elektrotechnischen Laboratorien auch Gutachter für viele Projekte der noch jungen Elektrotechnik.

1897 wandte sich das Schweizer Elektrounternehmen BBC u. a. mit der Frage an Weber: „Ist [...] die Verwendung einer Wechselstromspannung von mehr als 500 V in Rücksicht auf die Sicherheit der zu befördernden Personen zulässig?“ [13, S. 12]. Hintergrund war, dass BBC für die Bahnstromversorgung 750 V Drehstrom nutzen wollte, dem aber das Eidgenössische Eisenbahndepartement aus Sicherheitsgründen widersprach und die Spannung auf 500 V begrenzen wollte. Weber führte die Frage auf das Problem zurück: *Ab wann ist eine Wechsellspannung für den Menschen gefährlich?* Da es keine systematischen Untersuchungen gab, plante Weber „solche Versuche an meiner eigenen Person anzustellen“ [13, S. 13]. Dabei untersuchte er zwei Fälle, nämlich die Durchströmung von Hand zu Hand sowie den Stromfluss durch den Menschen von einer Hand zu den Beinen. Jeder Versuch wurde bei unterschiedlichen Spannungen jeweils mit trockenen und feuchten Händen durchgeführt. Bei 50 V Spannung und feuchten Händen vermerkt das Protokoll eine Muskellähmung: „Die Drähte konnten in keinem Fall trotz grösster Willensenergie mehr losgelassen werden“ [13, S. 15]. Deshalb wurde die Versuchsreihe abgebrochen. Bei trockenen Händen konnte die Spannung bis 90 V erhöht werden, bis ein Loslassen unmöglich war. Weber unternahm weitere Experimente, bei denen die Versuchsperson auf verschiedenen Böden stand und die Leitung mit einer Hand berührte.

Letztlich beantwortet Weber die Frage der BBC damit, dass das Gefährdungspotential aller Spannungen zwischen 200 V und 1000 V als gleich zu betrachten sei. Somit könne die Gefährdung kein Argument für die Bahnverwaltung sein, die Speisespannung von 750 V auf 500 V zu verringern. Mehr noch, in anderen Fällen würden im Bahnverkehr durchaus Gefahren in Kauf genommen, etwa bei der

Geschwindigkeit der Züge von 60 bis 70 km/h, und zwar weil es *notwendig* sei. Für einen wirtschaftlichen Betrieb längerer Bahnstrecken seien die hohen Spannungen ebenfalls *notwendig* [13, S. 22]. Die zweifellos vorhandenen Gefahrenpotentiale müssten durch andere Maßnahmen (z. B. Betretungsverbot der Gleise) eingedämmt werden.

Natürlich waren sich in den 1890er-Jahren die Fachleute der jungen Elektrotechnik bewusst, dass man die Sicherheit beim Umgang mit Elektrizität entscheidend verbessern müsse. Deshalb nahm sich der VDE unmittelbar nach seiner Gründung 1893 dieses Problems an und erarbeitete Sicherheitsvorschriften. Dies ist Inhalt des nächsten Beitrags.

- [1] Horses startled with Electricity. In: The New-York Times Vol. 32, No. 9663, August 26, 1882, p. 3.
- [2] The victim of electricity. In: Buffalo Express Vol. 36, No. 11714, August 9, 1881, p. 4.
- [3] Edison and the Electric Chair. New York 2003, Kap. 17.
- [4] Craig Brandon: The electric chair. An unnatural American history. Jefferson, NC, 1999; Richard Moran: Executioner's current. Thomas Edison, George Westinghouse, and the invention of the electric chair. New York 2002.
- [5] Hermann Zipp: Die Gefahrquellen in elektrischen Wechselstromanlagen und einige moderne Schutz-einrichtungen zur Abwendung der Gefahren. In: Z. VDI 50 (1906), S. 1908–1915, hier S. 1908.
- [6] Julius Kratter: Der Tod durch Elektrizität. Leipzig, Wien 1896, S. 116.
- [7] Peter Heinrich Geelvink: Zur Wirkung elektrischer Ströme auf den menschlichen Organismus. Berlin 1896.
- [8] Maximilian Hackl: Verletzungen und Tod durch industrielle elektrische Ströme. München 1900.
- [9] Herbert Wendriner: Über Unfälle durch den elektrischen Starkstrom. Berlin 1905.
- [10] Emil D. Schumacher: Unfälle durch elektrische Starkströme. Eine klinische und gerichtlich-medizinische Studie. Wiesbaden 1908.
- [11] Stefan Jellinek: Elektropathologie. Stuttgart 1903; vom gleichen Autor: Atlas der Elektropathologie. Berlin 1909; Das Gefahrenmoment beim Radio. Leipzig 1925; Der elektrische Unfall. Leipzig 1925; Elektroschutz in 132 Bildern. Wien 1931; Gefahren der Elektrizität. Salzburg 1932; Atlas zur Spurenkunde der Elektrizität. Wien 1955.
- [12] Martin Bernhardt: Die Betriebsunfälle der Telephonistinnen. Berlin 1906. Seine Einlassungen zu den Patientinnen sind deutlich abwertend, etwa S. 68–69: „Die Neigung zur Uebertreibung gehört gewissermaßen zum Charakter des Unfallverletzten.“
- [13] Gisbert Kapp; Silvanus P. Thompson; Heinrich Friedrich Weber: Gutachten über die höchstzulässige Wechselstromspannung in Kontaktleitungen für Bahnen sowie über die zweckmässige Anordnung von Hochspannungsleitungen längs des Bahnkörpers. Zürich 1897; Auszüge u. a. in: Ernst Besag (Hrsg.): Erden / Nullen, Schutzschalten. Karlsruhe: Braun, 1926/27, S. 15; Wie hoch muss eine Spannung sein, um dem Menschen gefährlich zu werden? In: Bull. SEV 19 (1928), S. 704–706; Versuche über den

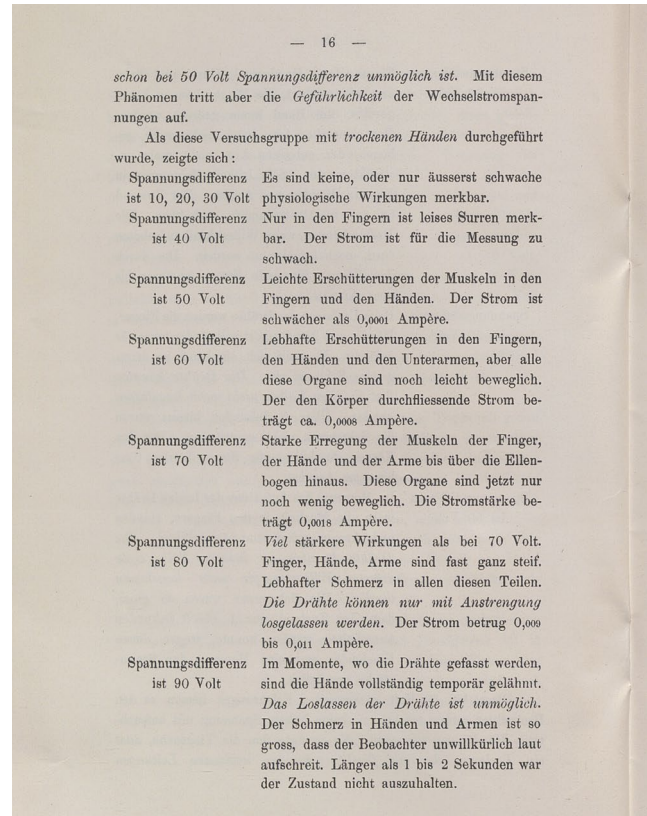


Bild 3: 1897 unternahm Heinrich Friedrich Weber am Eidgenössischen Polytechnikum Zürich Selbstversuche zur Wirkung des elektrischen Stroms auf den Menschen, hier im Fall von trockenen Händen. Aus: Gutachten [13]

- Stromdurchgang durch den menschlichen Körper. In: ETZ 51 (1930), S. 254–255; Oskar Löbl: Erdung, Nullung und Schutzschaltung. Berlin 1933; U. Meyer: Die Entstehung der neuen Erdungsvorschriften. In: Bull. SEV 65 (1974), S. 372–377.
- [14] P. Weiss: Prof. Dr. Heinrich Friedr. Weber, 1843–1912. In: Nekrologe und Biographien verstorbener Mitglieder der Schweizerischen Naturforschenden Gesellschaft 1912, S. 44–53; Historisches Lexikon der Schweiz. Bd. 13. Basel 2014, S. 302.



Ludwig Bauer
Deutsches Museum, München



Frank Dittmann
Deutsches Museum, München

■ 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 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

ETG Veranstaltungskalender 2025

16.–17. Januar, Dresden
Symposium

[Rail.S „Systemkompetenz Bahn
– Fahrzeugantriebe & Energie-
versorgung“](#)

13.–14. März, Leipzig
Internationale Konferenz

[Rail.S "acrps" – 11. Interna-
tionaler Branchentreff für die
AC-Bahnenergieversorgung](#)

3. April, Hannover
Messe

**Hannover Messe 2025:
Energy 4.0 Conference Stage**

21.–22. Mai, Kassel
Kongress

[ETG Kongress 2025](#)

24.–26. September, Karlsruhe
Fachtagung

[28. Albert-Keil-Kontaktseminar
„Kontaktverhalten und Schalten“](#)

8.–9. Oktober, München
Fachtagung

[Elektromechanische
Antriebssysteme](#)

4.–6. November, Stuttgart-Esslingen
Fachtagung

[STE 2025 – Sternpunkt-
behandlung in Netzen bis
110 kV \(D-A-CH\)](#)

1.–2. Dezember, München
Fachtagung

**ETG CIRED Workshop 2025
(D-A-CH) – Innovationen im
Verteilernetz**

www.vde.com/de/etg/veranstaltungen

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

