

# Stuttgarter Hochspannungssymposium 2024

Innovationen für den Netzausbau

11. und 12. Juni 2024  
Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
Universität Stuttgart

Wissenschaftliche Tagungsleitung:  
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

ISBN 978-3-00-079067-6

© 2024 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
Pfaffenwaldring 47  
70569 Stuttgart

Redaktion: Annette Gugel

Druck: Offizin Scheufele Druck und Medien GmbH + Co KG, 70597 Stuttgart

## **Inhaltsverzeichnis:**

<b>Hochspannungsprodukte für Netzanforderungen der Zukunft</b> Gerhard Salge, Hitachi Energy, Zürich, Schweiz	<b>17</b>
<b>Erdkabel oder Freileitung – Die Qual der Wahl?</b> Michael Jesberger, TransnetBW, Stuttgart	<b>29</b>
<b>Höchstspannungs-Kabeltechnik in Deutschland HVAC und HVDC Anwendungen beim On-shore Netzausbau im Zuge der Energiewende</b> Johannes Kaumanns, Sebastian Ebert, Südkabel, Mannheim	<b>45</b>
<b>Die moderne Freileitung - Geschichte, Status, Zukunft einer erfolgreichen Übertragungstechnik</b> Herbert Lugschitz, Cigre, SC B2 „Freileitungen“, Wien, Österreich	<b>59</b>
<b>Inbetriebnahmeprüfungen an Kabeln der primären Verteilernetzebene</b> Uwe Kaltenborn, Peter Coors, Highvolt Prüftechnik, Dresden	<b>69</b>
<b>Messung und Modellierung der Temperaturverteilung von Erdkabeln</b> Phu Bach Dang, Universität Stuttgart, Martin Schultheiß, Netze BW, Stuttgart	<b>83</b>
<b>ETG-Task Force Höherauslastung im Netz der Energiewende</b> Maik Koch, Hochschule Magdeburg	<b>95</b>
<b>Partial Discharge Monitoring and Localization in Power Transformers and Reactors Using Fiber Optic-Based Acoustic Emission Sensors</b> Stefan Voeten, Royal SMIT Transformers, Nimwegen, Niederlande Nikita Lebedev, Aydin Zadeh, Optics11, Amsterdam, Niederlande	<b>105</b>
<b>Wie KI-gestützte Algorithmen die Online DGA-Analyse für Laststufenschalter revolutionieren</b> Andreas Kurz, Christian Haselbeck, Roland Götz Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	<b>117</b>
<b>Trockentransformatoren in veränderten Netzen und die Herausforderungen bei der Diagnose</b> Bernhard Engstler, Omicron electronics, Klaus, Österreich Christoph Engelen, Omicron electronics, Berlin	<b>123</b>
<b>Intelligente und SF<sub>6</sub>-freie Schaltanlagen für die Mittelspannungsebene</b> Christiane Müller, ABB, Ratingen	<b>141</b>
<b>Inbetriebnahme und Betriebserfahrung mit der ersten Schaltanlage ihrer Art, die digitale und treibhausgasfreie Komponenten für die Stromübertragung integriert</b> Peter Menke, Siemens Energy, Erlangen, Mark Kuschel, Siemens Energy, Berlin Marcel Engel, Fred Oechsle, Netze BW, Stuttgart	<b>157</b>

<b>SF<sub>6</sub>-freier 420 kV Leistungsschalter: Entwicklung, Anwendungsgebiet und Umweltbilanz</b>	<b>167</b>
Michael Gatzsche, Hitachi Energy, Zürich, Schweiz	
<b>Herausforderungen an GIS und Bedeutung von UHF-Teilentladungsmess- und Überwachungssystemen</b>	<b>179</b>
Stefan Hoek, Omicron electronics, Berlin Mohammed Al-Gunaid, Omicron electronics, Berlin	
<b>Implementierung der neuen F-Gase-Verordnung</b>	<b>189</b>
Bartosz Rusek, Amprion, Dortmund	
<b>Transformatoren im Umfeld von Circular Economy and Life Cycle Assessment</b>	<b>197</b>
Michael Heinz, Siemens Energy, Dresden	
<b>Die Zukunft der Transformator Durchführung</b>	<b>209</b>
Lorenzo Martinel, Jens Rocks, Hitachi Energy, Zürich, Schweiz Roger Hedlund, Hitachi Energy, Ludvika, Schweden	
<b>Onsite Messung von transienten Überspannungen mittels kapazitiver Feldsensoren</b>	<b>225</b>
Felipe Probst, Michael Beltle, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart Kai A. Alsdorf, TransnetBW, Stuttgart	
<b>Anwendungsfälle und Praxisbeispiele von Power Quality-Monitoring in der Hochspannung</b>	<b>233</b>
Alexander Lübke, Hubert Göbel GmbH, Bönen	
<b>Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern über Mittelspannungs-DC-Netze</b>	<b>245</b>
Stephan Rupp, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg Matthias Heuken, Technische Universität Dresden	
<b>Virtuelle Freileitungsinspektion – Schadenserkenung mittels Drohne und Vegetationskontrolle</b>	<b>257</b>
Jürgen Scholz, Katharina Gill, Netze BW, Stuttgart	

## BESONDERE LÖSUNGEN ENTSTEHEN DURCH BESONDERE MENSCHEN



### ENTWICKLUNG VON ZUKUNFTSWEISENDEN TECHNOLOGIEN IN DER WELT DER HOCHSPANNUNG

- Prüftechnik
- Messtechnik
- Monitoring-Systeme

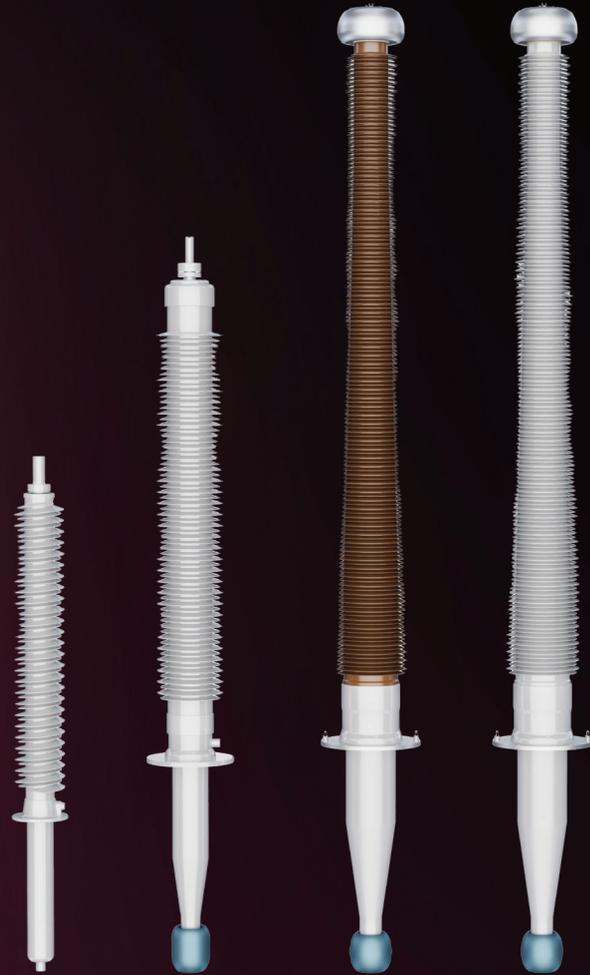
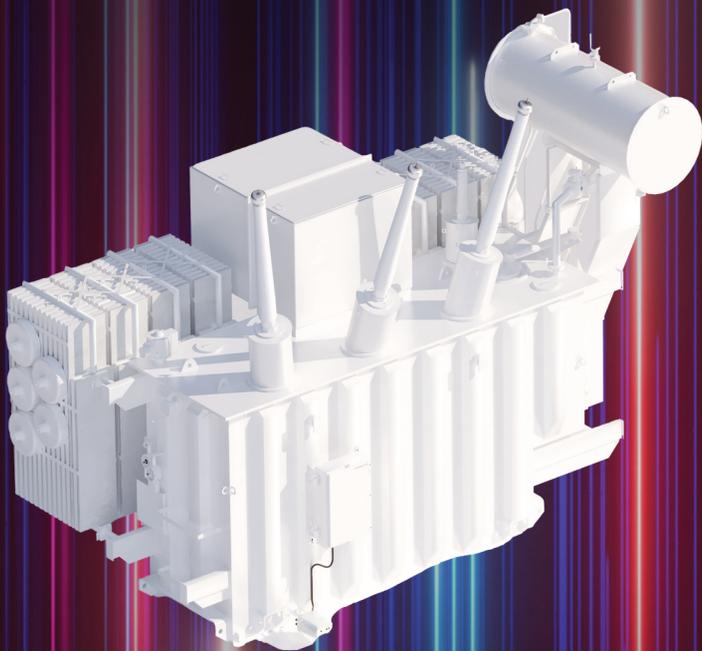


**HITACHI**  
Inspire the Next

# EasyDry<sup>®</sup>

## Core values matter

Evolution of dry paperless bushings from 52 kV up to 550 kV



170 kV

245 kV

550 kV  
Porcelain

550 kV  
Silicone  
composite

Hitachi Energy's EasyDry<sup>®</sup> paperless portfolio maintains the highest standards of safe, sustainable, and reliable products with its robustness and durability through a wide variety of industrial applications, including offshore, seismic regions, coastal, and high-altitude construction. Hitachi Energy's paperless bushings have more than 20,000 units in service worldwide.



Scan the QR code to learn more.

[hitachienergy.com](https://www.hitachienergy.com)

 **Hitachi Energy**



# Next level.



ETOS® ermöglicht die Auswertung und Erfassung aller relevanten Betriebsdaten des Leistungstransformators: zum Beispiel die Überwachung des Stufenschalters oder Auswertungen zur Auslastung des Transformators. ETOS® hilft, den Betrieb und die Wartung zielgerichtet zu planen. Das offene System kann auch Fremdsensoren anbinden und dadurch sämtliche Signale im Schrank vereinen. Mit ETOS® bestens gerüstet für die Zukunft!

[reinhausen.com](http://reinhausen.com)



THE POWER BEHIND POWER.



PARTIAL  
DISCHARGE



INSULATION  
CONDITION

PD

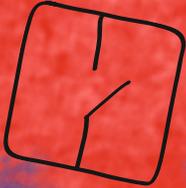
UHF



DEFECT  
DETECTION

ULTRA-HIGH  
FREQUENCY

OPTIMAL  
S-N-R



## Sensible Teilentladungsmessungen trotz externer Störungen

Externe Störungen stellen oft eine Herausforderung dar, wenn vor Ort Teilentladungsmessungen mit konventionellen Methoden durchgeführt werden. Die TE-Prüfung im Ultrahochfrequenzbereich bietet Ihnen eine zuverlässige Alternative.

Mit **UHF 800** erhalten Sie einen optimalen Signal-Rausch-Abstand für die einfache Erkennung von Isolationsfehlern, insbesondere für gasisolierte Schaltanlagen, gasisolierte Leitungen, ölgefüllte Leistungstransformatoren und Endverschlüsse von Hochspannungskabeln.

Ob allein oder in Kombination mit konventionellen und akustischen TE-Messverfahren erhalten Sie trotz externer Störungen die Zuverlässigkeit die Sie erwarten.

[www.omicronenergy.com/uhf800](http://www.omicronenergy.com/uhf800)



SCAN ME!



**OMICRON**

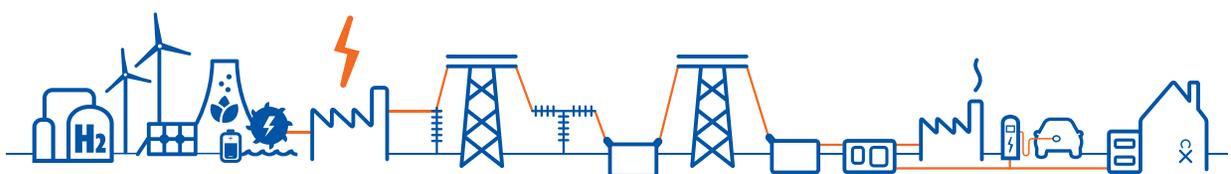


# TRANSFORMING TOGETHER

## THE FUTURE OF ENERGY

### TRANSFORMATOREN

ab 30 kVA  
bis 1.200 MVA / 765 kV





# Step by step, we're making power grids future ready.

Today's energy grids aren't yet ready for tomorrow's energy landscape. That's why we're increasing grid connectivity, grid resilience, grid digitalization and grid decarbonization all over the world. We enable transmission grids to cope with growing demands, the shift from traditional fossil-fuel based energy systems to renewable sources, and increasing system complexity with our solutions, products, digital offerings, and services.

**LET'S MAKE TOMORROW DIFFERENT TODAY**





## Hochspannungsprodukte für Netzanforderungen der Zukunft

**Gerhard Salge**  
Hitachi Energy  
gerhard.salge@hitachienergy.com

### KURZFASSUNG

Die globale Energiewende geht einher mit einer rasant wachsenden Elektrifizierung des Energiesystems. Im globalen Stromversorgungssystem des Jahres 2050 werden wir etwa dreimal so viel elektrische Energie über das Gesamtsystem übertragen wie im Jahr 2020. Das System wird also deutlich grösser, komplexer und verlangt zusätzlich nach neuen Produkten und Lösungen. Der Anteil an konverter-basierten Produkten wird überproportional ansteigen, Flexibilität und Resilienz bestimmen das Design des Systems der Zukunft und seiner Komponenten. Systemflexibilität basiert künftig auf vier Säulen: Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und aktiv steuerbare Netze. Diese vier Dimensionen müssen aufeinander abgestimmt sein, um bestmögliche Kosteneffizienz bei maximaler Nachhaltigkeit zu erreichen.

In diesem Zusammenhang ist die Einführung von netzbildenden Converttern über alle leistungselektronischen Netzanwendungen hinweg eine sehr wichtige, derzeit skalierende Technologie. Anhand des Beispiels einer modernen STATCOM-Technologie in Verbindung mit Energiespeicherung wird die Leistungsfähigkeit innerhalb des zukünftigen Netzes erläutert. Des weiteren leistet moderne HVDC-Technologie einen Hauptbeitrag zur Lastflusssteuerung und Netzstabilität, über die Integration der Erneuerbaren Energieträger hinaus. Anhand des Beispiels eines hybriden HVDC Schalters wird die technologische Innovation in diesem Bereich aufgezeigt. Aber auch die weiteren Einzelkomponenten des zukünftigen Systems müssen fit sein für neue Belastungen und Anforderungen. Transformatoren sind komplett neuen Umgebungsbedingungen und elektrischen Beanspruchungen ausgesetzt, ebenso die Schaltgeräte.

Digitale Softwarelösungen rücken noch stärker in das Zentrum des sicheren und wirtschaftlichen Systembetriebs, von der Komponente bis hin zum Gesamtsystem. Dabei werden etablierte und bewährte digitale Technologien zunehmend ergänzt durch den Einsatz von künstlicher Intelligenz, die den sicheren Betrieb des Systems im Normalbetrieb, aber auch im Fall von vorhersehbaren oder auch fast unplanbaren, sehr seltenen, extremen Störfällen garantiert.

Durch bestehende und auch neue Partnerschaften, Geschäftsmodelle und natürlich technologische Weiterentwicklungen muss die gesamte Industrie rund um das zukünftige Stromversorgungssystem noch deutlich enger zusammenarbeiten, um ein wirklich nachhaltiges, sicheres und auch kosteneffizientes Energiesystem der Zukunft aufbauen zu können.



## Hochspannungsprodukte für Netzanforderungen der Zukunft

Hochspannungssymposium Stuttgart, 2024

Gerhard Salge, CTO Hitachi Energy

11.6.2024

© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



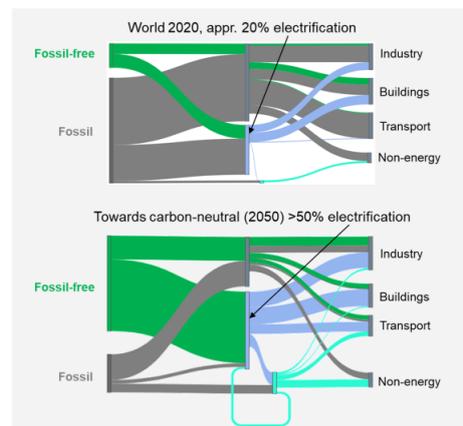
Electrification is growing like never before



Carbon emission reduction, energy security and energy efficiency are driving electrification growth

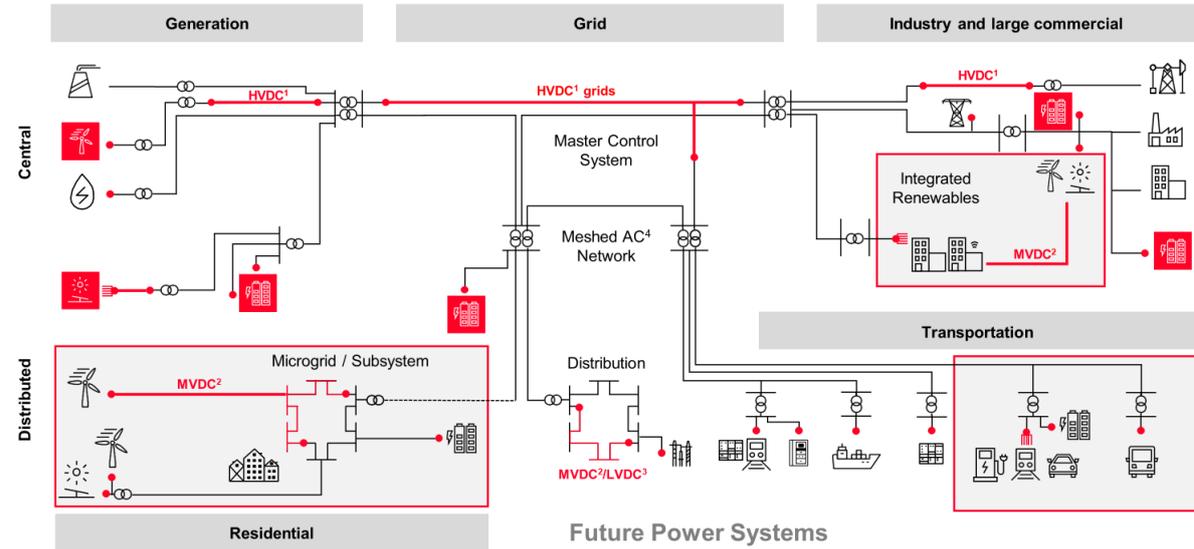
64 countries that account for 89% of global emissions have announced net-zero targets

■ Country with net-zero target announcement



The global power system of 2050 will require four times power generation capacity and will need to transfer three times as much electrical energy compared to 2020

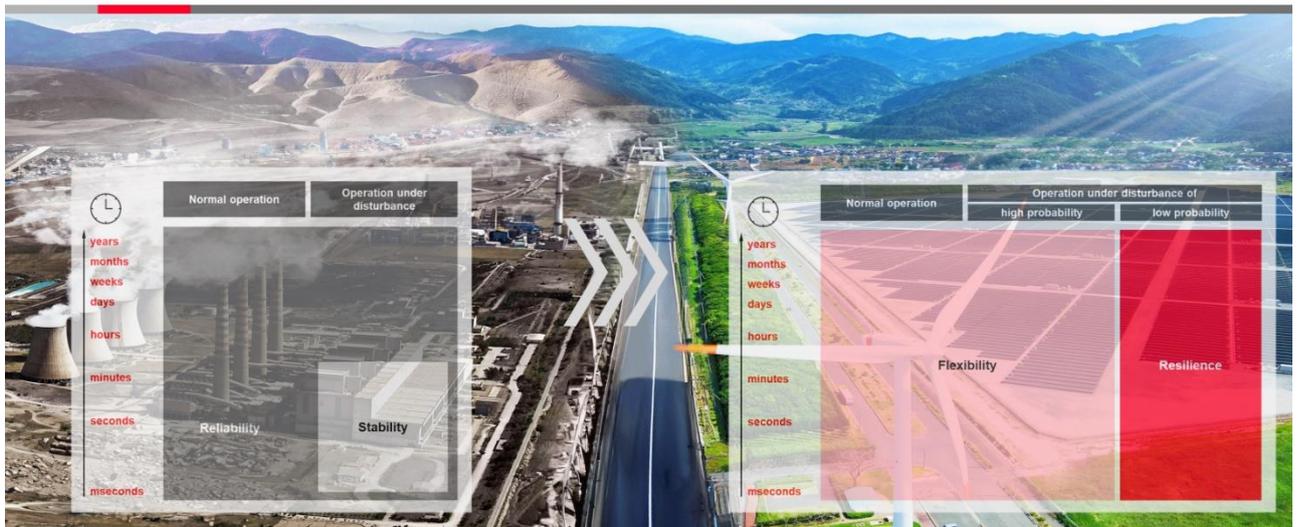
The Power System Evolution – Future Power Systems



3 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved. 1. High-Voltage Direct Current 2. Medium-Voltage Direct Current 3. Low-Voltage Direct Current 4. Alternating Current



Transitioning energy landscape

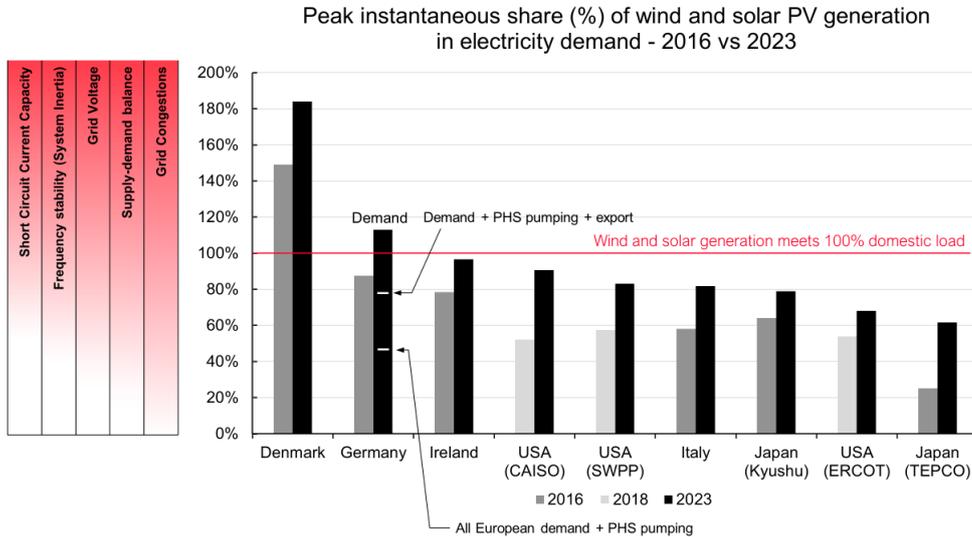


While reliability and stability remain foundational principles of power system operations, the evolving energy landscape has necessitated a broader focus that includes flexibility and resilience

4 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



Operational challenges in power systems with a high VRES share

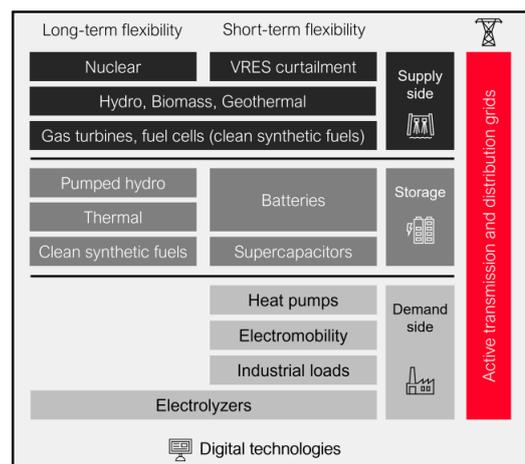
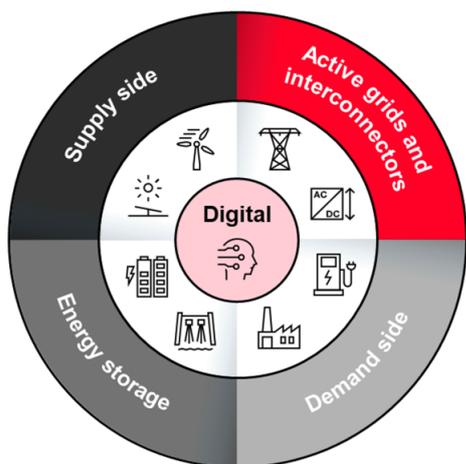


5 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Sources: ENTSO-E transparency platform; Energy Information Administration (EIA); OCCTO



Four levers of flexibility with digital technology at the core



Three fundamental technology areas for the Power System evolution: Power Electronics, Digitalization and Sustainable Products and Solutions

6 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



Technologies enabling the future Power System of Systems

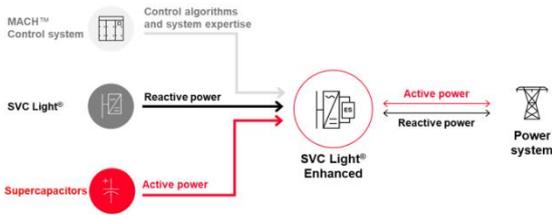


From grid following to grid forming converters



- Creating system voltage and frequency
- Contribution to inertia and fault level
- Sink for harmonics and unbalances
- Performing black start

AC  
(Enhanced) STATCOM



7 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

HVDC



- Renewable integration
- Remote generation/load
- Interconnection
- DC links in AC grid & upgrades
- City center infeed
- Power from shore



Grid Edge

- Microgrids
- Mobility
- Industrial electrification
- Renewable integration

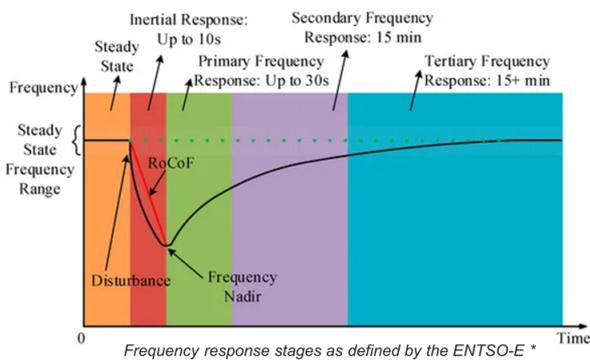


Frequency stability within future power systems

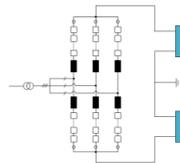


The Need

Networks with a high degree of power electronic interfaced renewable generation will face problems with low inertia and will require new types of services.



Enhanced STATCOM



- STATCOM with active power capability for synthetic inertia, fast frequency regulation and grid support
- Choice of storage medium depends on power and energy requirements

Characteristics	STATCOM	Synchronous Condenser
Operational power losses	< 0.1% @ 0 MVar ~ 1.0% @ max	~ 1.0% @ 0 MVar, ~ 1.5-2% @ max
Short-circuit power contribution	Low (defined by power electronics overloadability)	4-5 times machine rating
System inertia (Frequency) support	Only in combination with additional storage	Natural due to rotating mass, can be increased with flywheel

8 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

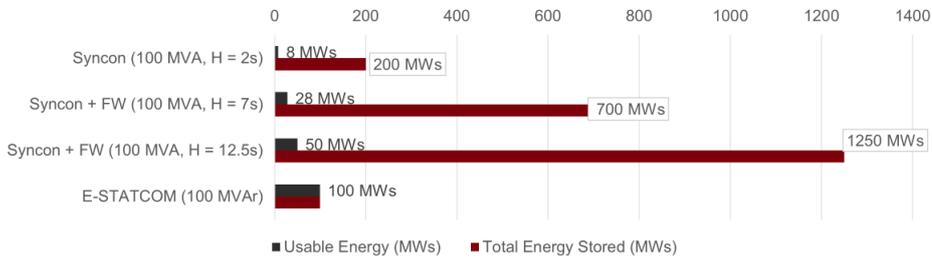
\* MDPI Open Science: Asserv, Zhang and Chen. Large-Scale BESS for Damping Frequency Oscillations of Power Systems with High Wind Power Penetration, December 2023



Synchronous Condenser and STATCOM – Stored energy & Scalability



Total Energy stored vs usable energy for inertia support



Scalability



9 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Syncon: Synchronous Condenser; FW: Flywheel; STATCOM: Static VAR Compensator; H factor is indicating the ratio of kinetic energy in MWs and reactive power in MVA available from the given plant or equipment, in this case synchronous condenser



Record-breaking HVDC technologies



<p><b>1,100 kV</b> Changji-Guquan</p> <p>The world's most powerful UHVDC connection</p>	<p><b>720 km</b> North Sea Link</p> <p>World's longest subsea electricity interconnector</p>	<p><b>PFS</b> Power From Shore</p> <p>First-of-its-kind subsea power transmission network in the MENA region</p>
<p><b>3.6 GW</b> Dogger Bank Wind Farm</p> <p>Connecting the world's largest offshore wind farm to the UK</p>	<p><b>1 GW</b> Mumbai city infeed</p> <p>Bring almost 50 percent more power to 20 million people in India</p>	<p><b>800 kV</b> North-East Agra</p> <p>The world's first multi-terminal UHVDC transmission link</p>

Customer handover years: CG 1100 2018, North-East Agra 2017, NSL 2022, Dogger Bank 2023-2025, PFS 2024, Mumbai city infeed 2025

10 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



## HVDC evolution towards Multipurpose interconnection

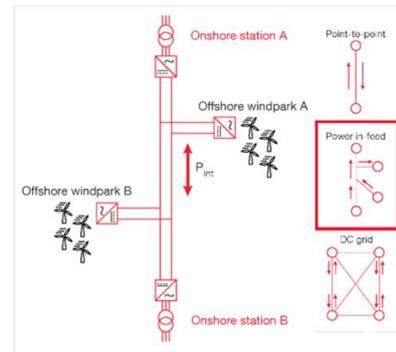


### Multipurpose / Multiterminal interconnection

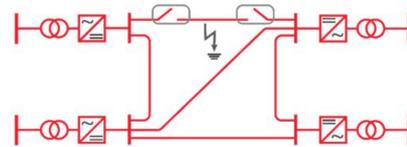
- Connects flexibly two (or more) regions or energy markets
- Integrates (renewable) power sources along the corridor
- And/or efficiently supplies load along the corridor

A regional HVDC grid is a system that comprises one protection zone for DC earth faults

Regional HVDC grids can be further extended by connecting multiple Multiterminal interconnections, and using HVDC Breaker technology for protection



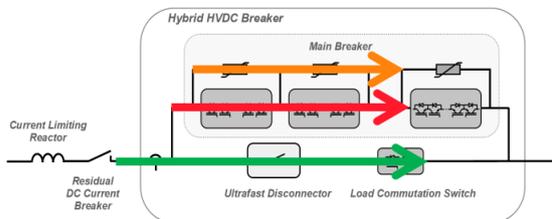
### HVDC grid: Multi-Multiterminal interconnections



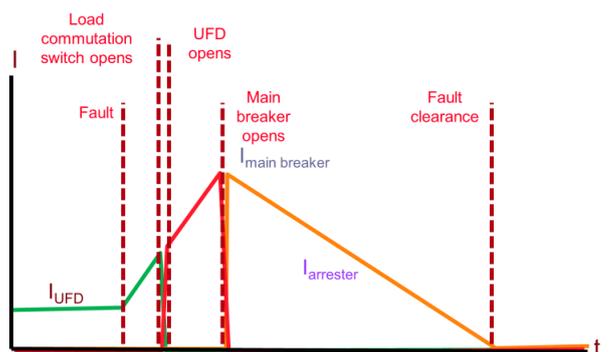
11 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



## Hybrid HVDC Breaker operation



### Breaking timeline



12 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



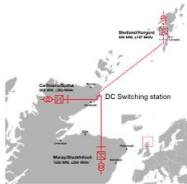
Towards HVDC meshed grids



**VSC Multi – Terminal**

Ability to manage different DC lines from one station

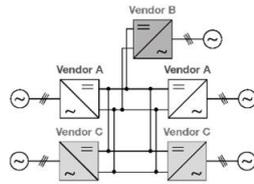
- TRL<sup>1</sup> 8, Hitachi Energy demonstrated the technology
- Multi-terminal ready and multi-terminal prepared
- READY4DC project (interoperability aspects)



**HVDC – Breaker**

Ability to isolate fault current on DC mesh

- TRL<sup>1</sup> 7, Hitachi Energy demonstrated the technology
- Demonstration in 2020: 350kV, 20kA power range
- Demonstration as part of EU-funded PROMOTioN project



**Grid control & protection**

Ability to supervise power flows across a DC meshed grid

- TRL<sup>1</sup> 6, technology development of control and protections algorithms completed
- Project InterOPERA ongoing



Technology is available to start building a meshed HVDC grid

13 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

<sup>1</sup> TRL: Technology Readiness Level



Transformer technologies enabling future Power System applications



**More Power Electronics within the system**

- HVDC
- Transient resistivity
- Wind & Solar
- Rectifier
- Solid-State



**Digital asset management providing system flexibility**



**Safety and sustainability**

- Fire and fault arc safety
- Total lifecycle sustainability



**Changing environmental conditions**

- Enhanced cooling
- Subsea
- Floating



14 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

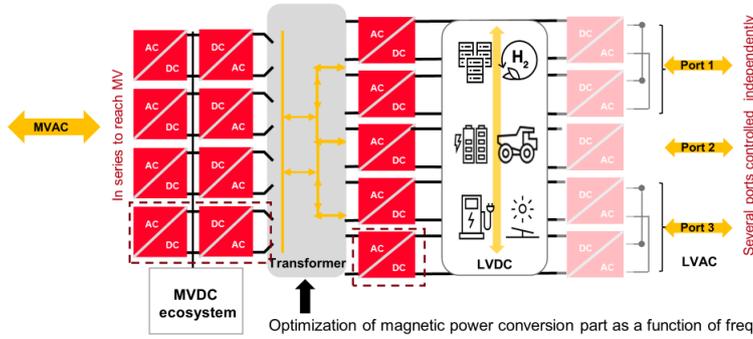


Solid State Transformer – Concept



**Solid-State-Transformer (SST)** is a solution consisting of a galvanically isolating magnetic power conversion element (Transformer) and a variable number of AC/DC converters.

SST solutions can flexibly connect AC/AC, AC/DC, DC/AC & DC/DC systems at variable voltage ratings with galvanic isolation.

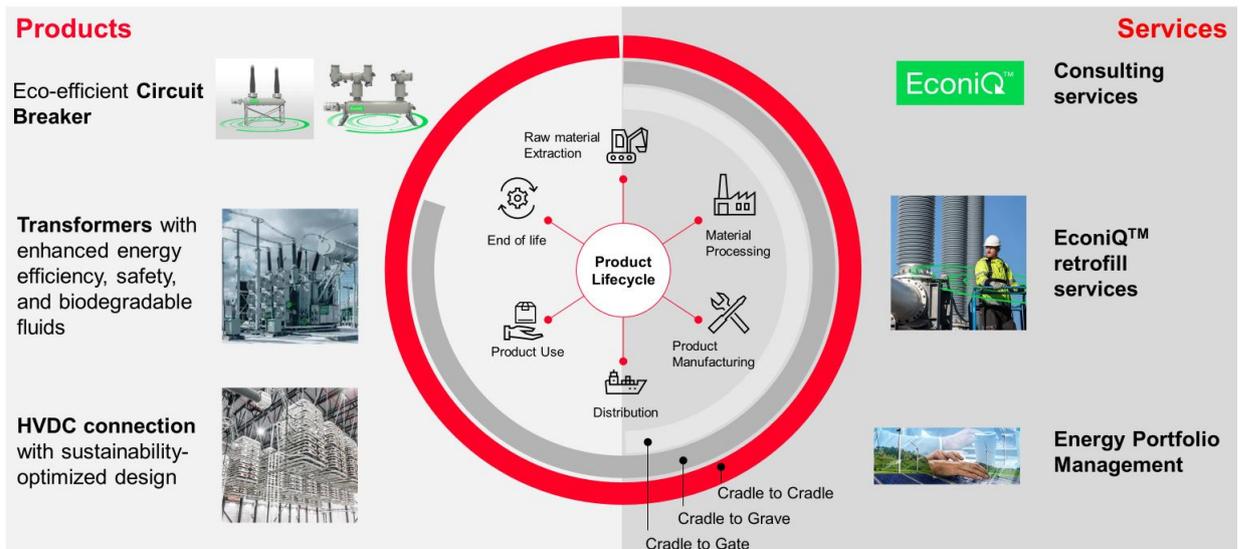


**SST is a superior concept for highly flexible energy flow and complex applications across AC and DC sub-systems**

15 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



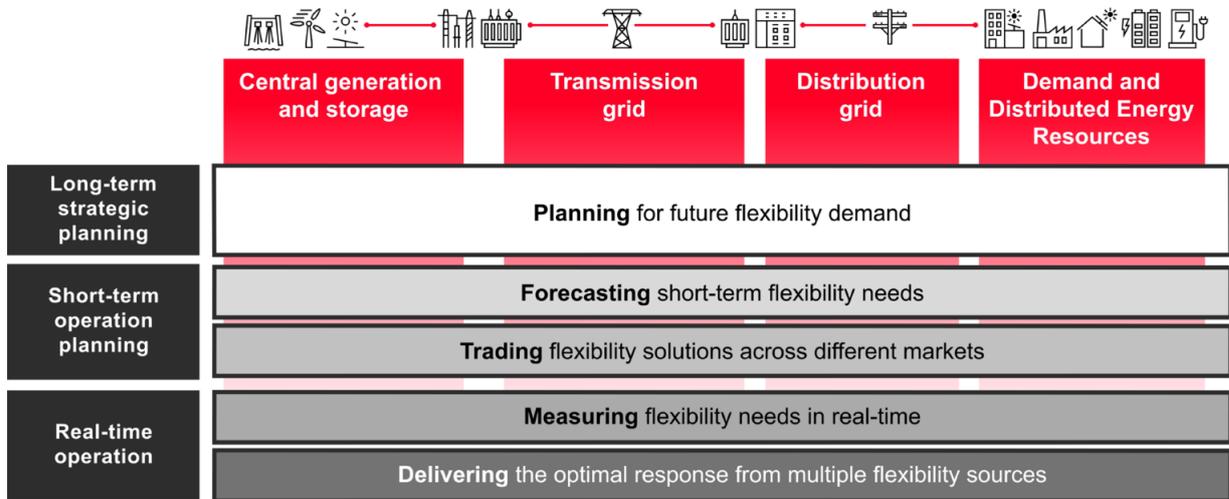
Sustainable products and solutions deliver total life-cycle optimization



16 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



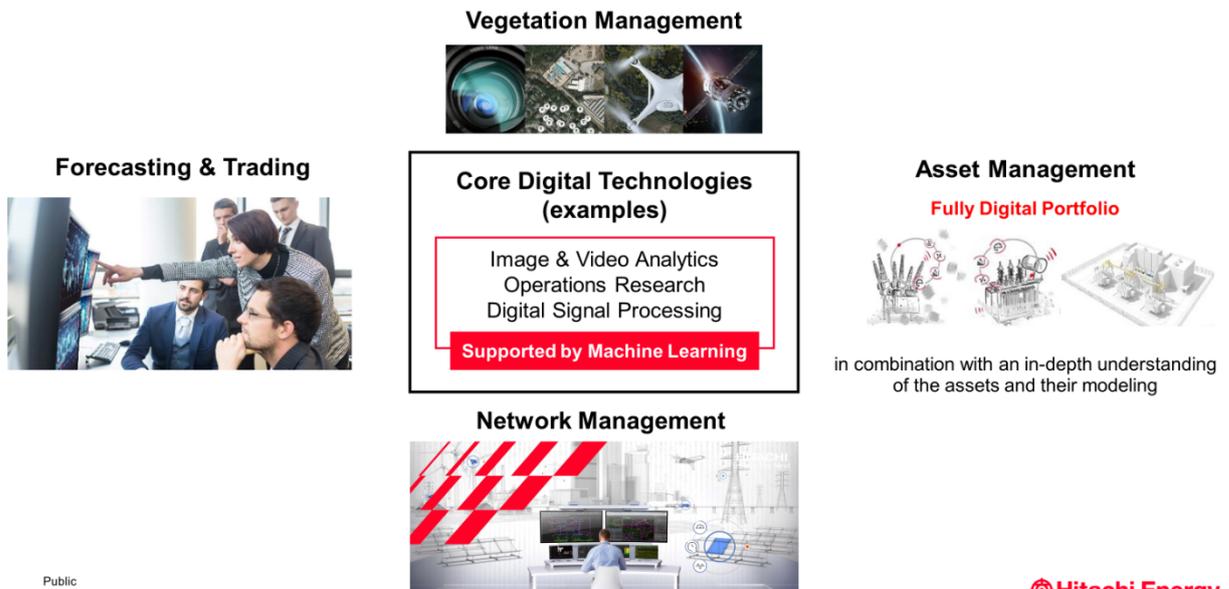
Digital technologies as enabler for flexible power system operation



17 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



Digital technologies enabling future Power Systems



18 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



Energy transition needs technologies – and partnerships

**HITACHI**  
Inspire the Next

**Urgent power system ramp-up now:  
Technology to start is available**

**Additional innovative solutions  
while ramping up the infrastructure**

Technology implementation    Demonstrators & pilots    Sustainable Products and Solutions

Business models    **Partnerships**    Research    Power Electronics

Policies & regulatory framework    Talents    Digitalization

Investments

“  
Electricity will be the backbone  
of the entire energy system

19    Public  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Hitachi Energy

**HITACHI**  
Inspire the Next



Stromübertragung im Höchstspannungsnetz

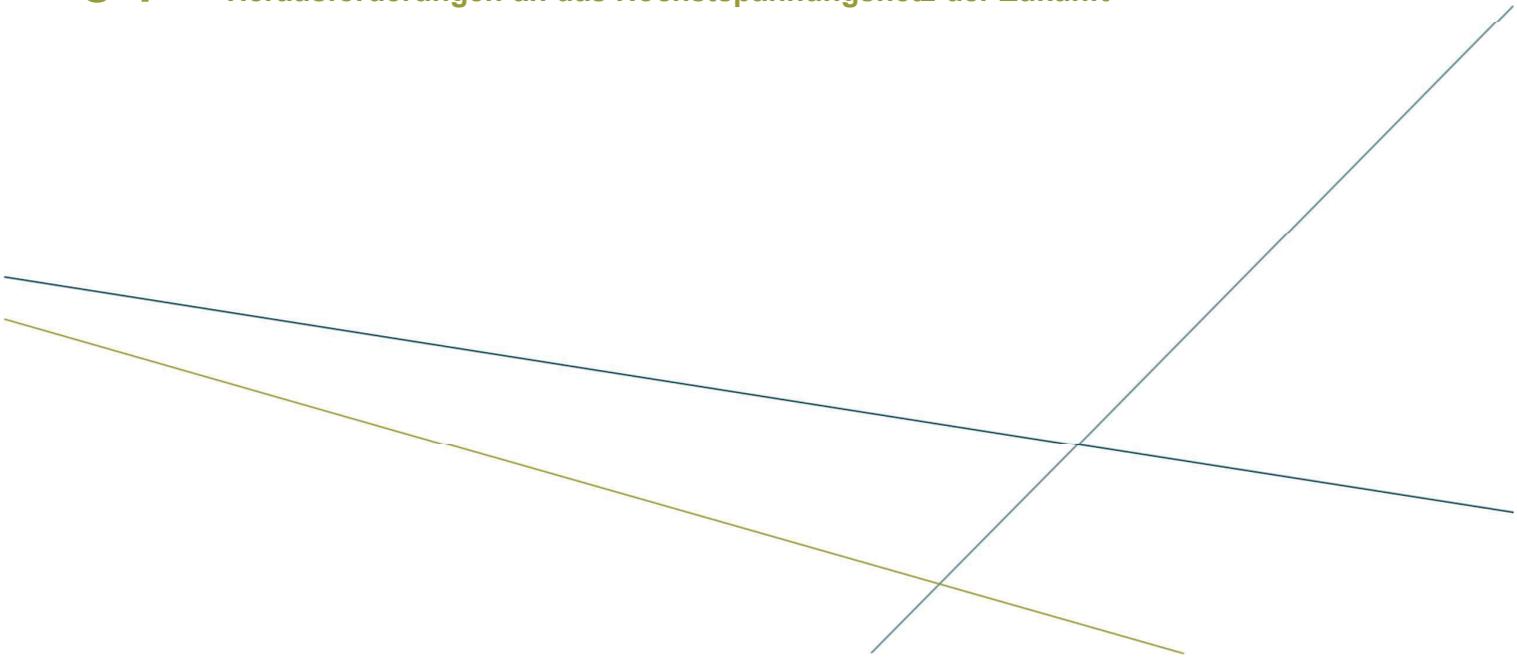
# ERDKABEL ODER FREILEITUNG- DIE QUAL DER WAHL?

MICHAEL JESBERGER, COO  
Stuttgart, den 11.06.2024

## AGENDA

- 01** Herausforderungen an  
das Höchstspannungsnetz der Zukunft
- 02** Technische Ausführung
- 03** Erdkabel oder Freileitung
- 04** Fazit

# 01 Herausforderungen an das Höchstspannungsnetz der Zukunft



## 01 Herausforderungen an das Höchstspannungsnetz der Zukunft IM AUFTRAG DER ENERGIEWENDE

### GESETZLICHER RAHMEN



### AUFTRAG AN DIE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER



Quelle: Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045 & TransnetBW

01 Herausforderungen an das Höchstspannungsnetz der Zukunft

# DOPPELTER STROMVERBRAUCH ERFORDERT DREIFACHE ERZEUGUNGSLEISTUNG

	Referenz 2020/2021	NEP 2037/2045
Bruttostromverbrauch [in TWh]	533	1079 - 1303
Summe Erzeugung [in GW]	232	685 - 750
- davon regenerativ	139	638 - 703
Höchstspannungsnetz [in km]	37.000	+ 9200 (AC+DC onshore, NEP Zubaunetz+Startnetz)

Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf

Seite 5

01 Herausforderungen an das Höchstspannungsnetz der Zukunft

# ANSTIEG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

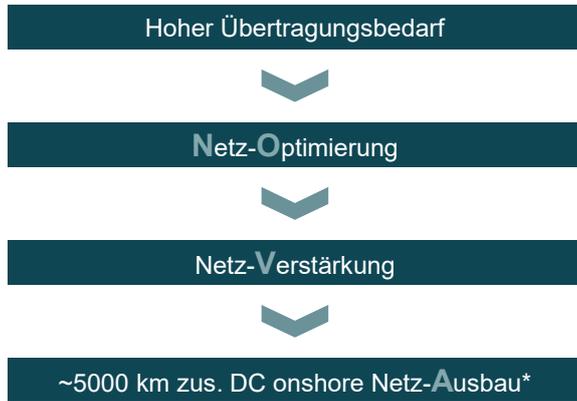
	Bestand	2037	2045
 <p><b>Photovoltaik</b> (Faktor 8) / Starker Zuwachs, Verdopplung des Ausbauziels nach Koalitionsvertrag / Gleiche Anteile Freiflächen-/Gebäude-PV beim Zubau</p>	59 GW	345 GW	400 GW - 445 GW
 <p><b>Offshore-Windenergie</b> (Faktor 9) / Anhebung des Ausbaupfads unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrags / Schwerpunkt auf Nordsee, Anlagen auch außerhalb der dt. AWZ</p>	8 GW	50,5GW - 58,5GW	70 GW
 <p><b>Onshore-Windenergie</b> (Faktor 3) / Anhebung des Ausbaupfads im Vergleich zum vorherigen Szenarioahmen / Orientierung des regionalen Zubaus überwiegend an Flächenpotentialen</p>	56 GW	158 GW - 162 GW	160 GW - 180 GW
 <p><b>Biomasse</b> / Rückgang der Erzeugungsleistung / Nutzung der Biomasse vorzugsweise in anderen Sektoren</p>	10 GW	4,5 GW	2 GW

Quelle: Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045 & TransnetBW

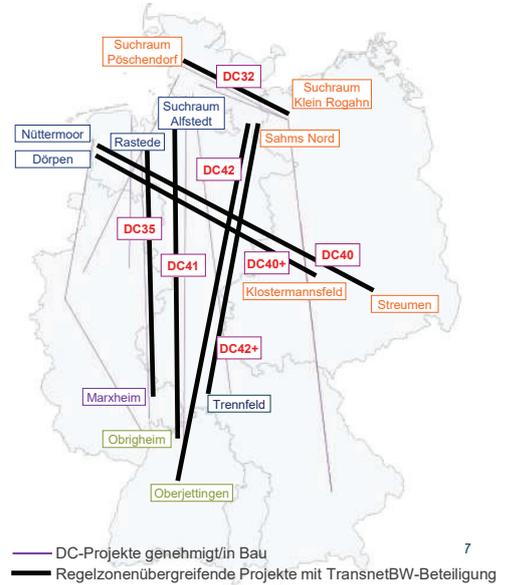
Seite 6

01 Herausforderungen an das Höchstspannungsnetz der Zukunft

# NEUE GLEICHSTROMVORHABEN SIND DERZEIT GEM. BBPLG VORRANGIG ALS ERDKABEL AUSZUFÜHREN



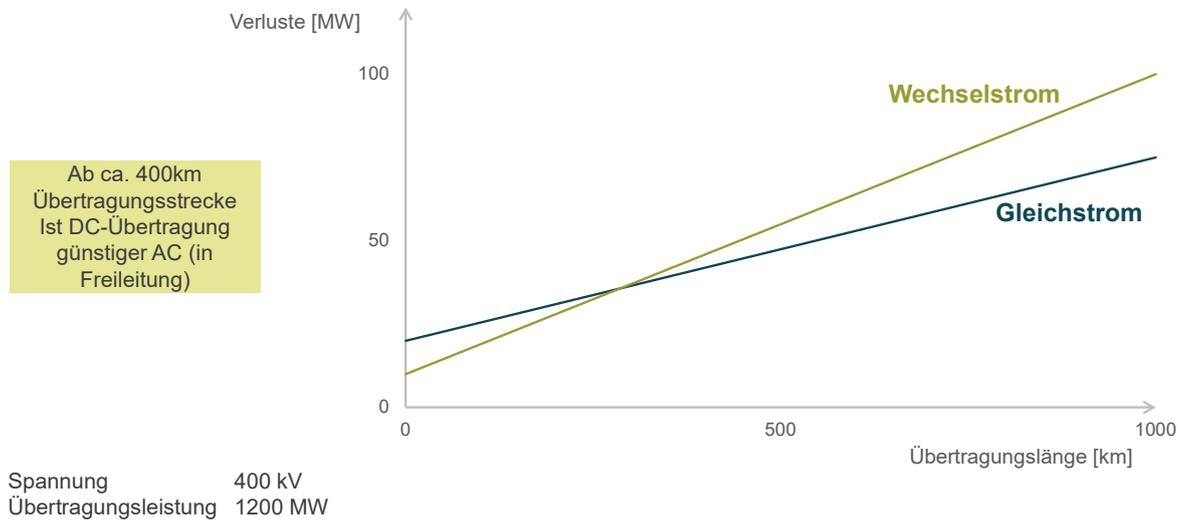
\*Quelle: BNetzA-Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045, Gesamter DC-Zubau im Onshore-Netz abzüglich Maßnahmen, die schon in Bau oder Genehmigung sind („Startnetz“)



## 02 Technische Ausführung

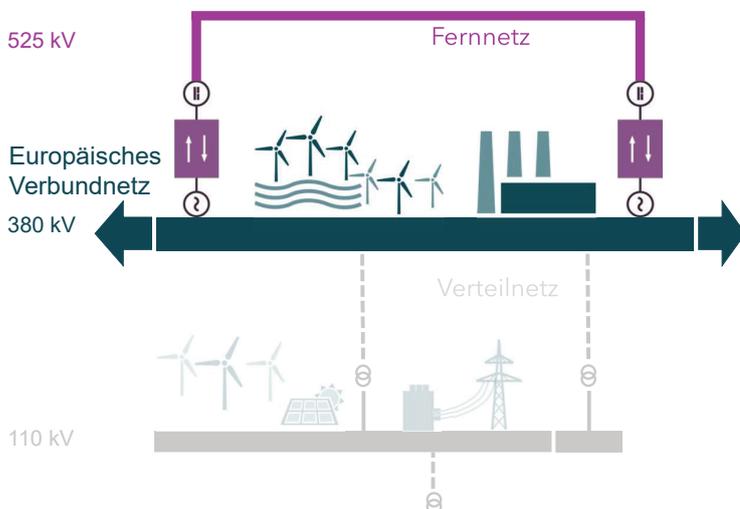
02 Technische Ausführung

# JE LÄNGER DIE STRECKE, DESTO GRÖßER DIE VORTEILE DER GLEICHSTROMÜBERTRAGUNG



02 Technische Ausführung

# UNTERSCHIEDLICHE ANFORDERUNGEN ERFORDERN UNTERSCHIEDLICHE LÖSUNGEN



**GLEICHSTROM (DC = DIRECT CURRENT)**

- / Punkt-zu-Punkt-Verbindung großer Leistungen
- / Nahezu blindleistungsfreier Stromtransport
- / Konverter an Netzverknüpfungspunkten

**WECHSELSTROM (AC = ALTERNATING CURRENT)**

- / Vermaschte Netze mit diversen Ein- und Ausspeisepunkten möglich
- / Kostengünstige Umspannung ins Verteilnetz

02 Technische Ausführung

## ÜBER- ODER UNTERIRDISCH?



„Bei der Entscheidung, ob eine Leitung unterirdisch verlegt werden soll, ist zwischen der Notwendigkeit des Stromtransportes zu minimalen Kosten unter Verwendung einer erprobten Technologie einerseits und den Umweltverhältnissen und Umwelthanliegen entlang der Trasse andererseits abzuwägen.“

ETSO (heute ENTSO-E)

Seite 11

02 Technische Ausführung

## ERDKABEL - ABMESSUNGEN

2 Systeme à ca. 2 GW Übertragungsleistung, Beispiel SuedLink



Quelle: Projekt SuedLink

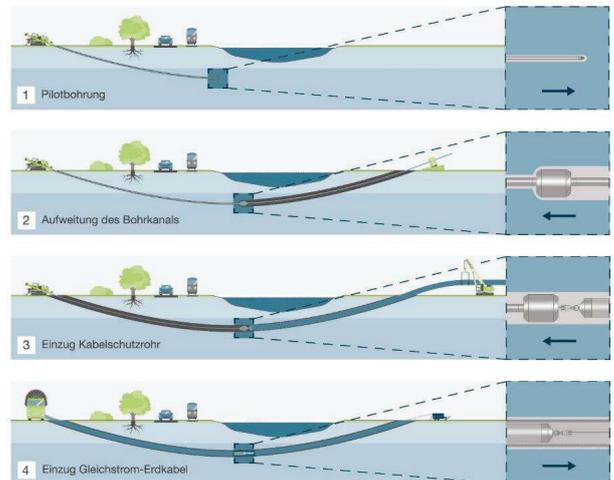
Seite 12

02 Technische Ausführung

# GESCHLOSSENE KABELVERLEGUNG AM BEISPIEL HDD-VERFAHREN IM PROJEKT SUEDLINK

## UMWELTSCHONENDE UNTERBOHRUNG MIT DEM HORIZONTAL-SPÜLBOHRVERFAHREN (HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING, HDD)

- / Ermöglicht die Kreuzung von Gewässern, Straßen, Naturschutzgebieten, Bahnstrecken etc.
- / Weniger Einfluss auf die Boden- und Oberflächenstruktur, da kein Graben notwendig
- / Standardmäßig bis zu einer Länge von 1.000 m



Seite 13

02 Technische Ausführung

# IMPRESSIONEN ERDKABELVERLEGUNG - OFFENE BAUWEISE



525 kV VPE-Kabel

Quelle: Projekt SuedLink



Muffengrube (max. alle 2 km)



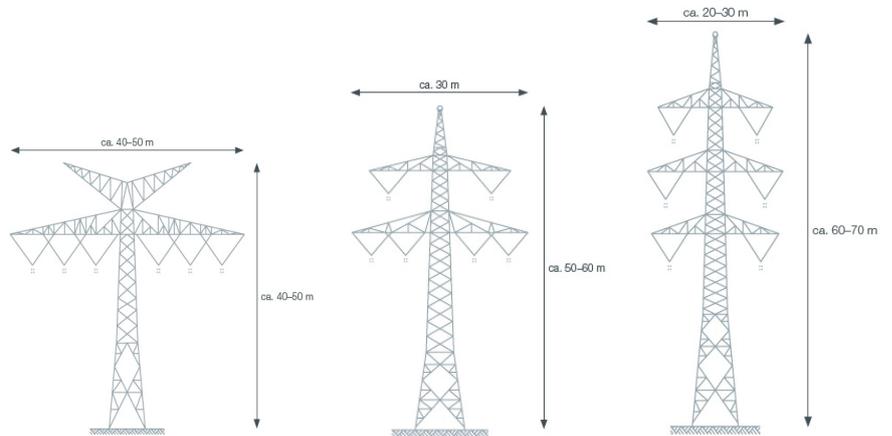
Arbeitsfläche

Seite 14

02 Technische Ausführung

# FREILEITUNG - ABMESSUNGEN

Doppelleitung mit 2 Systemen und ca. 4 GW Übertragungsleistung



02 Technische Ausführung

# IMPRESSIONEN FREILEITUNG/BAUSTELLE



# 03 Erdkabel oder Freileitung



## 03 Erdkabel oder Freileitung

# ENTSCHEIDENDE DIMENSIONEN LASSEN SICH AUS DEM ZIELDREIECK ABLEITEN



03 Erdkabel oder Freileitung - Umweltverträglichkeit

# AUSWIRKUNGEN AUF SCHUTZGÜTER SCHWIERIG GEGENEINANDER AUFWIEGBAR



Vorteil für **XX**

	baubedingt	anlagen- und betriebsbedingt
Menschen	Beeinträchtigung der Wohn- und Erholungsqualität durch Baustellen	Subjektive Beeinträchtigung durch oberirdische Bauten sowie Geräuschimmissionen
Tiere und Pflanzen	Lebensraumbeeinträchtigung und Trassenfreiräumung	Kollisionen mit der Anlage Auswirkungen auf Wälder und Biotope
Landschaft/Fläche	Arbeiten im Trassenraum	Anspruch der Fläche im Trassenbereich
Boden und Wasser	Auswirkungen durch Abgrabung, Versiegelung, Bodenverdichtung sowie Bodenumlagerung spielen überwiegend nur bei Erdkabeln eine signifikante Rolle	

Quelle: Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich der 4 ÜNB (2020) & Netzausbau/Wissen der Bundesnetzagentur

Seite 19

03 Erdkabel oder Freileitung - Umweltverträglichkeit

# DIE BETROFFENHEIT VERLAGERT SICH



**ERDKABEL**

**FREILEITUNG**



Quelle: Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich der 4 ÜNB (2020)

Seite 20



03 Erdkabel oder Freileitung - Versorgungssicherheit

## TECHNISCHE MERKMALE

### ERDKABEL

- / Isolierung durch Kabelisoliationsmedium und Erdreich
  - aufwändigere **Fehlerbehebung**
  - Temperaturbeschränkung schärfer als bei FL
  - Teilentladungen zerstören die Isolierung
- / Kapazitiv wirkende Betriebsmittel
  - AC: enorme **Blindleistungskompensation** durch induktive Betriebsmittel notwendig

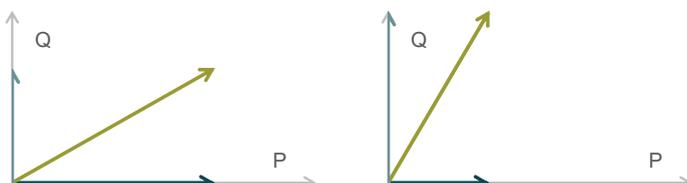
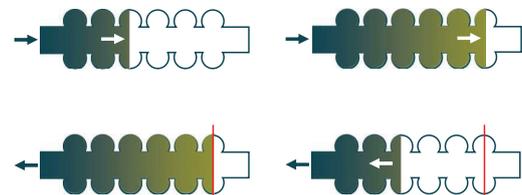
### FREILEITUNG

- / **Selbsteilende** Isolierung durch Luft
  - z.B. bei Blitzeinschlägen
- / Ausgleich kapazitive und induktive Eigenschaften möglich
  - Betrieb mit natürlicher Leistung möglich
- / **Höherauslastung** möglich durch WAFB

03 Erdkabel oder Freileitung - Versorgungssicherheit

## BEGRENZTE VERKABELUNGSLÄNGE IM WECHSELSTROMNETZ DURCH BLINDLEISTUNG

- / Aufladung der Erdkabelkapazität notwendig, um Wirkleistung zu übertragen
- / Kontinuierliche Auf- und Entladung durch Polaritätsänderung des Wechselstroms (alle 10 ms, 50 Hz) bindet Strom in Form von Blindstrom
- / Dadurch wird ein bedeutender Anteil der Stromtragfähigkeit für die Bereitstellung von Blindleistung aufgewendet
  - keine Übertragung von Wirkleistung mehr möglich





03 Erdkabel oder Freileitung - Versorgungssicherheit

# BETRIEBSMITTEL ZUR KOMPENSATION VON BLINDLEISTUNG

/ Kapazitive wirkende Betriebsmittel steigern und induktiv wirkende Betriebsmittel senken die Spannung im Netz → Kompensation benötigt



Kompensationskondensator (Umspannwerk Engstlatt)



Kompensationsdrosselspule (Werksabnahme)

AC-Erdkabel als kapazitiv wirkende Betriebsmittel erfordern Kompensation durch Drosselspulen



03 Erdkabel oder Freileitung - Versorgungssicherheit

# ERDKABEL ERHÖHEN DIE KOMPLEXITÄT IM BETRIEB

**Automatische Wiedereinschaltung (AWE) nach kurzzeitigem Fehler stellt Isolierstrecke wieder her**

**Erdkabel**

**Kurzzeitige Unterbrechungen**

AWE nicht möglich für Erdkabel, da Risiko Totalschaden  
→ Fehler führen in jedem Fall zur automatischen Abschaltung

**Inspektion und Störungsbehebung**

Fehlerortung durch Monitoringsysteme notwendig  
Austausch des defekten Teilstücks durch Tiefbaumaßnahme

**Freileitungen**

**Kurzzeitige Unterbrechungen**

Die meisten kurzzeitigen Fehler (Erdschlüsse durch Blitzeinschläge etc.) können durch AWE behoben werden

**Inspektion und Störungsbehebung**

Inspektion durch visuelle Betrachtung (Begehung, Drohnen) möglich  
Viele Defekte durch kleinere Baumaßnahmen behebbar



03 Erdkabel oder Freileitung - Versorgungssicherheit

# ZUGÄNGLICHKEIT ENTSCHEIDET ÜBER DIE VERFÜGBARKEIT IM BETRIEB

	Erdkabel	Freileitung
Fehlerrate pro Jahr und 100km gem. CIGRE-Statistiken/ÜNB-Auswertung	0,11 (DC) – 0,5 (AC)	0,25
Reparaturzeit in Tagen (höchster Wert muss beherrschbar sein)	8,5 - 30	2
Durchschnittliche Nichtverfügbarkeit (pro Jahr und 100 km)	2,2 Tage (0,6%) – 8,1 Tage (2,2%)	0,5 Tage (0,14%)



Verfügbarkeit Freileitung ca. 3-14 mal so hoch wie Erdkabel

Quelle: REVIEW UND UPDATE DES ERGEBNISDOKUMENTS DES PA70 DER AG HGÜ TECHKON ZUM THEMA DC FREILEITUNG VERSUS KABEL, SG Asset (IÜT) (2023)

Seite 25



03 Erdkabel oder Freileitung - Versorgungssicherheit

# ZUGÄNGLICHKEIT ENTSCHEIDET ÜBER DIE VERFÜGBARKEIT IM BETRIEB

## Beispiel einer DC-Verbindung, Länge ca. 700 km

Bis zu ca. 60 Tage im Jahr statistisch nicht verfügbar



1 Jahr

Ca. 4 Tage im Jahr statistisch nicht verfügbar



1 Jahr

Durchschnittliche Nichtverfügbarkeit (pro Jahr und 100 km)



0,5 Tage

■ Erdkabel ■ Freileitung

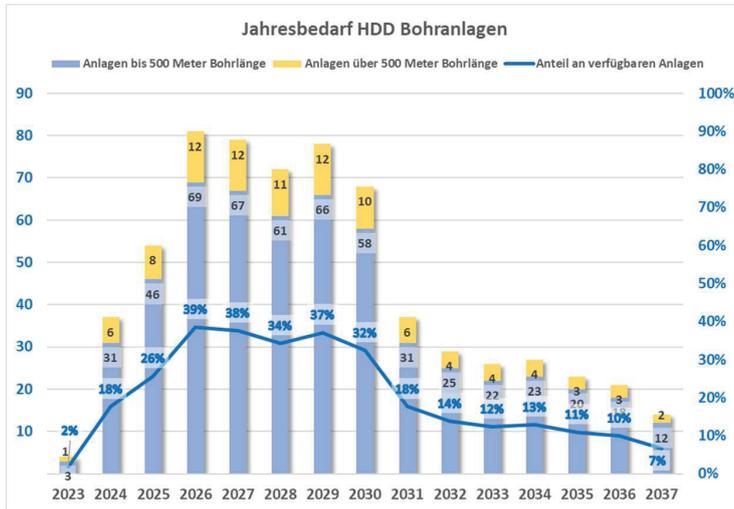
Quelle: REVIEW UND UPDATE DES ERGEBNISDOKUMENTS DES PA70 DER AG HGÜ TECHKON ZUM THEMA DC FREILEITUNG VERSUS KABEL, SG Asset (IÜT) (2023)

Seite 26



03 Erdkabel oder Freileitung - Wirtschaftlichkeit

# VERFÜGBARE MARKTKAPAZITÄTEN BEEINFLUSSEN DIE UMSETZBARKEIT



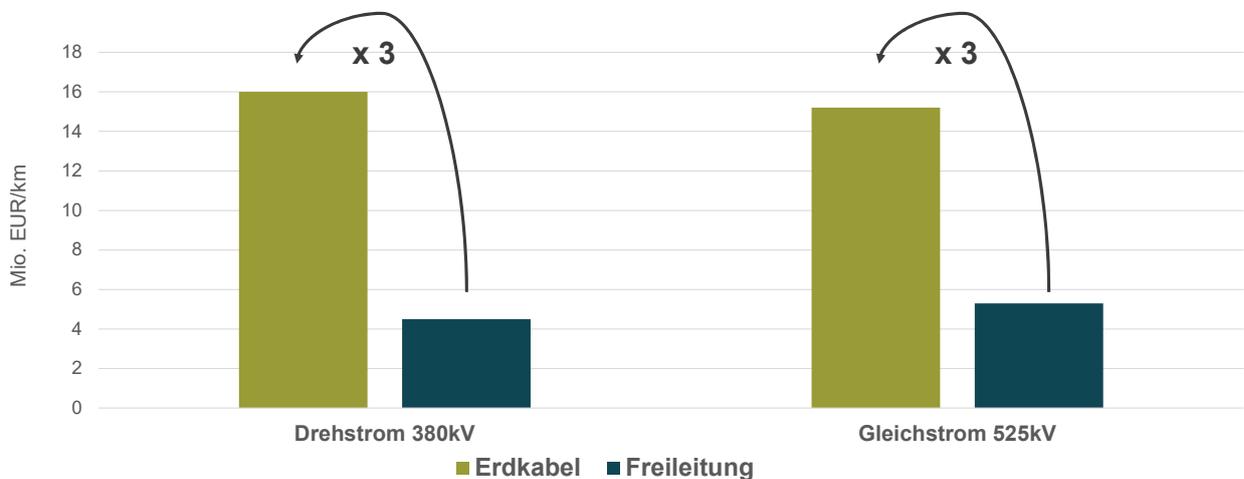
Quelle: Projektbeauftragung Tiefbau: Verfügbarkeiten von Material und Maschinen, Beschleunigungsmöglichkeiten, SG Asset (2023)

- / Spülbohrverfahren (HDD) wird verwendet für Hindernisse wie Infrastruktur, Flüsse oder schwieriges Gelände
- / Ebenfalls angewendet für diverse Infrastruktur-Baumaßnahmen
- / Grobe Marktabschätzung der ÜNB ergibt, zeitweilig bis zu einem Drittel der aktuell verfügbaren HDD-Anlagen ausgelastet werden können
- / Markt baut bereits Kapazitäten auf, aber die größte Herausforderung ist der Mangel an Fachpersonal



03 Erdkabel oder Freileitung - Wirtschaftlichkeit

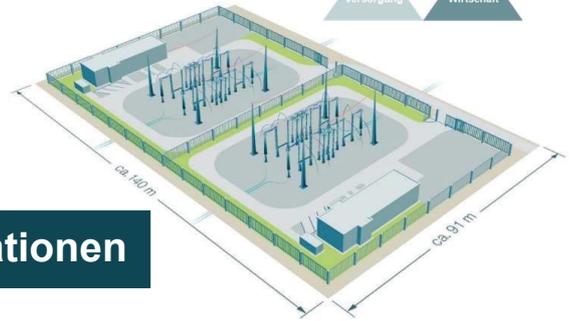
# INVESTITIONSKOSTEN FÜR ERDKABEL ETWA DREIMAL HÖHER



Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf

03 Erdkabel oder Freileitung - Wirtschaftlichkeit

# IST TEILERDVERKABELUNG BEI AC DIE LÖSUNG?



**Erfordert Zwischenverkabelungsstationen**



**Erhöht die technischen Anforderungen**

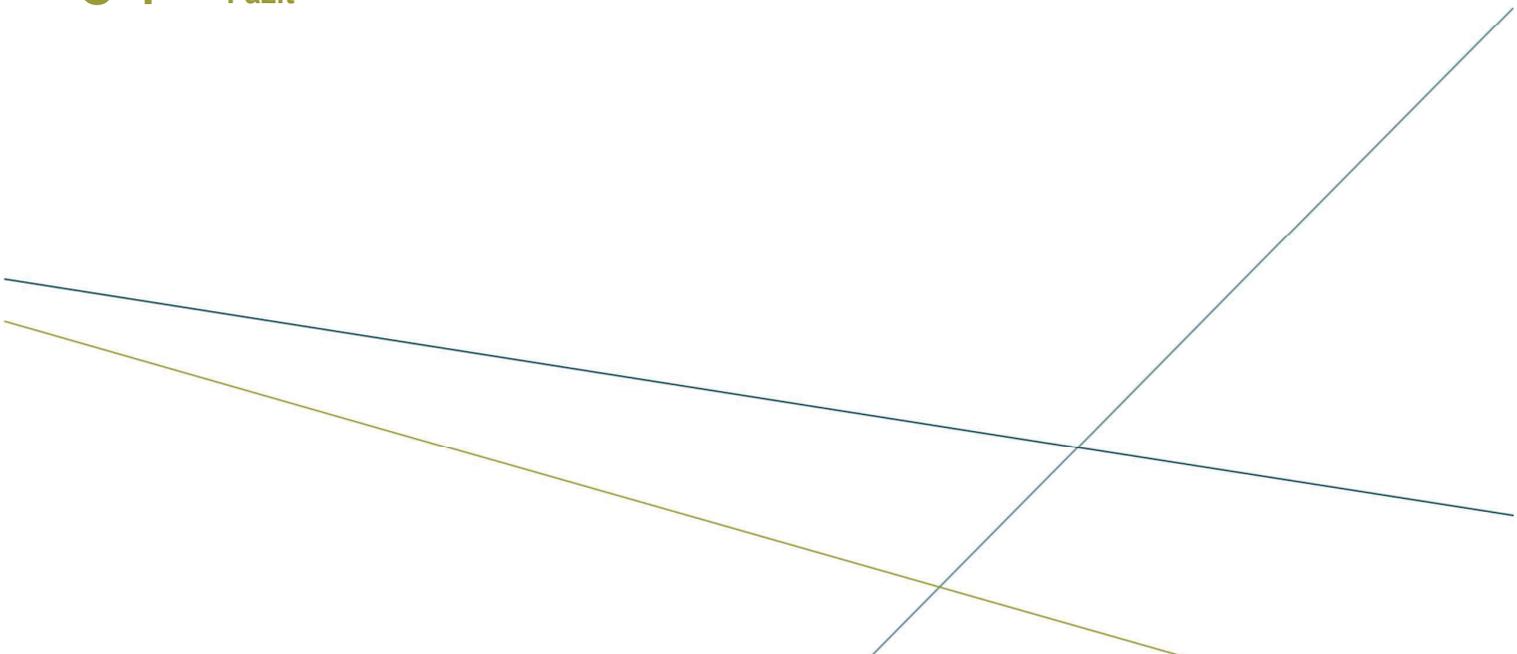


**Kann die Akzeptanz punktuell erhöhen**

Quelle: Projekt SuedLink

Seite 29

## 04 Fazit



04 Fazit

# AC: KEINE REALISTISCHE OPTION FÜR ERDKABEL DC: ABWÄGUNG AUF VIELEN EBENEN NOTWENDIG



## **Höchstspannungs-Kabeltechnik in Deutschland HVAC und HVDC Anwendungen beim On-shore Netzausbau im Zuge der Energiewende**

**Johannes Kaumanns**

Südkabel GmbH

johannes.kaumanns@suedkabel.com

Germany

**Sebastian Ebert**

Südkabel GmbH

sebastian.ebert@suedkabel.com

Germany

### **KURZFASSUNG**

Im Zuge der Energiewende in Deutschland muss das Übertragungsnetz deutlich verstärkt werden, weil die Stromerzeugung nach dem aktuellen Netzentwicklungsplan 2023 [1] in den nächsten 20 Jahren mehr als verdoppelt werden muss und die Stromerzeugung sich von den großen Ballungsräumen weiter weg bewegt (Offshore Windkraft, Stromimport aus Nordeuropa, etc.). Dieser Netzausbau wird dabei durch HVAC und HVDC Kabeltechnik wesentlich gestützt.

VPE-isolierte (VPE: vernetztes Polyethylen) Höchstspannungskabel für Wechselstromanwendungen sind in Deutschland in der 400 kV Spannungsebene seit 1996 erfolgreich im Einsatz [2]. Bei den neuen Trassen zur Stromübertragung werden im HVAC Bereich Teilverkabelungsprojekte umgesetzt, um in der Nähe von Ortschaften die sichtbare Beeinflussung durch Freileitungen zu reduzieren. Hier wird auf die jahrzehntelange Erfahrung mit VPE-isolierten Höchstspannungskabeln und vorgefertigten Verbindungsmuffen aus Silikon- oder EPDM-Kautschuk aufgebaut. Neue Leiterdesigns können hierbei die Wechselstromverluste im Leiter um mehr als 20% reduzieren und damit entweder die Belastbarkeit erhöhen oder die Betriebsverluste wesentlich verringern.

Für die neuen HVDC Anwendungen werden Trassen in Kompletverkabelung bis über 700 km Systemlängen in Spannungsebenen bis zu 525 kV eingesetzt. Die HVDC Übertragung hat große Vorteile bei der Übertragungsleistung pro Kabel und bedarf daher deutlich weniger Kabel, um eine Übertragungsleistung von typisch 2 GW/System zu erreichen. Hier werden speziell für HVDC Anwendungen optimierte Isoliermaterialien eingesetzt: optimiertes VPE für HVDC, VPE mit nano-fillern oder Isoliercompounds auf Polypropylen (PP) Basis.

Dieser Bericht gibt dann einen Überblick über die verwendeten Technologien und angewandte Kabelsystemtechnik bei den HVDC Projekten der Energiewende.

## 1 EINLEITUNG

Für die Umsetzung des Netzausbaus im Zuge der Energiewende werden Höchstspannungskabel sowohl für Wechselstrom (AC) als auch für Gleichstromanwendungen (HVDC).

Hierbei kann für die HVAC Anwendungen auf mehr als 25 Jahre Betriebserfahrung aufgebaut werden.

Hier zeigen sich in den letzten Jahren folgenden Tendenzen bei den Systementwicklungen:

- der Trend zu immer größeren Leiterquerschnitten zur Erhöhung der Übertragungsleistung
- der Einsatz verlustarmer Leiterkonstruktionen (Reduzierter Skin-Effekt),
- der Trend zu immer größeren Lieferlängen zur Reduzierung des Montageaufwands und Risikos,
- bei neuen Freileitungstrassen ergänzen sich Freileitungsabschnitte und Erdkabelsysteme bei Teilverkabelungsprojekten, erhöhen so die Akzeptanz und erleichtern die Genehmigungsverfahren.

Für die neuen HVDC Übertragungsleitungen werden Trassen in Komplettverkabelung bis über 700 km Systemlängen in Spannungsebenen bis zu 525 kV eingesetzt. Die HVDC Übertragung bedarf deutlich weniger Kabel, um eine Übertragungsleistung von typisch 2 GW/System zu erreichen. Hier werden speziell für HVDC Anwendungen optimierte Isoliermaterialien eingesetzt:

- optimiertes VPE für HVDC Anwendungen,
- VPE mit nano-fillern
- Neue Isoliercompounds auf Polypropylen (PP) Basis, sog. HPTE Materialien (High Performance Thermoplastic Extruded).

Im weiteren Verlauf dieses Beitrags wird ein Überblick über die verwendeten Technologien und angewandte Kabelsystemtechnik bei den HVDC Korridorprojekten gegeben.

## 2 HVAC ÜBERTRAGUNG MIT VPE-ISOLIERTEN KABELN

### 2.1 Erfahrung mit extrudierten 400 kV Kabeln

Die VPE-Kabeltechnologie hat sich in Deutschland seit den 1970er Jahren kontinuierlich weiterentwickelt und den Anwendungsbereich bis zur 400 kV Spannungsebene in den 1990er erweitert:

Im Zuge der Materialverbesserung der eingesetzten Materialien (extreme Reinheitsanforderungen und verbesserte Ruße), Optimierung der Produktionsverfahren (Trockenvernetzung) und Etablierung sehr hohen Qualitätskontrollen (u.a. Präqualifikationsprüfungen, sensitive TE Messungen als Stückprüfung) konnte der Einsatzbereich VPE isolierten Kabel zu immer höheren Betriebsfeldstärken erweitert werden. Damit wurde der Einsatz von VPE-isolierten Kabeln bis zu den höchsten Übertragungsspannungen von 500 kV im AC Bereich etwa seit dem Jahr 2000 ermöglicht.

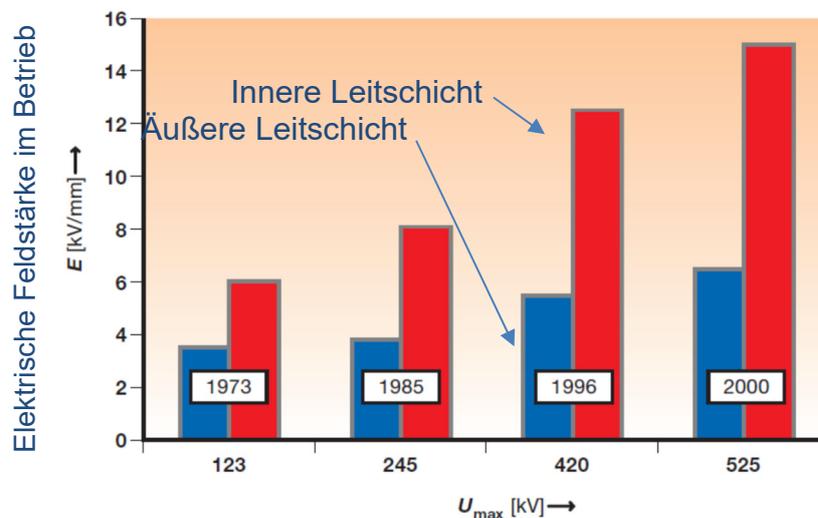


Figure 1. Entwicklung der Betriebsfeldstärken  $E_i$  und  $E_a$  und max. Spannungsebene bei VPE-isolierten Kabeln

Die ersten 400kV Projekte in Deutschland waren dabei in den 1990er Jahren

- Kraftwerksausleitung Altbach/Neckarwerke 1996 [2]
- Bewag Tunnelprojekte 1998/2000 [3]

Damit liegen in Deutschland Betriebserfahrungen seit mehr als 25 Jahren in der 400 kV Spannungsebene vor. Weltweit wurden große 400/500 kV Kabelprojekte bei Tunnelanwendungen in europäischen Großstädten (London/Madrid/Berlin/Mailand/Kopenhagen/Rotterdam), großen Infrastrukturprojekten in Erdverlegung insbesondere im Nahen Osten und weltweit bei Kraftwerksausleitungen eingesetzt.



Figure 2. Erste Anwendungen der 400kV VPE-Kabeltechnik in Deutschland

Links: 1996, 400kV Kraftwerksausleitung in Altbach [2], Länge 400m, 800mm<sup>2</sup> Al-Leiter

Rechts: 1998/2000, 400 kV Tunnelsystem in Berlin für BEWAG [3],

5,5 km + 6,5 km Systemlänge, 1600 mm<sup>2</sup> Kupferleiter, 1100 MVA/System

Das nach folgende Bild zeigt den typischen Kabelaufbau der Kabeltypen, welche für den 400 kV Netzausbau mit 2500 mm<sup>2</sup> Kupferleitern und VPE Isolierung in Deutschland zurzeit eingesetzt werden. Das Bild zeigt den typischen Aufbau eines Schichtenmantelkabels. Hier wird die radiale Wassersperre durch eine 0,2 mm starken Al-Folie erreicht. Die längswasserdichte Abdichtung des Schirmbereichs wird durch quellfähigen Bänder erreicht, in welchen die Kupferschirmdrähte eingebettet sind. Weiter können einzelne Cu-Schirmdrähte durch dünne Edelstahlröhrchen ersetzt werden, welche mit Glasfasern gefüllt sind. Damit können durch ortsaufgelöste Temperaturmessungen (DTS-System) die Betriebstemperatur des Kabels überwacht und das Lastmanagement optimiert werden.

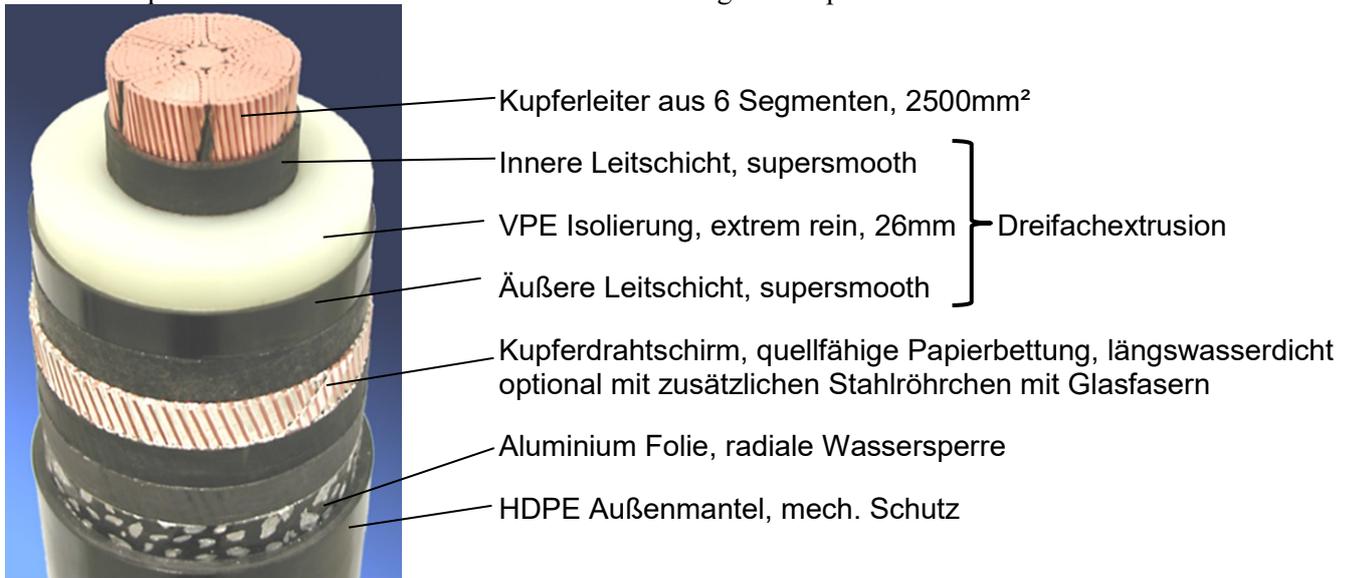


Figure 3. Typischer Kabelaufbau für deutsche 400 kV HVAC Projekte, Südkabel



Leiter	Kupfer	Aluminium	Kupfer	Kupfer
Leiterform	Rund, mehrdrätig	Rund, mehrdrätig, segmentiert	Rund, mehrdrätig, segmentiert	Rund, mehrdrätig, segmentiert
Isoliermaterial	VPE	VPE	VPE	VPE
metall. Schirm	Cu-Drähte Al-folie (Schichtenmantel)	Cu-Drähte Al-folie (Schichtenmantel)	Cu Drähte Bleimantel, extrudiert	Aluminiummantel, längsgeschweißt
Mantel	HDPE	HDPE	HDPE	HDPE

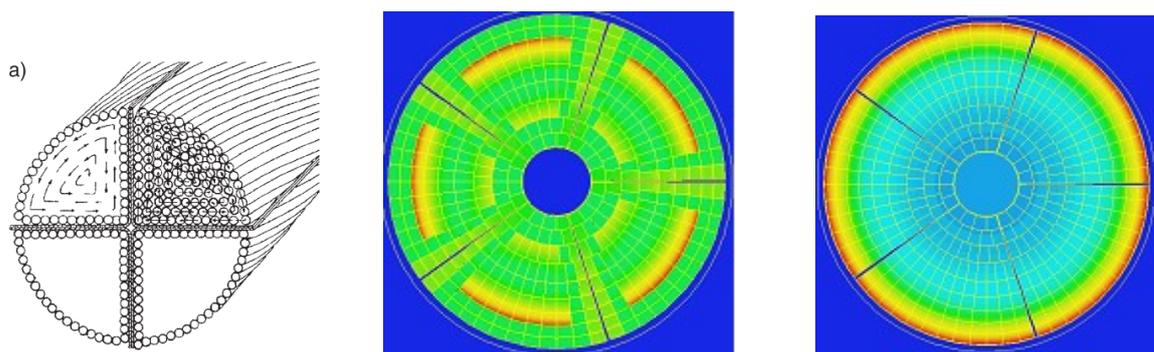
Figure 4. Typische Designvarianten für 400 kV HVAC Kabel

Für unterschiedliche Kundenanforderungen können der Leiterquerschnitt und Material (Cu bzw. Al) je nach Strombelastbarkeit und die Mantelkonstruktionen nach den äußeren Anforderungen angepasst werden. In Deutschland hat sich der Schichtenmanteltyp mit Schirmdrähten aus Kupfer als bevorzugte Variante durchgesetzt. Im Nahen Osten werden noch sehr viele Bleimantelkonstruktionen eingesetzt, in UK haben sich schon längsgeschweißte Al-Mäntel durchgesetzt.

## 2.2 Verlustoptimierte 400 kV Kabel

Die höchsten Verluste in einem AC Kabelsystem sind die ohmschen Verluste aufgrund des Leiterstroms und liegen bei Vollast bei einem Kabel je nach Verlegeanordnung zwischen 30-50 W/m. Hierbei treten auch schon bei 50 Hz Netzfrequenz signifikante Stromverdrängungseffekte auf, die den Wechselstromwiderstand um mehr als 20% erhöhen und damit die Übertragungsverluste ansteigen lassen.

Mit Ausnutzung des Milliken Prinzips bei Segmentleitern und zusätzlicher Drahtisolierung zur Reduzierung der radialen Leitfähigkeit im Segment lassen sich diese zusätzlichen Wirbelstromverluste wesentlich reduzieren. Der Stromverdrängung hin zu den äußeren Leiterschichten wirkt die Drahtverseilung des Einzelsegments entgegen und sorgt für eine gleichmäßigere Stromdichte und damit gesamthaft geringeren Wechselstromwiderstand.



links: Milliken Prinzip

Mitte: reduzierter Skin Effekt

Rechts: Voller Skin Effekt

Figure 5. Optimiertes Leiterdesign mit reduzierten Verlusten, Segmentleiter mit zusätzlicher Drahtisolierung zur Reduzierung des Ks-Faktors [4]

Der Ks-Faktor gibt dabei Einfluss der Zwischendrahtisolierung auf den Wechselstromwiderstand an. ( $K_s=0$ : kein Skin Effekt,  $K_s=1$  voller Skin Effekt, Massivleiter). Optimierte Leiter haben einen Ks-Faktor von 0,35 im Gegensatz zu Standard-Segmentleitern ( $K_s=0,8$ ). Damit lässt sich mindestens ein Querschnittssprung bei gleicher Belastbarkeit ( $2000\text{mm}^2$  Kupferleiter statt  $2500\text{mm}^2$ ) einsparen und die Materialkosten erheblich senken.

Millikendesign bei extrudierten Kabeltypen	Ks-Faktor
Kupfer, Drähte im Gegenschlag verseilt	0,8
Kupfer, Drähte im Gleichschlag verseilt	0,62
Kupfer, oxidierte Einzeldrähte	0,35
Kupfer, Lackdrähte	0,35
Aluminium	0,25
Nicht-Milliken Typen	1,0

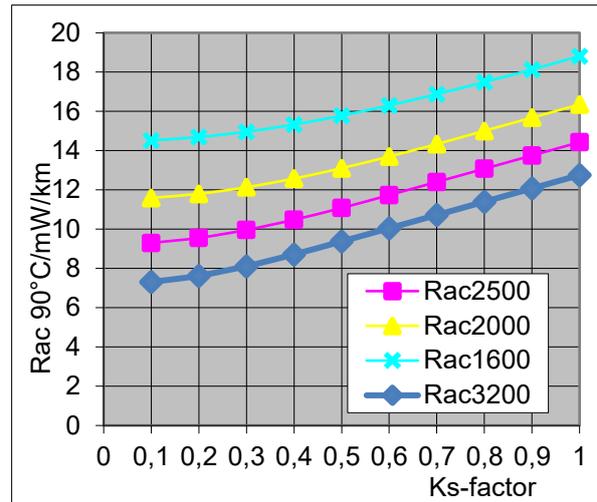


Figure 6. Ks Faktor nach IEC60287 [2014], Einfluss auf den AC-Leiterwiderstand bei 90°C

Im nachfolgenden Diagramm sind die Einsparpotentiale dieser Optimierung bei einem 400 kV Projekt mit 14,4 km Systemlänge ermittelt, man spart entweder bei den Verlusten längs des Betriebs oder beim Kupfereinsatz [5]. Weiter sorgt diese Optimierung auch zu einer wesentlichen Verbesserung beim CO2-footprints des Kabelsystems.

14.4km cable route, Double system	Normal Milliken segmental copper conductor 2500mm <sup>2</sup>	Skin effect optimized copper conductor 2500mm <sup>2</sup> oxidized	Skin effect optimized copper conductor 2000mm <sup>2</sup> oxidized
Ks factor, IEC 60287-1-1	0.8	0.35	0.35
AC resistivity @ 40°C/mΩ/km	11.88	8.92	10.67
current / A per 6000h/year	1000 A	1000 A	1000 A
Lifetime / years	40	40	40
Losses/40years/kWh	246.3 10 <sup>6</sup>	184.9 10 <sup>6</sup>	221.2 10 <sup>6</sup>
Savings/kWh		61.4 10 <sup>6</sup>	25.1 10 <sup>6</sup>
		25.1%	10.2%
Savings losses @ 0,05€/kWh		3.07 M€	1.26 M€
total copper weight	2000ton	2000ton	1600ton
Copper savings @8€/kg			3.2 M€

Figure 7. Einsparungen mit optimiertem Ks-faktor, 400kV/2500mm<sup>2</sup>, 14.4 km Doppelkabelsystem [5]

### 2.3 Typische Anwendungen bei deutschen Teilverkabelungsprojekten

Der Einsatz von 400kV Kabeln im AC Übertragungsnetz wird durch den Ladestrom begrenzt: Der relative große kapazitive Ladestrom von etwa 15 A/km begrenzt den praktischen Einsatz auf Systemlängen von etwa 20 km. Längere AC Systeme in der 400 kV Spannungsebene benötigen zusätzliche aufwendige Kompensationseinrichtungen, welche längs der Trasse die kapazitiven Ladestrom kompensieren, damit der maximale Übertragungsstrom nicht vom Ladestrom limitiert wird. Bei neuen Übertragungstrassen werden deshalb Hybridsysteme projektiert, welche neue Freileitungstrassen mit Kabelabschnitten verbindet, welche für diejenigen Trassenabschnitte projektiert werden, in denen die Akzeptanz der Freileitung nicht gegeben ist.



Figure 8. Teilverkabelung von Freileitungstrassen [6], Übergabebauwerk Freileitung-Kabel

Der Vorteil der Erdkablösung wird im nachfolgenden Bild erkennbar: Nach Fertigstellung der (teilweise sehr umfangreichen) Erdbaumaßnahmen verbleibt eine Oberfläche, auf der auch weiterhin Ackerbau möglich ist.

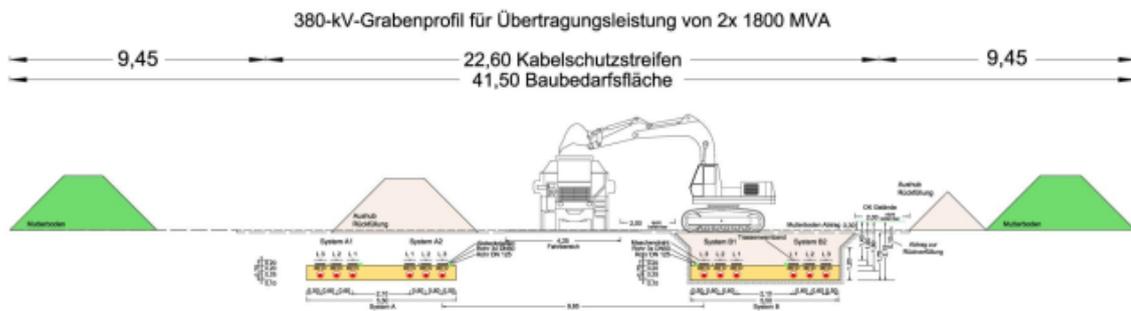


Figure 9. Typische 400 kV Kabelprojekte in Deutschland, 400kV/2500mm<sup>2</sup> Kabel in Rohrverlegung  
 Oben: Tiefbauarbeiten und Situation nach Fertigstellung, [7]  
 Mitte: Gesamthafte Tiefbauübersicht  
 Unten: Rohranordnung und Anordnung nach Kabeleinzug,

Dabei werden typischerweise Rohranlagen im Erdboden verlegt, welche eine Trennung der Erdarbeiten von den Kabelverlegungen erlauben und dadurch die zeitliche Dauer der Tiefbauarbeiten reduzieren und im Falle einer Reparatur den Austausch eines Kabel ermöglichen.

Die eingesetzten Kabellängen werden dabei immer länger und benötigen aufwendige neuartige Transport- und Verlegesysteme (siehe unten). Zurzeit haben sich Einzellängen von etwa 1200m bei Leiterquerschnitten von 2500mm<sup>2</sup> als Standard durchgesetzt, aber größere Kupfer-Leiterquerschnitte von bis zu 3200mm<sup>2</sup> mit zukünftigen Einzellängen von bis zu 2000 m werden projiziert. Die maximalen Grenzen werden hier durch logistische Grenzen beim Straßentransport durch die maximalen Trommelgewichte von etwa 100 to gesetzt. Für noch größere Einzelgewichte werden Transportgenehmigungen über längere Strecken und damit verbundenen Brückenquerungen immer schwieriger.

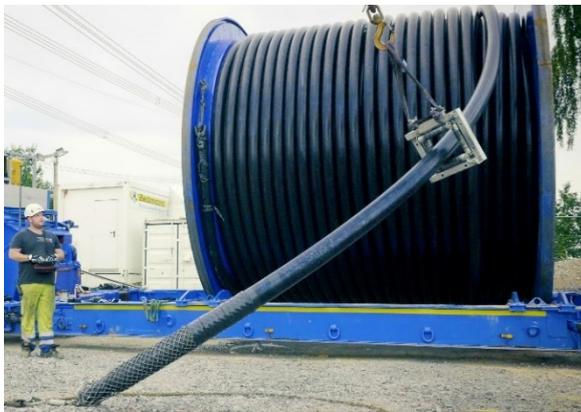


Figure 10. Kabelverlegung mit Spezial Transport-Trailern, Bild: nkt-cables  
Langtrommel für Trommelgewichte 100to und Kabellängen bis zu 2000m, Prysmian  
Kabelverlegung 400 kV Kabel, Schubgeräte, Bild: Südkabel

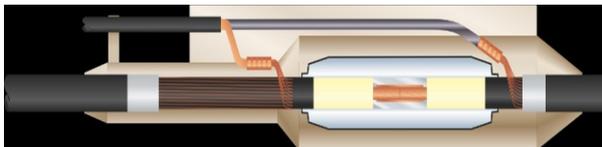


Figure 11. Montagefreundliche einteilige Verbindungsmuffe und Anordnung in der Muffengrube, Bild: Südkabel

Bei der Garniturentechnik habe sich vielen Jahren Designs mit vorgefertigten Feldsteuerelementen aus Silikonkautschuk oder EPDM-Kautschuk durchgesetzt. Diese Komponenten werden im Werk Stückgeprüft und erlauben eine einfache Montage. Bei den Schaltanlagen Endverschlüssen haben sich bis zu den höchsten Spannungsebenen trockene, steckbare Garnituren durchgesetzt, welche kein

Leckage Risiko beinhalten. Diese trockene Steckertechnik ist auch bei Freiluftanwendungen in Verbindung mit vorgefertigten Bushings einsetzbar [8].



Figure 12. Trockene steckbare Endverschlüsse  
 Links: GIS Anwendung (Prinzipbild), auch für alternative GIS Isoliergase  
 Rechts: steckbare 400 kV Freiluft-Bushing, Südkabel [8]

### 3 HVDC ÜBERTRAGUNG MIT EXTRUDIERTEN KABELN

#### 3.1 Vorteile HVDC Übertragung

Im Gegensatz zur AC Technologie haben DC Kabel keine Beanspruchungen durch relevante netzfrequente Ladeströme und können daher theoretisch „unendlich“ lange Systeme bilden. Dies wird bei Seekabeln schon seit vielen Jahren erfolgreich mit papierisolierten Kabeln bis zur Spannungsebene 600 kV und Systemlängen von 600 km und mehr umgesetzt [9].

Für Landkabel werden seit ca. 25 Jahren auch extrudierte HVDC Kabel eingesetzt [10]. Dies wurde durch den Einsatz neuer Umrichtertechnologien möglich, welche nicht mehr die Notwendigkeit haben, bei Lastflussumkehr die Polarität zu wechseln. Dabei zeigen die extrudierten Kabeltechnologien eine kontinuierliche technologische Weiterentwicklung und haben aktuell die 525 kV Spannungsebene erreicht [11]. Das nachfolgende Bild fasst die Vorteile der HVDC Übertragungstechnik zusammen:

- Keine netzfrequenten Umladeströme – lange Systeme sind möglich
- Keine Wirbelstromverluste im Leiter
- Keine Wirbelstromverluste im Schirm
- Höhere Ausnutzung des Isoliermaterials, typisch:  $E = U/w = 20\text{kV/mm}$   
 (Vgl. AC: Wirkleistungsübertragung erfolgt mit  $\hat{U}/\sqrt{2} = U_0$   
 DC: Wirkleistungsübertragung mit  $U_{dc}$  = Scheitelwert)
- Bsp: Übertragung von 2000MW in Erde, 2500mm<sup>2</sup> Cu-Leiter, 26mm Isolierwand

AC: Doppelsystem 380kV/220kV	DC: 1 System +/-525kV
	

Figure 13. Vorteile der HVDC Übertragung

#### 3.2 Optimierte Isolierwerkstoffe für HVDC Kabel

Die elektrische Feldverteilung bei Beanspruchung mit Gleichspannung unterscheidet sich wesentlich von der Beanspruchung mit Wechselspannung:

- Im AC Fall wird die elektrische Feldverteilung im Kabel im Wesentlichen durch den Verschiebungsstrom bestimmt, welcher durch die grundlegenden Materialeigenschaft Permittivität  $\epsilon_r$  und der koaxialen Geometrie des Kabels gegeben ist. Diese Verhältnisse sind für alle praktischen Anwendungsfälle frequenz-, temperatur- und feldunabhängig und damit örtlich und zeitlich konstant.
- Im DC Fall wird die elektrische Feldverteilung durch den Leitungsstrom und durch eventuelle Raumladungen im Isoliercompound bestimmt: Die spezifische Leitfähigkeit von Polymeren ist (unter anderem) stark temperaturabhängig, je wärmer desto leitfähiger: Das bedeutet, dass durch die unvermeidbare Veränderung des Temperaturgradienten in der Isolierung während des Betriebes sich beim Lastwechsel auch die Feldverteilung verändert bis hin zu Feldumkehr, d.h. das höchste elektrische Feld liegt nicht mehr an der inneren Leitschicht sondern an der äußeren Leitschicht vor. Damit ergeben sich örtlich und zeitlich veränderliche elektrische Feldbeanspruchungen.

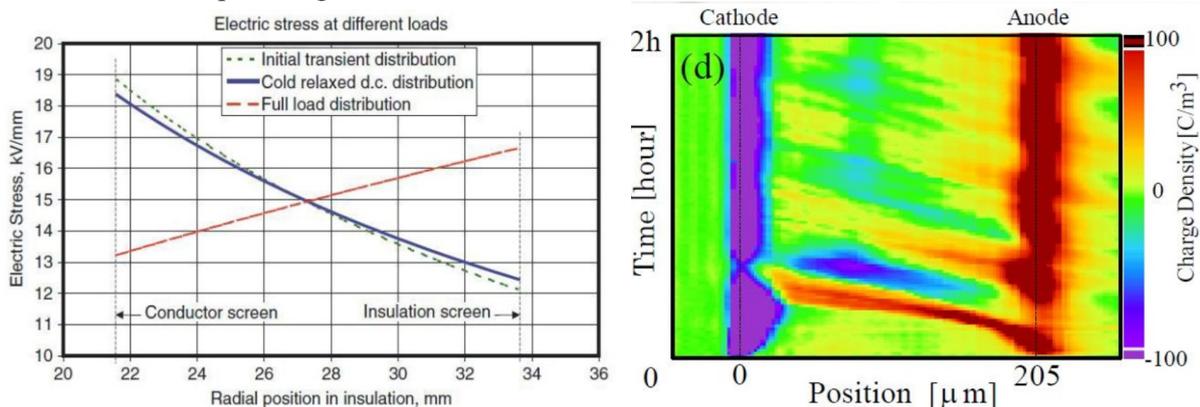


Figure 14. Feldverteilung bei HVDC Anwendung und Raumladungssakkumulationseffekte

Zudem sorgen polare Materialbestandteile für elektrische Feldverzerrungen, welche insbesondere bei Polaritätswechseln zu starken Feldüberhöhungen führen können. Diese polaren Materialbestandteile werden teils durch Vernetzungsspaltprodukte (peroxidische Vernetzung, siehe Bild unten), Injektion von Ladungsträgern an den Grenzschichten oder polare Zugaben (e.g. Materialstabilisatoren) generiert, sind innerhalb des Isoliersystem beweglich und können auch Akkumulationseffekte zeigen. Die Optimierung bzw. Kontrolle dieses „polaren Cocktails“ ist für die Anwendung als HVDC Kabeln mit hohen Betriebsfeldstärken unbedingt erforderlich. Dazu gibt es verschiedene Lösungsansätze [9]:

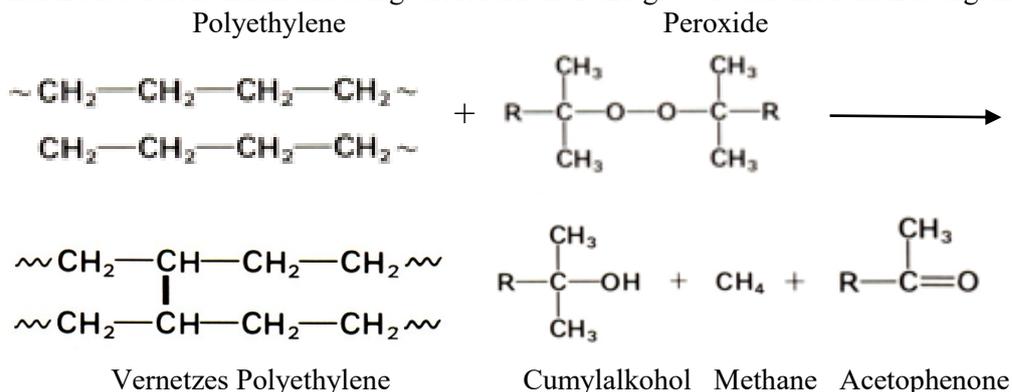


Figure 15. Peroxidische Vernetzung von VPE mit Generierung von polaren Spaltprodukten

### 1.) HVDC optimierte VPE Compounds

Bei HVDC optimierten VPE Compounds wird der „polare Cocktail“ weitestgehend reduziert, man spricht hier von der sog. „Chemical Cleanliness“: Die polaren Spaltprodukte werden durch optimierte Vernetzungsansätze reduziert, und weitere polare Zusätze auf ein Minimum gebracht. Das führt einerseits zu einem stark reduziertem Leitungsstrom und geringerem Risiko eines „thermal runaways“ und zum anderen auch zu geringeren Risiken durch raumladungsbedingten Feldstärkeüberhöhungen.

2.) VPE Werkstoffe mit Nano-Fillern

Werden äußerste kleine Metalloxid-Partikel (MgO, SiO) im sub- $\mu\text{m}$  Größenbereich im VPE-Compound fein verteilt, ändern sich die Materialeigenschaften bezüglich des Verhaltens von polaren Ladungsträgern deutlich: In einem größeren Bereich um diese nano-Filler herum werden alle polaren Bestandteile fest eingebunden und tragen damit nicht mehr für einen Ladungstransport bei. Das verhindert praktisch jeden messbaren Feldstärkeerhöhungseffekt durch polare Bestandteile und sorgt für einen extrem geringen Leitungsstrom in der Isolierung und keine messbaren Akkumulationseffekte.

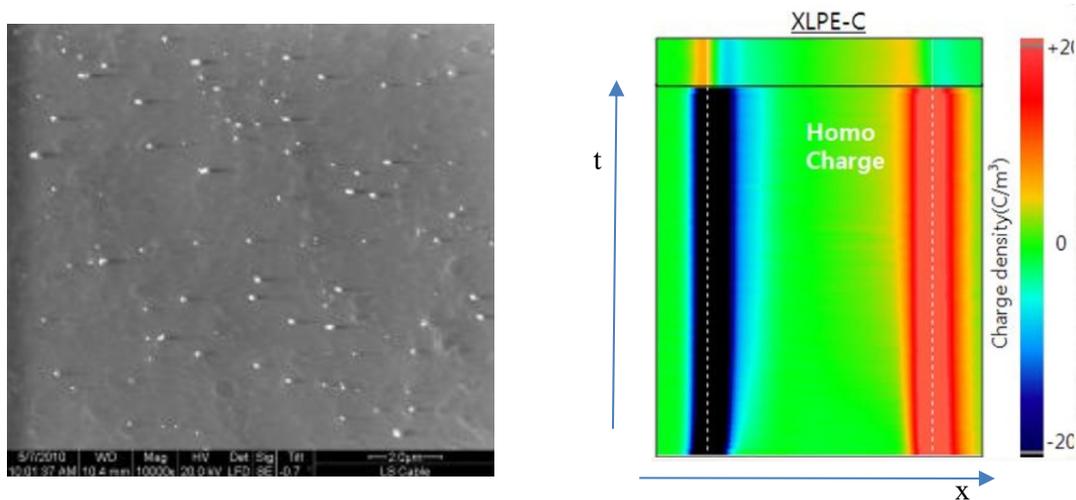


Figure 16. Links: REM-Mikroskopaufnahme von Nanofillern  $<1 \mu\text{m}$  eingebettet im VPE  
Rechts: Raumladungsakkumulation VPE mit Nano-fillern => keine Effekte

3.) Polymer Compounds auf Polypropylene Basis (HPTE-Materialien)

Eine wesentliche Quelle der Raumladungen bei Isolierwerkstoffen aus VPE stammt aus dem Vernetzungsprozess, welcher für die Verbesserung der mechanischen Eigenschaften des PE-Polymers notwendig ist. Andere Polymere, wie Polypropylen (PP) sind auch ohne Vernetzung mechanisch stabil und bedürfen keines Vernetzungsprozesses, welcher Raumladungen generiert. Hierzu werden hochreine PP-Werkstoffe mit Beimischungen unpolarer einfachen Polymerketten zur Erhöhung der mechanischen Elastizität verwendet. Diese Werkstoffe können ohne Vernetzungsprozess extrudiert werden und werden als HPTE-Materialien bezeichnet (High-Performance Thermoplastic Extruded).

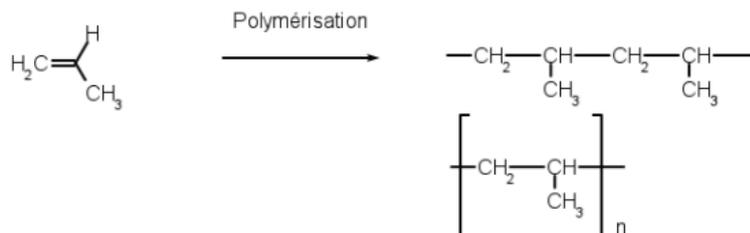


Figure 17. PP-basierte Polymerketten, unpolares Polymer ohne polare Spaltprodukte

Der Systementwicklung steht dabei unter der Herausforderung, das Zusammenspiel der unterschiedlichen Materialsysteme zwischen Garnitur und Kabel speziell für HVDC Beanspruchungen zu optimieren [12]: Die Materialeigenschaften müssen sowohl den Feldverläufen aufgrund des Verschiebungsstroms bei transienten Beanspruchungen (e.g. Stoßspannungen) als auch aufgrund der resistiven Strömen bei DC Beanspruchungen aufeinander angepasst werden. Da die resistiven Eigenschaften sowohl in der Garnitur als auch im Kabel temperatur- und feldabhängig sind (siehe Bild unten), müssen die Materialeigenschaften für alle Temperaturen aufeinander abgestimmt werden. Im untenstehenden Bild sind die Auswirkungen auf die elektrischen Feldbeanspruchungen exemplarisch dargestellt, wenn sich die spezifischen Leitfähigkeiten in Abhängigkeit von der Temperatur ändern. Die Bereiche der maximalen Beanspruchung innerhalb des Übergangs Kabel/Garnitur verändern sich mit dem Verhältnis der Leitfähigkeiten.

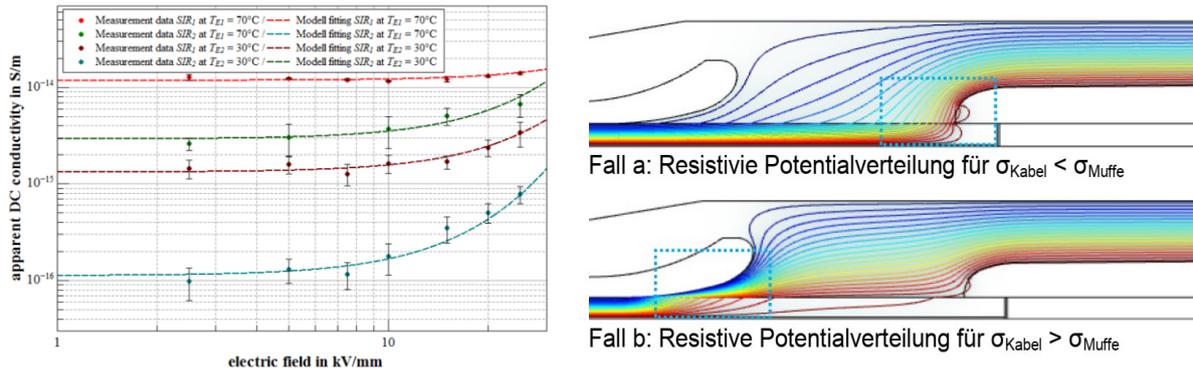


Figure 18. links: Materialeigenschaften der Garnitur  $\sigma = f(T,E)$  [13]  
rechts: Feldverlauf in der Muffe in Abhängigkeit der Leitfähigkeit [14]

#### 4 ÜBERSICHT DER EINGESETZTEN HVDC KABELTECHNOLOGIEN BEI DEN KORRIDORPROJEKTEN IN DEUTSCHLAND

Erfahrungswerte bei langen HVDC Landkabel-Systemen liegen in Deutschland in der Spannungsebene 320 kV seit ca. 10 Jahren vor, welche bei der Anbindungen der großen Offshore Projekten in der Nordsee gewonnen wurden. Diese Projekte haben lange Landkabelanteile von typischerweise 100 km Systemlänge und Übertragungsleistung von bis zu 1000 MW/System. Insgesamt sind hier mehr als 1000 km HVDC Kabel in Betrieb. Die Erfahrung mit der Kabeltechnologie ist als gut zu bezeichnen, hier sind keine wesentlichen Probleme aufgetreten. Bei der Garniturentechnik sind einige Frühausfälle durch Montagefehler und durch die Verwendung ungeprüfter Montagehilfsstoffe aufgetreten [15], die mittlerweile gelöst sind.

Die komplexen elektrischen Anforderungen für die neuen Anwendungen wurden dazu im Vorfeld der großen Trassenprojekte in einem gemeinsamen Qualifizierungsprotokoll durch alle deutschen TSO's auf Basis der letzten CIGRÉ Empfehlungen und gültigen IEC Vorschriften definiert [16, 17]. Dieses Protokoll wurde von allen Lieferanten durch umfangreichen Qualifikationsprüfungen erfüllt.

Dazu gehören u.a.:

- Typprüfungen, welche alle relevanten dielektrischen Anforderungen (+/-Udc, BIL mit DC Überlagerung, Lastwechsel, etc.) über einen Zeitraum von ca. 1 Monat überprüfen
- Präqualifikations-(PQ) Prüfungen, welche über einen längeren Zeitraum von 1 Jahr weitergehende thermomechanische Anforderungen und längere Zeitkonstanten bei der HVDC Beanspruchung u.a. mit Polaritätsumkehr abprüfen.

Bei beiden Tests werden bei nachfolgenden Untersuchungen an den demontierten Komponenten Hinweisen auf etwaige Schädigungen nachgegangen.



Figure 19. links: HVDC 525 kV Type Test [18], rechts: 525kV HVDC PQ test, 1 Jahr, 100m Kabel, [19]



Projekt	Südlink 2 x 2GW, 525kV West: 750km Ost: 700km HVDC Kabel: 2900km	Süd-Ost Link 1 x 2GW, 525kV Nord: 275km Süd: 250km HVDC Kabel: 1050km	Korridor „A“ 2 x 1GW, 400kV 2 x 320km DMR Kabel: 640km HVDC Kabel: 1280km
Lieferant			
A, 2050km	1500km DC-VPE	550km DC-VPE	
B, 2540km	1400km DC VPE	500km HPTE	640km HPTE
C, 640km			640km Nano-filler
Rote Abschnitte	HPTE (Polypropylene compound)		
Blaue Abschnitte	HVDC Optimiertes VPE		
Graue Abschnitte	Nano filler VPE		

+525kV

-525kV

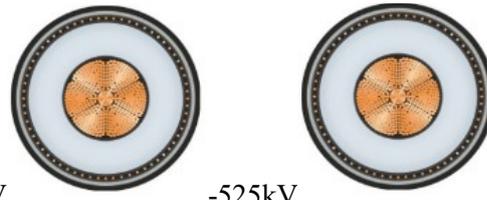


Figure 20. HVDC Korridorprojekte in der Umsetzung, „Korridor A“, „Südlink“, „Südostlink“ und Übersicht über eingesetzte Kabeltechnologie, bis zu 1 GW Übertragung pro Kabel typisches Kabeldesign +/- 525 kV Bipolarsystem (teilweise mit zusätzlichem DMR Leiter)

Bei den aktuellen großen Trassenprojekten in Deutschland werden alle der weiter oben beschriebenen Ansätze optimierter Isolierwerkstoffe für HVDC Anwendungen in den Spannungsebenen bis zu 525 kV eingesetzt [20]. Das Bild oben gibt eine Übersicht, bei welchen Trassen die verschiedenen Technologien eingesetzt werden. Typischerweise werden Kupferleiterquerschnitte von 2500-3000 mm<sup>2</sup> mit segmentierten oder Keystone Leitern eingesetzt bei Isolierwandstärken von 26 mm. Alle Projekte befinden sich zurzeit in der Abwicklung, wesentliche Kabelmengen sind bereits gefertigt worden. Die Verlegung, Montage und Inbetriebnahme ist für die nächsten Jahre geplant. Im Zuge des aktuellen Netzentwicklungsplan NEP 2023 ist noch ein weiterer Trassenausbau mit HVDC Kabelsystemen geplant, welche noch mehrere 1000 km 525 kV HVDC Kabel umfasst.

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiewende in Deutschland benötigt einen großen Trassenausbau im Übertragungsnetz, welcher wesentlich mit Höchstspannungskabeln umgesetzt wird.

Bei Wechselstromnetzen werden Teilverkabelungsprojekte umgesetzt, welche die Vorteile von Freileitung einerseits und unterirdischen Kabeln andererseits kombinieren. Hier liegen in der 400 kV Spannungsebene in Deutschland Erfahrungswerte mit VPE isolierten Kabeln seit mehr als 25 Jahren vor. Moderne Anwendungen reduzieren die Verluste wirksam. Immer längere Einzelkabelängen von mehr als 1000 m bis zu 2000 m reduzieren den Montageaufwand und die Anzahl der benötigten Verbindungsmuffen.

Für neue und längere Trassen wird die HVDC Technologie in Komplettverkabelung eingesetzt. Hier wurden in den letzten Jahren HVDC optimierte Isoliermaterialien entwickelt und komplette Systemlösungen für die 525 kV Spannungsebene qualifiziert. Die Technologien werden zurzeit in den ersten deutschen Korridorprojekten eingesetzt.

Da der Ausbau der Übertragungsnetze in den nächsten Jahren noch verstärkt werden muss, kommt den Kabelsystemlösungen sowohl für AC als auch für DC Anwendungen eine immer größere Bedeutung zu.

## LITERATUR

- [1] “Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045”, März 2024, Bundesnetzagentur
- [2] “380kV VPE Kabelanlage für einen Kraftwerksanschluß”, B. Jahnke et.al, elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 26, S. 1736-1743
- [3] “New 400kV XLPE long distance cable Systems, their first applicationfor the power supply of Berlin”, C. Hennigsen et.al., Cigré session 1998, Paris, paper 21-109
- [4] “VPE-Hochleistungskabel mit optimierten Leitereigenschaften”, S. Hansen, elektrizitätswirtschaft, Jg. 108 (2009), Heft 22-23, S. 52-55
- [5] “Innovative trends and solutions for EHV XLPE insulated cable systems“, J. Kaumanns, S. Ebert; Jicable 2023 conference, paper 401, Lyon
- [6] “Myths and Realities of Partial Undergrounding of 380 kV Electricity Powerlines”, Europacable brochure 2011
- [7] “Bodenschutz bei Erdverkabelung“, Vortrag Amprion, Dr. Brüggmann, 06. Juni 2018, Bonn
- [8] “400kV XLPE Insulated Cable Systems with dry plug-in outdoor termination”, J. Kaumanns et.al, Jicable 2007 conference, Paris
- [9] “HVDC cable systems – state of the art technologies and future trends”, J. Kaumanns, International HVDC conference, Republic of Korea, 2015
- [10] “The Gotland HVDC light project – experiences from trial and commercial operation”, A. Axelsson et. al. , CIREC publication, 2001
- [11] „Extrudierte VPE DC Erdkabeltechnologie sowie Erfahrungen bis 525kV – ein wichtiger Baustein für die deutsche Energiewende“, S. Ebert, F. Sill, J. Diederichs, VDE ETG Hochspannungstechnik, Berlin, 2016
- [12] “Herausforderungen, Untersuchungen und Lösungen polymerer Kabelsysteme für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung“, D. Häring, S. Ebert, J. Kaumanns; VDE Jahrbuch Anlagentechnik 2019
- [13] “Apparent DC conductivity of silicone rubber compounds”, D. Häring, F. Jenau, Conference on Dielectrics ICD, 2020.
- [14] “Evaluation of extruded HVDC cable systems“, D. Häring, G. Schröder, C. Freye, C. F. Niedik, S. J. Frobin, F. Jenau, VDE ETG Hochspannungstechnik, Berlin, 2018
- [15] “Recommendations to improve HVDC cable systems reliability”, 13. June 2019, Joint ENTSO-E and EUROPACABLE paper
- [16] “Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800 kV”, cigré SC B1, brochure 852, 2021
- [17] ”High voltage direct current (HVDC) power transmission“, DIN IEC 62895 (VDE 0276-2895): 2019-02
- [18] “Sumitomo Electric Completes Type Approval Test for 525kV DC Gas Insulated Switchgear Interface with Siemens Energy and Südkabel”, press release Sumitomo, 6. August 2020
- [19] “KEMA Labs tested Key Offshore Transmission System Components”, CESI press release 29. Juli 2021
- [20] “Extrudierte Kabel für HGÜ Anwendungen“, Vortrag J. Kaumanns, Fachtagung Energie, Werkstatt Kabel 2022, Kabel- und Kabelmesstechnik, 30.11. bis 01.12.2022, Wiesbaden



## **Die moderne Freileitung - Geschichte, Status, Zukunft einer erfolgreichen Übertragungstechnik**

**Herbert Lugschitz**

Cigre, SC B2 „Freileitungen“

Herbert.Lugschitz@cigre.org

Österreich

### **KURZFASSUNG**

Der Freileitungsbau beruht auf jahrzehntelangen Erfahrungen von Leitungsplanern, Errichtern und Betreibern. Im Vergleich mit der aktuellen Freileitungspraxis zeigt das den Weg der Technik, aber auch die Einstellung der Leitungsbauer und -Betreiber zu Technik und Natur, und wie sich diese Einstellung im Laufe der Jahre geändert hat. Der Blick in die Zukunft baut auf diesen Vorgangsweisen auf und umfasst Methoden, die wir heute als modern sehen, wissend, daß sich das Moderne ständig in Veränderung befindet.

Das in diesem Sinn heute Moderne an einer Freileitung beginnt bei der grundsätzlichen Planung und umfasst unter anderem eine sorgsame Trassenwahl zur geringsten Beeinflussung der Umwelt, sowie darauf folgend, die Art der Trassengestaltung und die Berücksichtigung der Biodiversität im Trassenraum. Moderne Leiterseile ermöglichen eine höherer Strombelastbarkeit zur Hochrüstung von bestehenden Leitungen. Glasfasern in den Erdseilen eröffnen einen neuen Telekommunikationsweg, Kunststoffisolatoren gestatten eine höhere Flexibilität bei der Gestaltung der Mastbauformen. Ein modernes Normenwesen ermöglicht eine auf die jeweilige Region abgestimmte Bemessung, ein neues Korrosionsschutzkonzept verringert Umweltbelastungen, und alternative Mastbilder können die Akzeptanz eines Projektes erhöhen. Dynamisches Thermal Rating kann zur Kapazitätserhöhung bestehender Leitungen beitragen, die Instandhaltung unter Mithilfe von Drohnen, Robotern und künstlicher Intelligenz ermöglicht eine präzise Zustandsbeurteilung.

Das alles zusammen bildet einen modernen Ansatz für die Planung, Errichtung und den Betrieb von Freileitungen.

## 1 EINLEITUNG

Wenn man von einer modernen Freileitung spricht, ist wie bei allen technischen Einrichtungen, ein Blick in die Vergangenheit hilfreich, um die Entwicklung zur heutigen Situation zu verstehen.

Der aktuelle, moderne Leitungsbau hat Anregungen aus vielen technischen Bereichen übernommen, aus der Kunststofftechnik für die Leiterseile und Isolatoren, aus der Meß- und Regeltechnik für den dynamischen Leitungsbetrieb, aus der Nachrichtentechnik für die Glasfaserleitungen in den Erd- und Leiterseilen, und Industriedesigner gestalten alternative Mastformen.

Die Erwartung für die Zukunft kann von der Gegenwart abgeleitet werden, mit allen schwer vorhersehbaren neuen technischen Entwicklungen, den gesellschaftlichen und politischen Erwartungen und Vorgaben an das Energiesystem, den wirtschaftlichen und auch finanziellen Möglichkeiten für die Bauweisen und Trassenführungen, sowie für die Rechtslage in den jeweiligen Ländern.

Freileitungen haben zwar auf der ganzen Welt die gleiche grundsätzliche Funktion, nämlich Strom zu transportieren, sehen aber oft von Land zu Land unterschiedlich aus. Das liegt an unterschiedlichen klimatischen Umweltbedingungen, denn zum Beispiel müssen Eis und Schnee, Wind und Stürme für die Leitungsauslegung in einem Land berücksichtigt werden, in einem anderen nicht oder weniger. Ebenso beeinflussen die Bodenverhältnisse, die Seehöhe, die Vorgaben für die Trassenwahl sowie die Anzahl der elektrischen Systeme auf den Masten die Planung und das Erscheinungsbild der Leitung. Ein wesentlicher Aspekt in der Betrachtung sind auch die Vorgaben aus dem Normenwesen und der Gesetzeslage, aber auch die Auswirkungen der Freileitung auf ihre Umwelt, für die ebenfalls unterschiedliche Bestimmungen oder Vorgangsweisen bestehen können. So kann es sein, daß der Begriff „modern“ unterschiedlich aufgefasst wird, aber das ist in anderen Bereichen unseres Lebens genauso.

## 2 GESCHICHTE

### Entwicklung der Spannungsebenen

Freileitungen sind eine alte, bewährte, und bis heute die weltweit meistverwendete Methode für die Übertragung von elektrischem Strom in großen Mengen an Land, auch über große Entfernungen. Die Technik ist einfach. Die elektrischen Leiter müssen voneinander und vom Erdpotenzial isoliert sein, die Freileitung verwendet dafür die Luft als Isoliermaterial. Die Leiter werden durch Klemmen fixiert und sind an Isolatoren aus Glas oder Porzellan - oder in neuerer Zeit aus Kunststoff – montiert und werden durch Maste in vorgegebenen Abständen vom Erdboden oder Objekten gehalten.

Nach einigen Versuchen ab 1873 in Frankreich begann der eigentliche Freileitungsbau 1891 mit einer 175 km langen 15kV-Leitung (später 25kV) auf 3.200 Holzmasten zwischen Lauffen am Neckar und Frankfurt am Main. Sie lieferte Strom für 1000 Glühbirnen und einen elektrisch betriebenen Wasserfall auf der Frankfurter „Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung“. Die Verluste lagen bei 22%. So eigenartig dieser Anwendungsfall heute erscheinen mag, so wichtig war er als Anshub für diese neue Technik; nicht nur für die Übertragung, sondern auch für den Einsatz von Transformatoren [1]. Kontinuierlich wurden die Betriebsspannungen erhöht und erreichten schon in den 50er Jahren die noch heute üblichen 380kV für Übertragungsleitungen im europäischen Netz, wie in Abbildung 1 dargestellt ist.

Damit Hand in Hand verlief die Gründung von Organisationen zur Normierung und auch zur Koordination internationaler Leitungen. Darunter sind die “International Electrotechnical Commission” 1906 (IEC), die “Conference International des Grands Resaux Electriques” 1921 (Cigre), die “World Energy Conference” 1924 (WEC) und die “International Union of Producers and Distributors of Electricity” 1925 (UNIPEDA). [2]

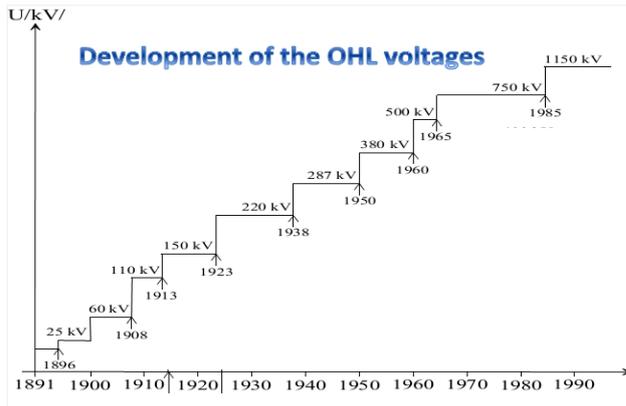


Abbildung 1, Entwicklung der Betriebsspannungen von Freileitungen seit 1891 [3]

### Mastformen, Beseilung

Trassen wurden vornehmlich nach technischen Aspekten gewählt, darunter eine gute Erreichbarkeit der Maststandorte, eine möglichst gerade Leitungsachse, geringe Kosten, günstige Bodenverhältnisse, ein technisches Optimum. „Zweckmäßigkeit“ war lange Zeit das Motto. Das wurde lange von der Öffentlichkeit akzeptiert, da der elektrische Strom heiß ersehnt war. Mit der Zeit wurden freilich auch weitere Aspekte, wie Abstandsferne von besiedelten Gebieten, elektrische und magnetische Felder, Störgeräusche, wichtige Planungskriterien.

Holzmaße waren nur bis zur Mittelspannung verwendbar, ab 110kV wurden Stahlgittermaste und auch Betonmaste eingesetzt (Abbildung 2).

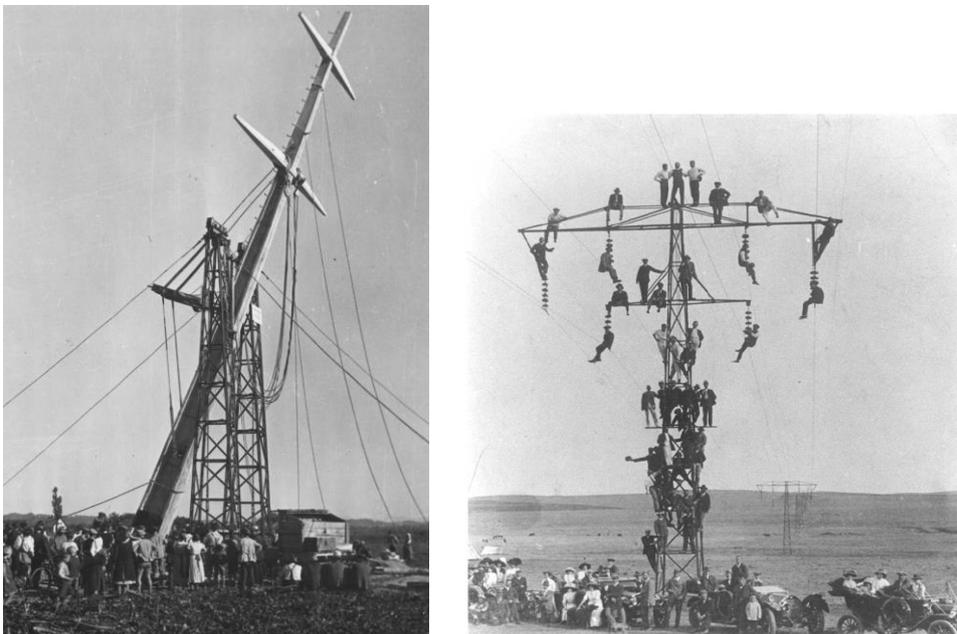


Abbildung 2, links: Aufkippen eines Betonmastes, rechts: „Maste sind stabil“, publikumswirksamer Festigkeits-Nachweis aus den 30er Jahren

In der Frühzeit des Leitungsbaues wurden Seile aus Kupfer verwendet. Mit größeren Spannweiten haben Seile aus Aluminium und aus Kombinationen von Aluminium (und dessen Legierungen) mit Stahlseilen im Kern zur Erreichung der mechanischen Festigkeit abgelöst, da diese leichter und einfacher zu verlegen sind. Sie haben sich durchgesetzt und sind heute Standard in vielen Ländern.

Es wurde immer häufiger überlegt, die technischen Planungsparameter für Maste mit ästhetischen Überlegungen zu verschneiden. Alternative Mastformen entstanden ab den 1950er Jahren in der ganzen Welt, und sind nach wie vor ein Hauptthema im Leitungsbau. Die Abbildung 3 zeigt Überlegungen dazu aus dem Jahr 1968.

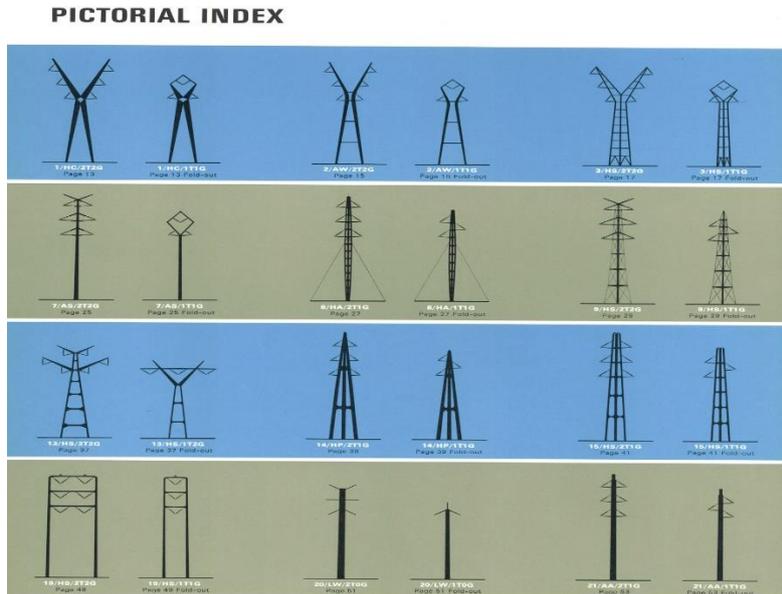


Abbildung 3, Überlegungen zu alternativen Mastbildern 1968 [4]

### 3 GEGENWART

In Ländern, in denen der Energietransport über sehr große Entfernungen mit mehreren hundert oder tausend Kilometern erfolgt, wurden Höchstspannungsleitungen mit über 1000kV errichtet, für Dreh- und Gleichstrom. In Mitteleuropa sind die Verbraucherzentren und Erzeugungsorte dichter bei einander, sodass auch für den überregionalen Stromtransport die Spannungsebenen 220kV und 380kV für Drehstrom ausreichen. Erste 500kV Gleichstromleitungen sind in Deutschland von Nord nach Süd geplant, die überwiegend als Kabelleitungen errichtet werden sollen. Abschnittsweise ist der Umbau bestehender 380kV Freileitungen auf 500kV Gleichstrom geplant.

#### Trassenplanung

In der modernen Planung wird zusätzlich zur Technik auch verstärkt die Wahrnehmung der Menschen und Rücksichten auf Fauna und Flora in die Planungskultur einbezogen. Der Beurteilung der Leitung in der Landschaft durch die betroffenen Menschen wird eine große Bedeutung beigemessen.

Die Planung auf Transparentpapier ist Vergangenheit. Es stehen nun Trassierungsmethoden aus der Luft zur Verfügung, durch Flugzeuge und Drohnen, die Planunterlagen im Grundriss und Längsprofile und Querprofile des Trassierungsbereiches liefern. Verschneidet man diesen Daten mit solchen für Ausschluss-Bereiche (z.B.: Wohnbebauungen, Schutzbereiche), für die Topographie, für Risikobereiche (Hangrutschungen, Hochwassergebiete), mit den Vorgaben der Landschaftsplanung und der Gesetzeslage und anderen, so ergibt sich daraus ein Trassenvorschlag, der nach Feinabstimmung durch die Planer die Grundlage für ein Genehmigungsverfahren bildet. Auch wenn eine Trasse nicht immer nach dem angestrebten Ideal und den Wünschen aller Beteiligten verwirklicht werden kann, so zeigt der moderne Ansatz dennoch ein verantwortungsvolles Planen und Bauen. Jedenfalls wird in der modernen Planungskultur auf die Minimierung des Landschaftsverbrauches und der Eingriffe geachtet, während des Baues und beim späteren Betrieb.

Das führt häufig zu zahlreichen Auswinkelungen der Trasse mit mehr Abspannmasten und deutlich höheren Errichtungskosten als bei einer überwiegend schnurgeraden Leitung.

## Trassengestaltung

In den meisten Fällen überspannen Freileitungen landwirtschaftlich genutzte Gebiete. In einzelnen Bereichen, zum Beispiel bei Querungen von Wäldern oder Aulandschaften, können Trassen Inseln für neuen Lebensraum innerhalb von Kulturlandschaften bilden, also die Funktion von Rückzugsgebieten haben, aber auch für die Ausbreitung von verschiedenen Arten von Fauna und Flora wichtig sein. Voraussetzung für eine solche Biodiversität ist ein Trassenmanagement, das an die jeweilige spezifische Situation angepasst ist. Ein gutes Beispiel dafür zeigt die Gestaltung einer oberösterreichischen Leitungstrasse in den Auen des Traun-Flusses. Der Neubau einer 220kV -Freileitung als Ersatz für eine 110kV-Leitung verläuft 1.200m im Landschaftsschutzgebiet dieser Aulandschaft. Mit der Einbindung von Experten in die Trassengestaltung ist es gelungen, die Trasse so anzulegen, daß sich unter den 680 gezählten Pflanzenarten im Trassenbereich, 17 aus der „Roten Liste“ der gefährdeten Arten neu angesiedelt haben.

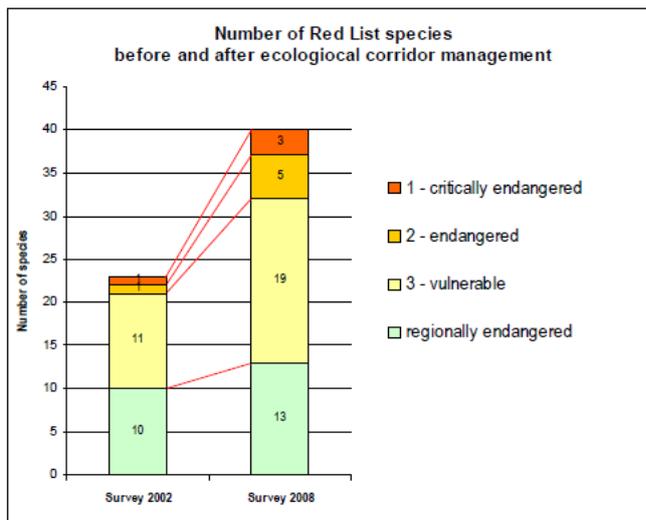


Abbildung 4: verbesserte Biodiversität in einer Leitungstrasse: 17 neue Pflanzenarten aus der „Roten Liste“ wurden in wenigen Jahren im Trassenbereich heimisch [5]

## Leiterseile, Erdseile

Übliche Leitermaterialien gestatten Betriebstemperaturen von 80°C, Hochtemperatur-Seile solche von 210°C und kurzzeitig auch darüber. Solche Seile bestehen aus besonderen wärmebeständigen Aluminiumlegierungen und Elementen aus Carbonfasern oder ähnlichen Materialien im Kern (High-Temperature-Low-Sag Leiter HTLS). Dadurch wird die Längendehnung bei zunehmender Seiltemperatur und damit auch die Zunahme des Seildurchhanges verringert. Umbeseilungen an Bestandsmasten mit solchen Seilen erlauben eine höhere Stromtragfähigkeit bei geringer Durchhangszunahme im Hochtemperaturbereich. Masterhöhungen und Verstärkungen lassen sich dadurch weitgehend vermeiden. Allerdings sind die elektrischen Widerstände der HTLS-Seile und die Verluste höher, was mit der zu erwartenden Häufigkeit des Hochtemperaturbetriebs gegenzurechnen ist.

Die Anlagenteile in den Umspannwerken müssen für die höheren Ströme und Leitertemperaturen natürlich ebenfalls ausgelegt sein.

Die Erdseile an den Mastspitzen können Lichtwellenleiter (Optical Ground Wire OPGW) zur Telekommunikation und für den Leitungsschutz mitführen.- In neuen Leitungen sind sie vielerorts Standard, auf älteren können sie nachgerüstet werden (Abbildung 5).

Auch die Maste haben Telekommunikationsfunktionen erhalten. Netzprovider montieren Antennen für den Telefon- und Internetempfang sowie für ihre Richtfunknetze. In manchen Ländern verpflichten die Telekommunikationsgesetze die Leitungsbetreiber dazu, solche Antennenmontagen zuzulassen. Dadurch wird die Anzahl von einzelstehenden sogenannten „Greenfield-Masten“ verringert.

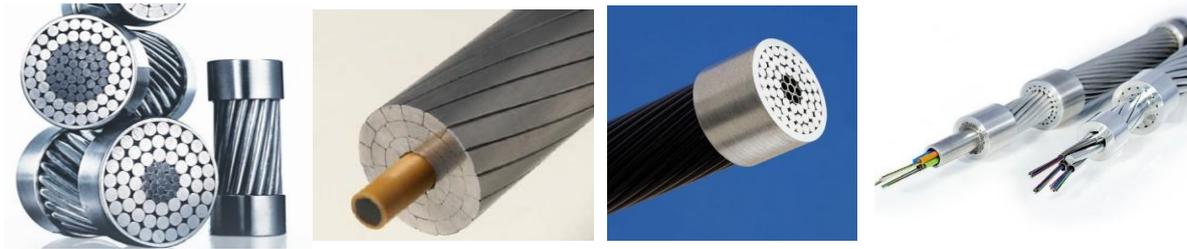


Abbildung 5, Hochtemperatur-Leiteseile (HTLS), links: Seil mit nur metallischen Hochtemperatur-Komponenten, Mitte links und Mitte rechts: Hochtemperaturseile mit nicht-metallischen Komponenten in den Seilkernen, rechts: Erdseil mit integrierten optischen Fasern OPGW; (Quellen: 3M, CTC, Lumpi-Berndorf)

## Isolatoren

Mit Isolatoren aus Porzellan und Glas hat der Leitungsbau begonnen. Sie haben sich bewährt, und sind bis heute erfolgreich in Verwendung. Sie werden zur Erreichung der erforderlichen Isolierlänge aus Kappen zusammengesetzt, bei Porzellanisolatoren der höheren Spannungsebenen werden in Europa gerne Langstab-Vollkernisolatoren eingesetzt. Seit vielen Jahrzehnten sind weltweit Isolatoren aus Kunststoffen in Verwendung. Sie haben einen Kern aus glasfaserverstärktem Kunststoff, der mit einer Hülle aus Silikonkautschuk umgeben ist und ermöglichen sehr flexible Mastbauformen.

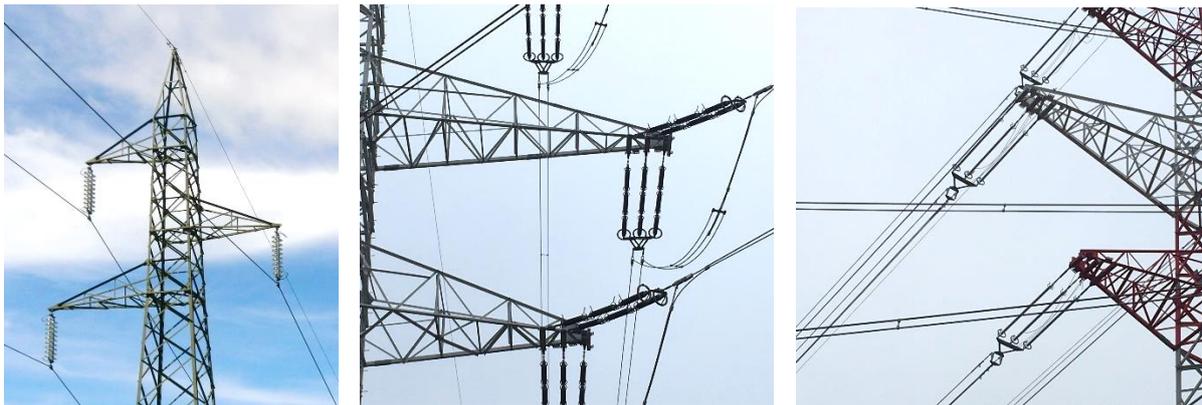


Abbildung 6, links: 110-kV-Mast mit Glaskappen-Isolatoren; Mitte: 380-kV-Mast mit dreifach-Porzellan-Langstabisolatoren; rechts: 380-kV-Mast mit dreifach-Kunststoffisolatoren (Quelle: Autor)

## Normenwesen

Das Normenwesen hat große Bedeutung für die Technik, wird aber oft unterschätzt. Es bringt Sicherheit für die technischen Einrichtungen und Bauwerke, für die Anwender und die allgemeine Öffentlichkeit, und dem Techniker bringt die Norm Planungssicherheit. CENELEC als europäisches Normungsinstitut für die Elektrotechnik vereinheitlichte 2012 für die Mitgliedsstaaten ein semi-probabilistisches Bemessungskonzept für Freileitungen in der Euronorm EN50341; für die Maste angelehnt an Eurocodes. Damit wurde ein auf Eintrittswahrscheinlichkeiten und Erfahrung basierendes Bemessungskonzept eingeführt. Durch die europaweite Gültigkeit der Norm entfallen Handelshemmnisse, die zuvor durch unterschiedliche Bemessungsweisen bestanden.

## Erscheinungsbild

Freileitungen unterliegen einer subjektiven Bewertung durch den Menschen mit seinen individuellen Empfindungen. Häufig liegt die Sichtbarkeit an erster Stelle der Beurteilung. Es wird deshalb von den

Planern angestrebt, die Leitung in die Landschaft zu integrieren. Das ist leichter in hügeligen oder bergigen bewaldeten Gebieten, wo die Leitungen mit der Landschaft verschmelzen können und die Leiterseile und Maste sogar mit einem geeigneten Anstrich dem Hintergrund angepasst und damit getarnt werden können. In flachem Gelände ist das naturgemäß schwer möglich. Hier kann ein alternatives Mastbild helfen, das vom Betrachter als ästhetisch und harmonisch wahrgenommen werden kann. Das ist auch nicht leicht zu erreichen, aber Beispiele zeigen, daß es gelingen kann. Kompaktmaste, also solche mit verringerten Mastdimensionen, zielen in die gleiche Richtung.

Beispiele für alternatives 380kV-Mastdesign aus Europa zeigt die Abbildung 7. Das Mastbild „Wintrack“ wurde in den Niederlanden zu hunderten gebaut. Der Typ „eagle“ könnte zum neuen Standardmast in Dänemark werden.



Abbildung 7: 380kV Doppelleitungen, links Mastbild „eagle“ in Dänemark (Bystrup Architekten), rechts Mastbild „Wintrack“ der Tennet in den Niederlanden (Autor)

Jedes Leitungsprojekt ist für sich gezielt auszuarbeiten. Ob beispielsweise „viele niedere Maste“ oder „wenige hohe Maste“ das Optimum sind, muss von Fall zu Fall entschieden werden. Abhängig vom Landschaftstyp und dem Umfeld einer Leitung kann die höchstmögliche Integration in die Umgebung oder auch die absichtliche Hervorhebung der Leitung die Lösung sein. In diesem Sinne gibt es auch künstlerisch gestaltete Maste. Beispiele dazu sind bei einem Design-Wettbewerb der französischen EDF entstanden (Abbildung 8).

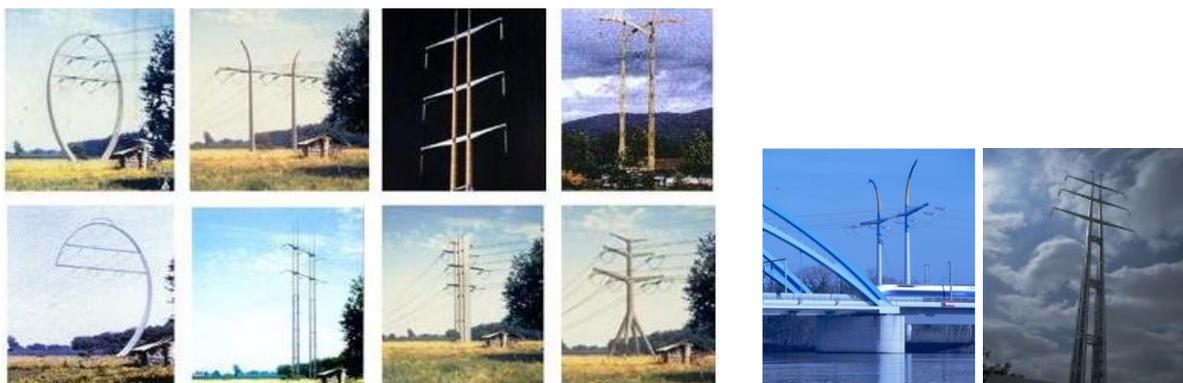


Abbildung 8 links: Maststudien aus einem Design-Wettbewerb der EDF, rechts: ausgeführte Maste [6]

Maste aus Kunststoff sind in Mittelspannungsleitungen seit vielem Jahren im Einsatz und werden auch für die Spannungsebene ab 110kV als Rohrmaste und Gitterfachwerke mehr und mehr überlegt. In den USA und China sind solche Leitungen für 220kV bereits in Betrieb. Kunststoffmaste sind elektrisch nicht leitend und bieten dadurch Vorteile für Kompaktleitungen. Wissenschaft und Industrie sind dabei, noch bestehende elektrische und mechanische Probleme zu lösen.

## Korrosionsschutz, Beschichtung

Maste aus Stahl müssen gegen Korrosion geschützt werden. Verzinken und nach einigen Jahren Beschichten der Maste - nachdem die Zinkschicht abgewittert war – ist oft die Praxis. Zielführender und umweltfreundlicher ist jedoch, die Mastbauteile unmittelbar nach der Verzinkung im Werk zu beschichten. Das erfolgt mit wasserlöslichen Lacken unter definierten Bedingungen. Für diesen stabweisen Beschichtungsprozess hat sich der Name „in-factory-DUPLEX-System“ eingebürgert. Die Beschichtung passiert unabhängig vom Wetter (Temperatur, Feuchtigkeit, etc.), kann unabhängig von der Saison ganzjährig erfolgen, hat eine gleichmäßige Schichtstärke und definierte Qualität, der Zinkabtrag wird vermieden. Der Zeitraum von der Errichtung der Leitung bis zur ersten Beschichtung von früher 20 bis 25 Jahren kann durch das DUPLEX-Verfahren auf 45 Jahre und darüber erweitert werden. Das alles führt zur geringstmöglichen Umweltbelastung durch den Korrosionsschutz [7].

Die Beschichtung ermöglicht gleichzeitig, die Leitung mit einer entsprechenden Farbanpassung zu „tarnen“. Abbildung 9 zeigt zwei 380kV-Maste. Deutlich sichtbar ist links in Bild ein verzinkter grauer Mast. Rechts daneben steht ein dunkelgrün beschichteter Mast, der gegen den Hintergrund getarnt ist, und von dem nur die Fundamentsockel zu sehen sind. Bei dieser Leitung sind auch die Seile tarnbeschichtet.

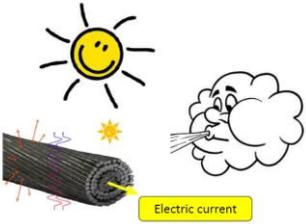


*Abbildung 9, 380kV „Tarnleitung“ in Tirol, links unbeschichteter verzinkter grauer Mast, rechts daneben dunkelgrün beschichteter Tarn-Mast - nur an den Fundamentsockeln zu erkennen [2]*

## Thermal Rating – Dynamischer Leitungsbetrieb

Die Angaben für die Strombelastbarkeit von Leitern in Normen und Produktdatenblättern haben festgelegte Umgebungstemperaturen und Windgeschwindigkeiten zur Grundlage. Stärkerer Wind oder geringere Umgebungstemperaturen kühlen den Leiter jedoch und gestatten eine höhere Strombelastbarkeit der Leiter. Thermal Rating berücksichtigt das und errechnet aus den zum jeweiligen Zeitpunkt tatsächlich vorherrschenden Wetterwerten höhere gestattete Strombelastbarkeiten. Dieser dynamische Leitungsbetrieb ist heute bereits Standard bei vielen Netzbetreibern und wird sich in Zukunft noch stärker durchsetzen.

Unterschiedliche Systeme für thermal rating basieren auf Messungen von Wind, Solarstrahlung, Umgebungs- und Leitertemperaturen, Bodenabständen, Schwingungsverhalten. Aus diesen Werten errechnen sich die aktuell gestatteten Stromwerte, auch unter Berücksichtigung der momentanen Netzauslastung und des n-1-Prinzips. Den beispielhaften Zusammenhang zwischen den Hauptparametern Umgebungstemperatur, Wind, und Strombelastbarkeit zeigt Abbildung 10.



	Umgebungs- temperatur	Wind- geschwindigkeit	Strom
	35 °C	0,6 m/sec	100 A
	20 °C	0,6 m/sec	115 A
	20 °C	2 m/sec	150 A

Abbildung 10: beispielhafter Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Strombelastbarkeit [3]

### Instandhaltung

Bei der Leitungsinstandhaltung ist der Einsatz von Robotern in zahlreichen Formen zum Standard geworden. Drohnen sind heute nicht nur mit Kameras für Video und Standbild ausgerüstet, sondern auch mit Geräten etwa zur Erkennung von Koronaphänomenen, und für die Thermovision zur Erkennung des Zustandes von Klemmen und Armaturen. Die Drohnen können eine Leitung selbstständig abfliegen und kehren nach erfolgter Kontrolle wieder an den Ausgangspunkt zurück. Die Beurteilung der Leiterseile erfolgt durch Roboter, die auf den Seilen entlangfahren können.

Für die Auswertung der Daten wird immer häufiger künstliche Intelligenz herangezogen.

### Lebenszyklus

Bei der Demontage einer Leitung, am Ende der Lebensdauer, die bei entsprechender Ausführung und Instandhaltung 100 bis 120 Jahre betragen kann, werden heute nahezu alle Materialien wieder verwendet. Die Maste aus Stahl und die Erdungsanlagen werden eingeschmolzen, ebenso die Leiterseile aus Aluminium und Stahl. Seile mit nichtmetallischen Elementen wie Kerndrähten aus Karbonfasern oder Faserverbindungen sind aufwändiger zu recyceln. Maste aus Beton und die Betonfundamente werden zerkleinert, geschreddert und z.B. im Straßenbau verwendet.

## 4 ZUKUNFT

Das historisch gewachsene Hochspannungsnetz, unterschiedliche Eigentümer und Betreiber sowie die sicherheitstechnischen Vorschriften, die Gesetzeslage und die Vorstellungen unserer Gesellschaft sind die Rahmenbedingungen für den Betrieb und den Umbau oder Ausbau der Netze in Zukunft. Die schon heute vorhandenen und verfolgten Wege für den Netzausbau werden weiterhin die Grundlagen sein:

- Leitungsneubau
- Tausch von Komponenten an bestehenden Leitungen (z.B. andere Leiter mit höherer Stromtragfähigkeit – Low Sag High Temperature Conductors)
- Erhöhung der Betriebsspannung an bestehenden Leitungen (z.B. von 220 kV auf 380 kV) und Umwandlung von AC-Leitungen auf DC-Betrieb. Dazu laufen intensive Untersuchungen.
- Anwendung von Thermal Rating und dynamischem Leitungsbetrieb auf Bestandsleitungen

Ökologische Rücksichtnahmen auf die Umgebung der Leitungen und insbesondere auf den Trassenraum werden bedeutende Entscheidungsparameter bleiben und vermutlich stärker beachtet werden.

Die enormen Fortschritte der künstlichen Intelligenz werden sich auch bei der Planung von Freileitungen und deren Instandhaltung niederschlagen.

## 6 ZUSAMMENFASSUNG

Freileitungen sind weltweit die am meisten verwendete Methode für den Transport von elektrischer Energie. Es ist abzusehen, daß das über einen längeren Zeitraum so bleiben wird. Die Energiewende basiert zu einem großen Teil auf dieser Übertragungstechnik.

Die Planer und Hersteller von Freileitungen und ihren Komponenten befinden sich in der vordersten Front des technischen Wissens auf ihrem Gebiet und helfen damit, die Akzeptanz der Projekte bei der Bevölkerung zu erhöhen und auch die Effizienz der Energieübertragung zu steigern.

Als heute moderne Betriebsmittel und Vorgangsweisen im Leitungsbau sind dabei hervorzuheben:

- Trassenplanung zur geringsten Beeinflussung der Umwelt
- Trassengestaltung und die Berücksichtigung der Biodiversität
- Leiterseile mit höherer Strombelastbarkeit zur Hochrüstung von bestehenden Leitungen
- Erdseile mit Glasfaser-Kommunikationsleitungen für die Telekommunikation und Schutz
- Kunststoff-Isolatoren für eine höhere Flexibilität in der Mastgestaltung
- Ein modernes Normenwesen auf probabilistischer Grundlage
- Erscheinungsbild, alternative Mastformen für eine bessere Akzeptanz
- Korrosionsschutz und Beschichtung zur Erhöhung der Bestandsdauern
- Dynamisches Thermal Rating zur Kapazitätserhöhung bestehender Leitungen
- Instandhaltung unter Mithilfe von Drohnen, Robotern und künstlicher Intelligenz

Alle diese Aspekte werden auch den Freileitungsbau der Zukunft prägen.

## LITERATUR

- [1] Palic M., Papailiou K., Schultz G. "Freileitungen und Kabel in Hoch- und Höchstspannungsnetzen", expert Verlag Tübingen, 2022
- [2] Cigre Green Book "Overhead Lines", Springer Verlag 2017
- [3] Cigre Green Book "Electricity Supply Systems of the Future", Springer Verlag 2020
- [4] Lummis, Bandel, Conlin, Perrone, Dreyfuss & Associates, Severud, Sturm, "Electric Transmission Structures – a design research program", Electric Research Council, 1968
- [5] Hagen A., Lengacher F., Aberle S., Minichberger H., Lugschitz H., "Overhead line in a protected floodplain woodland "Extended Ecology" as basis for OHL planning and maintenance, CIGRE 2010, B2-107-2010
- [6] Cigre Technische Broschüre 416 "Innovative Solutions for Overhead Line Supports", Paris 2010
- [7] Lugschitz H., Ernst A., Gros T. "corrosion protection of steel towers and camouflage of lines using the DUPLEX-system", B2-213, CIGRE Session Paris 2004

## **Inbetriebnahmeprüfungen an Kabeln der primären Verteilernetzebene**

**Uwe Kaltenborn    Peter Coors**  
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH  
u.kaltenborn@highvolt.com  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Kabelsysteme spielen in Netzen der primären Verteilerebene eine zunehmende Rolle. Während für Windparks und hier insbesondere die Offshore-Windparks keine Alternative zum Kabel zur Verfügung steht, nimmt der Verkabelungsgrad bis zur 110 kV-Ebene stetig zu. Die Verfügbarkeit von Kabeln mit ca. 92 % führt zu komplexeren Netztopologien und Redundanzen. Um die Verfügbarkeit grundsätzlich zu verbessern, müssen die Ausfallursachen diskutiert werden. Mit einer Ursachenquote von 57% steht hier die Installation von Kabelsystemen im Fokus. Eine Lösung ist die Inbetriebnahmeprüfung vor Ort.

Im Vergleich der Prüfmethoden zeigen Wechsellspannungsprüfungen im Bereich der Betriebsfrequenz aufgrund der in diesem Beitrag diskutierten physikalischen Schadensmechanismen einen Vorteil. Deshalb wird nach IEC bei Hochspannungskabeln ausschließlich dieses Verfahren angewandt. Dazu wird das Konzept der Resonanzprüfung und die Varianten der Prüfschaltungen diskutiert.

Für den Bereich der Mittelspannungskabel müssen weitere Kriterien wie die Kritizität des Kabels, die Komplexität der Prüfung aufgrund von Größe und Gewicht des Prüfsystems und die Logistik vor Ort stärker berücksichtigt werden. Mit Fokus auf die primäre Verteilernetzebene wird auf die Inbetriebnahmeprüfung von Offshore-Array-Kabeln und Kabeln in städtischen Netzen eingegangen und für diese Anwendungen entwickelte Resonanzprüfanlagen vorgestellt. Während für die Offshore-Prüfanlage Gewichtsbeschränkungen und die Zertifizierung für den Seetransport und Kranverladung über offenes Wasser wesentliche Randbedingungen sind, spielen bei der Prüfung im städtischen Netz die Flexibilität der Prüfanlage bei Transport, Aufstellung und Betrieb eine übergeordnete Rolle.

In beiden Anwendungen hat sich die Modularität von Einspeisung, Umrichter, Erregertransformator, Prüfdrossel und Prüflingsanschluss über Koppelkapazität und Sperrimpedanz als Schlüssel zum Erfolg dargestellt. Aufgrund der stark unterschiedlichen Einsatzbedingungen ergeben sich jedoch für beide Anwendungen unterschiedliche Module. Beiden gemeinsam ist wiederum die langfristige Anschlussfähigkeit im Falle eines weiterwachsenden Bedarfs bei der Prüfleistung. Eine Parallelschaltung der Prüfdrosseln und bei Bedarf der Einspeisung ist in beiden Fällen gewährleistet, ebenso eine serielle Verschaltung zur Erhöhung der Prüfspannung.

Im Ausblick wird auf die Fragestellung höherer Erzeugungsleistungen und Leistungsdichten in Windparks sowie die regionalen marktspezifischen Anforderungen für die Prüfungen von Kabeln in städtischen Netzen eingegangen.

## 1 EINLEITUNG

Das Verteilernetz soll hinsichtlich seiner Funktionen in zwei Ebenen unterteilt werden. Die primäre Verteilernetzebene dient der Energieverteilung an Unterstationen im Bereich der Spannungsebene 10 bis 110 kV, während die sekundäre Verteilernetzebene den Anschluss der Endkunden im Wesentlichen über Ortsnetzstationen der Spannungsebenen 0,4 bis 10 kV sicherstellt. Hier soll sich auf die primäre Verteilernetzebene konzentriert werden.

Um die Verfügbarkeit und die Resilienz der Stromversorgung in der Fläche zu gewährleisten, werden in städtischen Netzstrukturen schon seit mehr als 120 Jahren Kabel als bevorzugtes Verbindungselement eingesetzt. In den letzten Jahren hat auch der Verkabelungsgrad im ländlichen Raum bis zur 110 kV Ebene zugenommen, was sich auch im Gesamtverkabelungsgrad der Verteilernetze abbildet (Abb. 1). Von 2007 bis 2021 nahm hier der Verkabelungsgrad von 47 % auf 67 % zu.

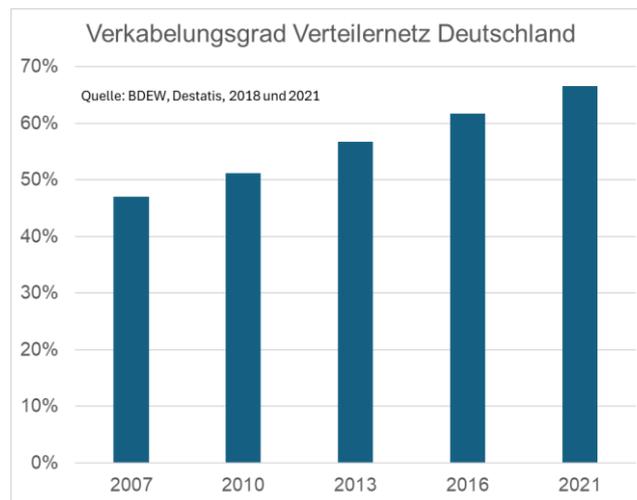


Abb. 1: Verkabelungsgrad der deutschen Verteilernetze von 2007 bis 2021 mit Daten aus [1]

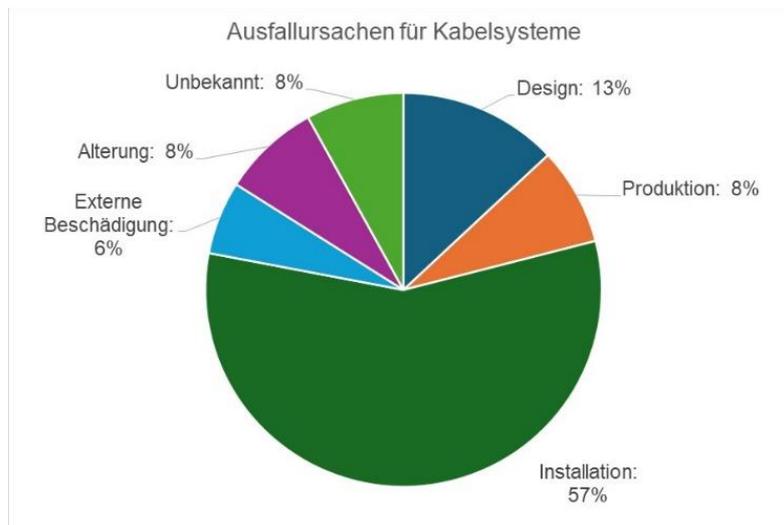


Abb. 2: Ausfallursachen für Kabelsysteme [2]

Betrachtet man das Kabel für sich isoliert, so ist seine Verfügbarkeit mit ca. 92 % deutlich geringer als die der Freileitung mit 99%. Daher sind für Kabel entsprechende Maßnahmen zu ergreifen die Betriebszuverlässigkeit zu erhöhen. Analysiert man die Ausfallursachen von Kabelsystemen (Abb. 2) so fällt auf, dass die wesentliche Ursache mit 57 % durch Fehler bei der Installation gegeben ist. Um dieses Risiko zu minimieren, ergibt sich daraus die Notwendigkeit für eine geeignete Inbetriebnahmeprüfung von Kabelsystemen nach der Verlegung.

## 2 PRÜFUNGEN AN KABELN FÜR VERTEILERNETZE

Für Kabel der primären Verteilernetzebene gelten die folgenden Normen: IEC 60840 [3], sowie IEC 60502-2 [4] und IEC 60502-4 [5]. Hier werden Vorgaben für das Design sowie dessen Qualifikation im Rahmen der Typ- und Pre-Qualifikation definiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass vor allem die mechanischen Aspekte der Kabelverlegung einen großen Einfluss auf das Design haben. Grundsätzlich erfordern die Herstellungstechnologien extrudierter Kabel mechanisch bedingte Mindestdicken für das Isoliermedium, die eine dielektrische Festigkeit weit über den reinen elektrischen Anforderungen aufweisen. Es ist zu beachten, dass die mechanische Beanspruchung des Kabels während der Fertigung, des Transports, der Verlegung und auch der Montage von Kabelmuffen und Endverschlüssen zur Vorschädigung des Isoliersystem führen kann. Für die primäre Verteilernetzebene ist anzunehmen, dass nahezu alle Muffen und Endverschlüsse auf vorgefertigten Garnituren basieren. Alternativ kann auf die veraltete und fertigungstechnische sehr komplexe Technik der Schichtmuffen zurückgegriffen werden. Hierbei wird die Isolation der Muffen in Form von Bändern, die verklebt oder verschmolzen werden, vor Ort manuell hergestellt.

### 2.1 Entwicklungs- und Typprüfungen

Grundsätzlich schreiben die einschlägigen Standards elektrische und nichtelektrische Typprüfungen vor. Die nichtelektrischen Typprüfungen beziehen sich auf die Homogenität von Dimensionen, den mechanischen Grenzlast-Eigenschaften und den Eigenschaften der verwendeten Materialien.

Die dielektrische Typprüfung erfordert allgemein folgende Prüfsequenz:

- 1) Biegetest mit anschließender Teilentladungsbewertung
- 2) Messung des Verlustfaktor
- 3) Zyklische Erwärmungsprüfung mit anschließender Teilentladungsbewertung
- 4) Impulsspannungsprüfung mit anschließender Nennstehspannungsprüfung für 15 min
- 5) Wechselspannungsprüfung bei  $4 U_0$ .

Für Kabel mit  $U_m$  größer 30 kV sind weiterhin Pre-Qualifikationsprüfungen vorgeschrieben. Dafür wird ein Kabelsystem besteht aus einer Kabelschleife mit zwei Endverschlüssen sowie mindestens zwei Muffen aufgebaut. Dieser Prüfling wird wiederkehrend mit der Typprüfsequenz beaufschlagt, um das Langzeitverhalten des gesamten Systems bewerten zu können.

### 2.2 Stückprüfungen in der Fertigung

Aus den Typprüfungen werden die Anforderungen an die Stückprüfungen im Rahmen der seriellen Fertigung abgeleitet. Hierzu sind folgende Prüfungen durchzuführen:

- 1) Widerstandsmessung des Innenleiters
- 2) Teilentladungsmessung
- 3) Wechselspannungsprüfung bei  $3,5 U_0$
- 4) Mantelstromprüfung

Diese Prüfungen dienen zur Sicherstellung der Qualität der gefertigten Kabel und werden entweder an der gefertigten Länge des Kabels (Turntable oder Waggon-Lagerung) oder an einer konfektionierten Kabeltrommel geprüft. Diese Prüfungen werden auch an vorgefertigten Kabelgarnituren durchgeführt.

### 2.3 Vor-Ort-Prüfungen zur Inbetriebnahme

Ein wesentlicher Aspekt für die Inbetriebnahme eines Kabels ist es, sicherzustellen, dass die Installationsarbeiten hinreichend korrekt durchgeführt wurden. Gerade die Montage von Garnituren wie Endverschlüsse und Muffen sind kritisch. Auch wenn die Garniturenkörper seriengefertigt und stückgeprüft auf die Baustelle geliefert werden, erfordert die Montage am Kabel eine umfassende gute Ausbildung und viel praktische Erfahrung. Daher ist es empfehlenswert, nach der Installation eine Inbetriebnahmeprüfung durchzuführen. Hierfür gibt es verschiedene Ansätze in den Normen. Grundsätzlich sind Gleichspannungsprüfungen an extrudierten Wechselspannungskabeln kritisch zu sehen, weswegen von ihrer Anwendung in den Normen abgeraten wird. Durch das Anlegen einer Gleichspannung können

Raumladungen im extrudierten Material erzeugt und manifestiert werden. Bei einer anschließenden Beaufschlagung mit Wechselspannung kann dies zu lokalen Feldüberhöhungen führen, die zur frühzeitigen Alterung beitragen oder sich zu einem elektrischen Durchschlag entwickeln können. Aus diesem Grund ist eine Wechselspannungsprüfung durchzuführen. Allerdings ergeben sich aus den Normen ebenfalls unterschiedliche Anforderungen (siehe Tabelle 1). Zur Bewertung der Kabelgarnituren ist eine begleitende TE-Messung empfehlenswert.

Tabelle 1: Prüfverfahren zur Inbetriebnahme von Kabeln

Kabel	Norm	SOAK-Test	Resonanz	VLF
> 6kV < 36 kV	IEC 60502	X	X	X
>30 kV bis 150 kV	IEC 60840	X	X	nicht zulässig
	Prüfspannung	$U_0$	$1,73 U_0$	$3 U_0$
	Frequenz	50/60 Hz	20-300 Hz	0,1 Hz
	Dauer	24 h	15 min / 1h	15 min

## 2.4 Diagnosemessungen

Es stellt sich im Laufe des Betriebes immer wieder die Frage nach dem Zustand des Kabels. Hierzu werden verschiedenste Methoden angeboten, bei denen sich Prüfspannungen, Mess- und Auswerteverfahren stark unterscheiden. Jede dieser Methoden hat ihre Vor- wie auch Nachteile. Grundsätzlich gibt es kein singuläres Verfahren, das eine vollumfängliche Diagnose gesichert ermöglicht. Daher gibt es für Diagnosemessungen an Kabel keine Empfehlungen in den Betriebsmittelnormen. Hier definiert die eingesetzte Mess- und Auswertemethodik die notwendige Prüftechnik und Spannungsform.

## 3 KABELPRÜFMETHODEN - VERGLEICH ZULÄSSIGER PRÜFVERFAHREN

Konsequent wurden über Jahrzehnte verschiedene technische Lösungen mit unterschiedlichen Spannungsverläufen entwickelt. Verfügbar sind Verfahren mit Spannungsformen nahe der Betriebsfrequenz (10 - 300 Hz) und Alternativen wie Very Low Frequency (VLF bei 0,1 Hz), Damped Alternating Voltage (DAC) und Direct Current (DC) [6]. Alle diese Techniken werden bei der Prüfung und Diagnose von Kabeln eingesetzt. Ihre Betriebsbedingungen und Formen der Prüfspannung sind in verschiedenen Normen wie IEC 60840 [3], IEC 61442 [7] definiert und werden in der CIGRE-Broschüre Nr. 490 [8] diskutiert.

Die Anwendung gleicher Prüftechniken auf Mittelspannungs- (MS) und Hochspannungskabelsysteme (HS) kann zu unterschiedlichen Ergebnissen führen, da die durchschnittliche elektrische Feldstärke und die radiale Verteilung des elektrischen Feldes in Abhängigkeit des Kabeldesign mit der Nennspannung zunehmen. Dies ist auch einer der Hauptgründe, warum bei Mittelspannungskabeln in Abhängigkeit von der Spannungsform unterschiedliche Amplituden und Prüfdauern angewendet werden: bis zu  $3 U_0$  für VLF und  $2 U_0$  für Wechselspannungen (10 - 300 Hz) [7], [3].

Die Konstruktion und die verwendeten Materialien von MS- und HS-Kabeln sind unterschiedlich. Das hat Einfluss auf das Verhalten im Falle von Defekten und die resultierende Bildung von Raum- bzw. Teilentladungen in extrudierten Kabeln. Bei Wechselspannungskabeln liegt der Hauptunterschied in der durchschnittlichen elektrischen Feldstärke. Bei MS-Kabeln liegt sie typischerweise im Bereich von 3 ... 5 kV/mm und bei HS-Kabeln im Bereich von 13 ... 17 kV/mm. Dies unterstreicht, dass das TE-Verhalten, wie z. B. die Anfangsspannung und die Verzögerungszeit bis zum TE-Eintritt, wesentlich von der Fehlerart, der Fehlerposition im Kabel, der angelegten Prüfspannung, der Prüffrequenz und der Prüfdauer abhängt.

Vor dem Versand werden extrudierte Kabel im Werk einer Routineprüfung unterzogen. Das Kabel besteht diese Prüfung, wenn kein Durchschlag und keine TE-Aktivität bis zu einem definierten Wert festgestellt wird. Das bedeutet, Defekte innerhalb des Kabels, der Muffen und Endverschlüsse, die durch die Montage und äußere Beanspruchung während des Transports und der Verlegung entstanden sind, habe keine Beanspruchung durch ein elektrisches Feld erfahren. Daher spielt in Abhängigkeit von der Art des Defekts die Verzögerungszeit bis zum Teilentladungseinsatz nach dem Anlegen der Spannung

eine weitere wichtige Rolle, wie z. B. bei Hohlräumen. Dies wird in verschiedenen Veröffentlichungen [9], [10] nachgewiesen. Bei Hohlräumen mit einem Durchmesser von weniger als 1 mm liegt die Verzögerungszeit im Bereich von mehreren Minuten.

Wenn eine Prüfspannung angelegt wird, müssen drei Faktoren erfüllt sein, um eine TE-Aktivität zu starten: Das lokale elektrische Feld  $E_d$  muss über dem kritischen Feld  $E_{crit}$  für diesen Defektyp liegen, ein "Startelektron" muss während dieser Zeit verfügbar sein, und das Elektron muss eine hinreichende freie Weglänge zur Beschleunigung haben. Die Verfügbarkeit des Startelektron ist ein stochastischer Prozess, der zur beobachteten Verzögerungszeit führt. Das Startelektron kann durch verschiedene Quellen erzeugt werden: Kosmische Strahlung, Radioaktivität oder durch Feldemission von metallischen Komponenten. Die Bereitstellung von Ladungsträgern an Fehlstellen vom Isolierstoff und bei hinreichend hoher Feldstärke wird im Wesentlichen vom Polaritätswechsel bestimmt.

Betrachtet man einen Fehler wie einen Hohlraum in der XLPE-Isolierung eines Wechselspannungskabels (Abb. 3 a), kann die TE-Einsetzspannung  $U_{inc}$  des Fehlers 80 kV ( $>1,3xU_0$ ) betragen, was weniger als die vorgeschlagene Prüfspannung  $1,7xU_0$  wäre (Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. b). Die Bedingung für die Zündung einer TE in diesem Hohlraum ist  $U(t) > U_{inc}$ . Wie häufig dies geschieht, hängt von der Form, der Höhe und der Frequenz der Prüfspannung ab. [11]

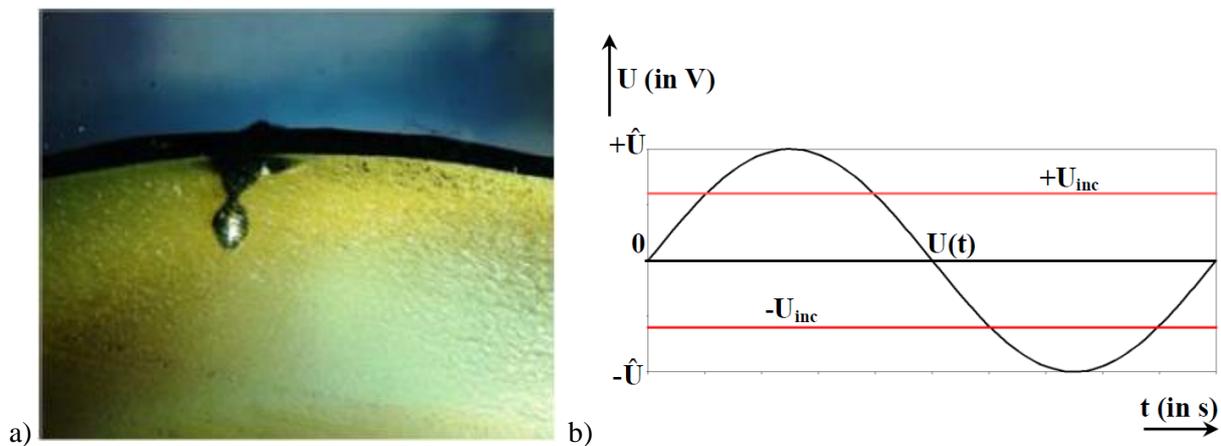


Abb. 3: a) Beispiel eines Hohlraums in einer XLPE-Isolierung  
b) Verhältnis von TE-Einsetzspannung ( $U_{inc}$ ) zur Prüfspannung

Integriert man die angelegte Prüfspannung (1), die über der TE-Einsetzspannung liegt, über die Prüfzeit, so erhält man die Spannungsbelastung, die der Fehler in einer bestimmten Zeitspanne erfährt.

$$\int_0^t (U_{AC}(t) - U_{inc}) \cdot dt \quad (1)$$

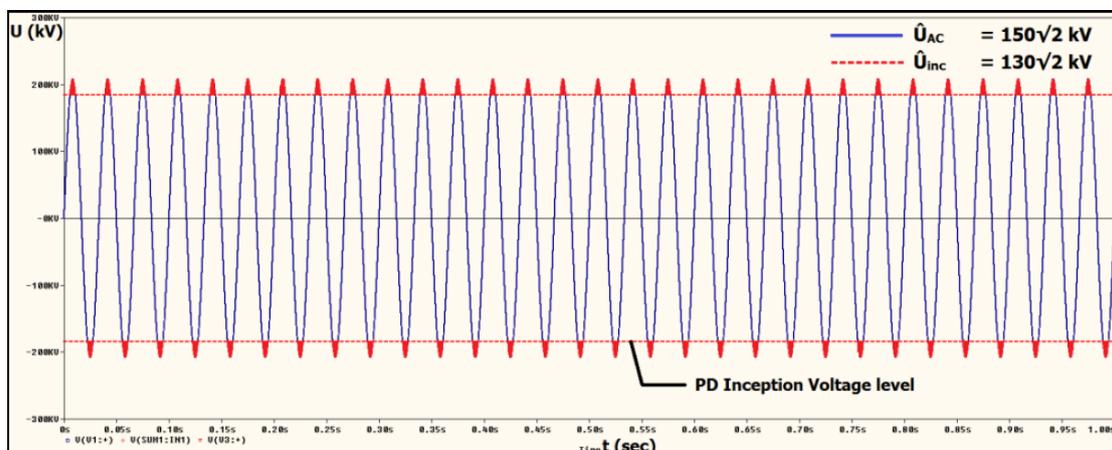


Abb. 4: Beispiel der Spannungsbelastung oberhalb der TE-Einsetzspannung bei einer Resonanzprüfung mit 30 Hz

Abb. 4 zeigt die Spannungsbeanspruchung im Hohlraum über der TE-Einsatzspannung. Es kann festgestellt werden, dass für die Bewertung von Kabeln und Kabelgarnituren die Spannungsform so gewählt werden sollte, dass die Feldverteilung im Inneren der Komponenten der Verteilung im Betrieb entspricht. Daher ist eine kontinuierliche, vollsinusförmige Prüfspannung nahe der Betriebsfrequenz oder höher zu bevorzugen, um das Problem der TE-Eintrittsverzögerung zu vermeiden und somit kritische Fehler in Kabelsystemen nach der Verlegung und zur Diagnose während der Lebensdauer mit hoher Wahrscheinlichkeit zu identifizieren.

Um die Formen der Prüfspannungen zu vergleichen, kann die Anzahl der Polaritätswechsel herangezogen werden. (Abb. 5 a). Hierbei soll sich auf den Vergleich zwischen VLF und Resonanzprüfung konzentriert werden, da es bei DAC nur zu einem einmaligen Spannungsnulldurchgang für die volle Prüfspannungsamplitude kommt. Bei Prüfspannungen, die mit sehr niedriger Frequenz (VLF) arbeiten - 0,1 Hz oder weniger - ist die Anzahl der Polaritätswechsel 250-mal geringer als bei einer konstanten, betriebsfrequenznahen Wechselspannung. Das bedeutet, dass bei VLF die Prüfdauer ebenfalls um den Faktor 250 verlängern werden müsste. Da dies logistisch eher nicht umsetzbar ist, wird die Amplitude der Prüfspannung erhöht. Eine Kompensation durch eine höhere Spannungsamplitude ist fraglich, da die physikalische Beanspruchung eine andere ist, zumal [12] nachweist, dass selbst für Prüfungen mit einer konstanten Wechselspannung nahe Betriebsfrequenz eine Prüfdauer von 60 min nicht unterschritten werden sollte (Abb. 5 b).

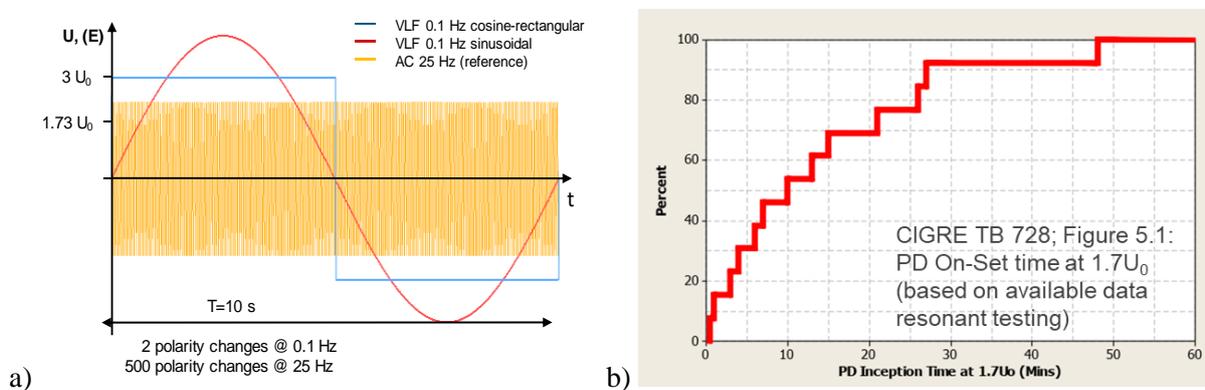


Abb. 5: a) Vergleich der Nulldurchgänge unterschiedlicher Prüfspannungsformen nach [11]  
 b) Bewertung der TE-Einsatzverzögerung bei Prüfung mit einer konstanten Wechselspannung [12]

#### 4 RESONANZPRÜFTECHNIK

Resonanzprüfsysteme nutzen den Resonanzeffekt zur Erzeugung einer hohen Prüfwechselspannung [8]. Die Kapazität  $C$  des Prüfobjekts (Kabel) und die Induktivität  $L$  einer Drossel (Teil des Prüfsystems) bilden einen Schwingkreis. Die Energie im Kabel wird im elektrischen Feld des Kondensators zwischen Innen- und Außenleiter und in der Drosselspule im Magnetfeld des Kerns gespeichert. Wird nun der Schwingkreis angeregt, schwingt die Energie zwischen den beiden Elementen  $L$  und  $C$ . Zur Erzeugung einer konstanten Wechselspannung muss die Speisequelle nur noch die Wirkleistung liefern, die zum Ausgleich der Verluste im Prüfkreis benötigt wird. Die erforderliche Einspeiseleistung liegt dann in einem Bereich von 0,5 ... 3 % der gesamten Prüfleistung.

Ein Schwingkreis wird hauptsächlich durch zwei Parameter charakterisiert, seiner Eigenfrequenz  $f_0$  (2) und dem Gütefaktor  $Q$  (3). Bei der Eigenfrequenz (2) ist der Blindwiderstand der Kapazität  $C$  gleich dem Blindwiderstand der Induktivität  $L$ .

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L \cdot C}} \quad (2)$$

$$Q = \frac{S_{\text{test}}}{P} \quad (3)$$

Der Gütefaktor  $Q$  (3) beschreibt das Verhältnis zwischen der Prüfscheinleistung  $S_{\text{test}}$  und der Wirkverlustleistung  $P$ . Je geringer die Verluste, desto höher der Gütefaktor und desto geringer die erforderliche Einspeiseleistung.

Resonanz tritt dann auf, wenn ein Schwingkreis mit seiner Eigenfrequenz  $f_0$  angeregt wird. In diesem Fall liefert die Quelle eine reine Wirkleistung, welche die Verluste im Kreis kompensiert. Entspricht sie exakt den auftretenden Verlusten, wird eine sinusförmige Wechselspannung konstanter Amplitude erzeugt. Die Verluste in Prüfsystem und Prüfling werden durch den Widerstand R im Ersatzschaltbild (Abb. 6) berücksichtigt. Je nach Anordnung der speisenden Quelle kann man zwischen Serienschwingkreisen und Parallelschwingkreisen unterscheiden.

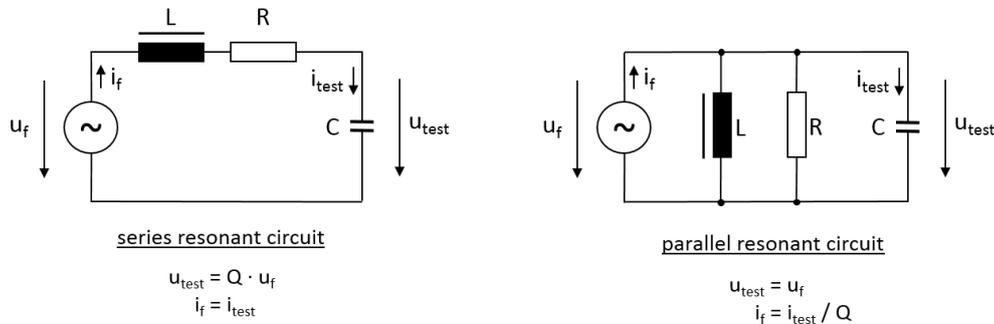


Abb. 6: Serien- und Parallel-Schwingkreis

In einem Serienresonanzprüfsystem beschreibt der Gütefaktor das Verhältnis zwischen Prüfspannung und Speisespannung. Geht man von einem Gütefaktor 100 aus, so ist eine Speisespannung von nur 0,6 kV erforderlich, um eine Prüfspannung von 60 kV zu erzeugen.

Es gibt zwei technische Lösungen, um Resonanz zu erreichen: Verändern der Induktivität der Hochspannungsdrossel so, dass sich die Eigenfrequenz  $f_0$  mit der Einspeisefrequenz  $f_f$  überlagert (induktionsabhängiger Schwingkreis: ACRL) oder der Schwingkreis wird mit seiner Eigenfrequenz angeregt (frequenzvariabler Schwingkreis: ACRF). [8]

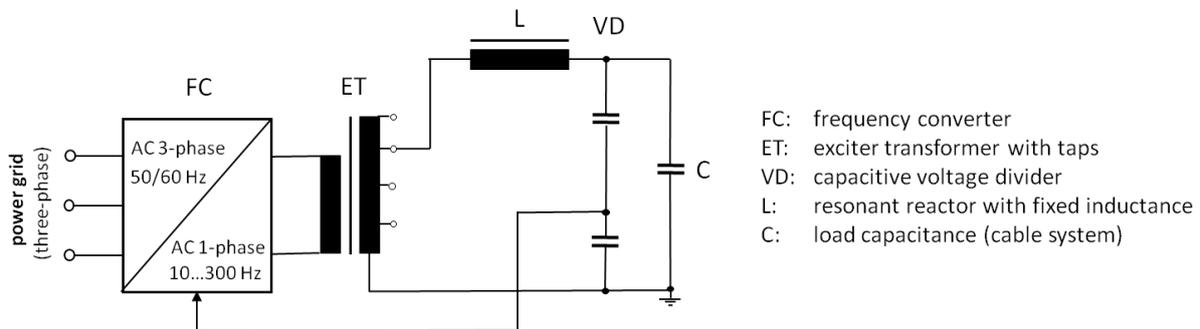


Abb. 7: Schematische Darstellung eines frequenzgeführten Resonanz-Prüfsystems (ACRF)

Alle weiteren Erörterungen beziehen sich auf den ACRF (Abb. 7). Die Drossel eines ACRF-Systems hat eine feste Induktivität. Sie enthält typischerweise einen Eisenkern mit mehreren verteilten Luftspalten fester Breite. Alternativ kann auch ein Stabkern zum Einsatz kommen, hier sind jedoch die großen Streuverluste durch den nicht geschlossenen Magnetkreis nachteilig. Die Verwendung mehrerer kleiner Luftspalte verringert die Verluste, die durch den Streufluss und den damit verbundenen Wirbelströmen in metallischen Teilen einschließlich der Kupferwicklungen verursacht werden. Damit ist der Qualitätsfaktor  $Q$  einer Drossel mit fester Induktivität deutlich höher als der einer verstellbaren Drossel und liegt typischerweise im Bereich von  $Q = 100 \dots 200$ . Dies gilt für den gesamten HV-Prüfkreis einschließlich der Last durch das Kabel und entspricht Verlusten bzw. einer notwendigen Einspeiseleistung von 0,5 ... 1 % der Prüfscheinleistung.

Die Eigenfrequenz  $f_0$  des Hochspannungskreises sinkt mit steigender Lastkapazität. Um in Resonanz zu arbeiten, muss die Frequenz der Speisequelle auf die Eigenfrequenz des Hochspannungskreises abgestimmt werden. Der Bereich der Belastungskapazität ist gegeben durch (4):

$$\frac{C_{max}}{C_{min}} = \left( \frac{f_{min}}{f_{max}} \right)^2 \quad (4)$$

Bei einem angenommenen Frequenzbereich von 10...300 Hz kann die Lastkapazität in einem Bereich von 900:1 für dieselbe Drossel ohne zusätzliche Anzapfungen variieren. Wenn die Kapazität des Prüflings zu klein ist, um im zulässigen Frequenzbereich zu arbeiten, kann ein zusätzlicher Grundlastkondensator verwendet werden. Besonders bei langen Kabelsystemen ist die Frequenzabhängigkeit ein Vorteil. Eine niedrigere Prüffrequenz reduziert die Prüfscheinleistung und damit die erforderliche Einspeiseleistung.

Als frequenzvariable Speisequelle werden Frequenzumrichter eingesetzt. Je nach Steuerungssystem kann die Abstimmung automatisch oder manuell erfolgen. Hochleistungsfrequenzumrichter liefern eine einphasige Ausgangsspannung in einem Frequenzbereich von typischerweise 10...300 Hz. Bei Serienresonanzprüfsystemen hat die Wellenform der Speisespannung keinen Einfluss auf die Wellenform der Prüfspannung, die prinzipbedingt immer rein sinusförmig ist. Dies ermöglicht den Einsatz von Frequenzumrichtern mit sowohl rechteckiger als auch sinusförmiger Ausgangsspannung.

IGBT- basierte Frequenzumrichter arbeiten mit hohem Wirkungsgrad und liefern eine rechteckförmige Ausgangsspannung. Die Höhe der Prüfspannung wird durch das Tastverhältnis oder die Amplitude der Ausgangsspannung gesteuert. Im Allgemeinen führt das Schalten von Leistungshalbleitern zu breitbandigen Störsignalen, welche die TE-Signale überlagern. Bei einer rechteckförmigen Ausgangsspannung des Umrichters werden pro Periode im Wesentlichen vier hohe Störimpulse erzeugt, die durch ein sogenanntes Gating bei der TE-Messung wirksam unterdrückt werden.

## 5 RESONANZPRÜFSYSTEME FÜR DIE PRIMÄRE VERTEILERNETZEBENE

Die Tabelle 2 vergleicht verschiedene Prüftechniken in Bezug auf den Prüffall und der relevanten Anlagenparameter wie Größe, Gewicht und Komplexität des Aufbaus des Prüfkreises. Grundsätzlich ist der SOAK-Test nur für die Inbetriebnahme eines Kabels geeignet. Weiterhin können DAC und VLF für die Werksprüfung nach IEC ebenfalls komplett ausgeschlossen werden. VLF kann vereinzelt auf Basis abweichender nationaler Normungen oder aufgrund eines Übereinkommens mit dem Kunden zum Einsatz kommen. Für Inbetriebnahmen und Diagnosemessungen ist die Prüfung mit voller Leistung über einen Prüftransformator technisch möglich, aufgrund von Größe, Gewicht und Komplexität nicht wirtschaftlich sinnvoll. Für Inbetriebnahmen nach IEC stehen ausschließlich die Verfahren Wechselspannungsprüfung nahe der Betriebsfrequenz, VLF und SOAK-Test zur Verfügung, die Bewertung der Verfahren ergibt sich aus der Diskussion im Kapitel 4.

Tabelle 2: Vergleich der verschiedenen Prüftechniken für den Prüffall und kritischer Anlagenparameter

Prüftechnik	Prüffall			Anlagenparameter		
	Werk	Inbetriebnahme	Diagnose	Größe	Gewicht	Komplexität
SOAK	n.V.	+	n.V.	+/+	+/+	+/+
Transformator	+/+	-/-	-/-	-	-/-	-/-
Resonanz	+/+	+/+	+	-	-	+
VLF	+	+	+/+	+	+	+
DAC	-/-	-	+/+	+	+	+

Für diagnostische Messungen am betriebsgealterten Kabel sind alle drei Prüftechniken verfügbar und sinnvoll einsetzbar. Hier ist nicht die Form der Prüfspannung maßgebend, sondern die angewandte Messtechnik und deren Abstimmung auf die Anregung eines zu bewertenden Antwortsignals. Sowohl Messmethodik wie auch die Algorithmen zur Auswertung der Messsignal sowie deren Interpretation sind für eine erfolgreiche Diagnostik relevant.

Im Weiteren soll auf zwei praktische Anwendungen der Resonanzprüftechnik für Kabel der primären Verteilerebene eingegangen werden, die Prüfung von 66 kV Offshore-Array-Kabeln sowie Kabeln in städtischen Strukturen der Energieversorgung.

### 5.1 Prüfung von Offshore-Array-Kabeln

Das Design, die Installation und die Inbetriebnahme von Offshore-Windparks stellen eine Reihe von Herausforderungen an die Kabelsysteme dar. Neben den Exportkabeln, die fast ausschließlich als HS-Kabel ausgeführt werden, sind insbesondere die Arraykabel zur Einbindung der Windenergieanlagen (WEA) im Fokus. Die kontinuierlich steigende Erzeugungsleistung der einzelnen Windturbinen führte

zu einer Erhöhung der maximalen Betriebsspannungen ( $U_m$ ) von 36 kV auf 72,5 kV, um die Betriebsströme und damit die thermischen Verluste zu reduzieren. Die 66-kV-Ebene erfordert Kabel deren Design zwischen den klassischen MS-Kabeln und den HS-Kabeln liegt. In Bezug auf typische Konstruktionsparameter wie kritisches elektrisches Feld, Geometrien für Garnituren sind diese Offshore-Array-Kabel eher den Hochspannungskabeln zuzuordnen. Daher soll die Inbetriebnahmeprüfung dieser Kabel durch eine Resonanzprüfung erfolgen, wie in IEC 63026 [13] und CIGRE TB 841 [14] definiert.

Um ein Prüfsystem temporär auf eine Offshore-Plattform verbringen zu können, muss diese ein zertifiziertes Design aufweisen, damit ein Transport auf Schiffen sowie die Verbringung per Kran über offenem Wasser zulässig ist. In Abstimmung mit den Kunden und Anlagenbetreibern erfolgte die Qualifizierung des Prüfsystems über DNV GL auf Basis der Norm DNV-GL-ST-E273 [15]. Damit werden die Robustheit und Einsatzfähigkeit unter Offshore-Bedingungen nachgewiesen. Weitere Anforderungen waren die Minimierung des Prüfaufwandes vor Ort, die Durchführbarkeit von Prüfungen unabhängig von den Witterungsbedingungen, die flexible und schnelle Mobilisierung und Demobilisierung des Prüfsystems sowie das Einhalten vorgegebener Gewichtsbeschränkungen. Dies führte zu folgendem Testsystem (Tabelle 3, Abb. 8; Abb. 9):

Tabelle 3 Technische Parameter Testsystem

Parameter	Wert	Einheit	Bemerkung
Nennspannung	80	kV	
Nennstrom	37,5	A	
Nennleistung	5000	kVA	Äquivalente Typleistung bei 50 Hz
Gewicht	3,7	t	Max. Gewicht pro Einheit
Prüfkapazität pro Drossel	5,6	$\mu\text{F}$	@20 Hz

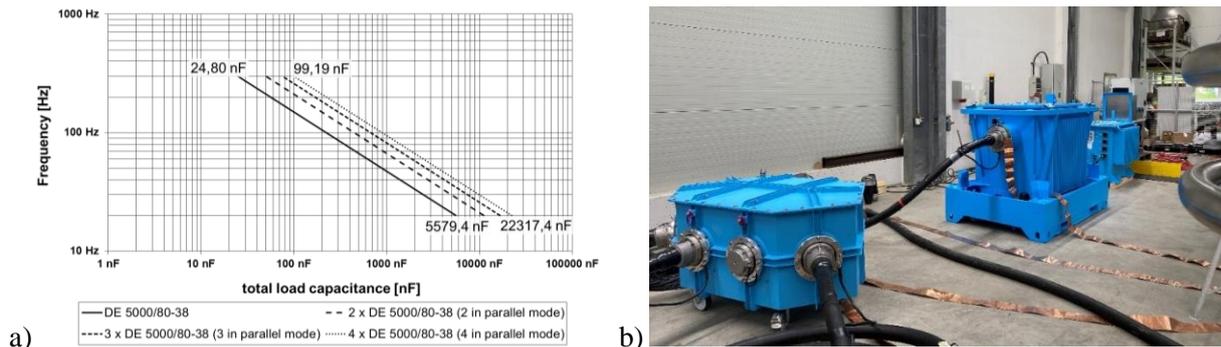


Abb. 8: a) Lastbereich des Prüfsystems für den Betrieb mit einer und bis zu vier Drosseln  
b) Aufbau des Prüfsystems für die Werksabnahme

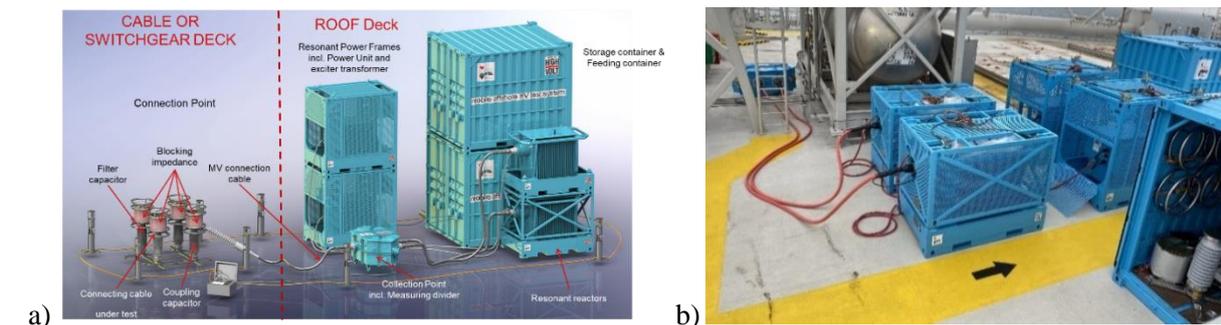


Abb. 9: a) Schematische Darstellung des Prüfsystems WRV-O  
b) Aufstellung des Prüfsystems auf einer Offshore-Plattform

TE-Messungen mit einem Resonanzprüfsystem sind eine bewährte Methode, um dielektrische Probleme bei der Inbetriebnahme des Kabelsystems zu erkennen. Die elektrische Belastung bei der Prüfung ist der elektrischen Belastung im Betrieb sehr ähnlich. Daher ist zu erwarten, dass bei einer Prüfdauer von 60 Minuten potenzielle TE zünden und gemessen werden können. Der Anschlusspunkt des Prüfobjekts (Abb. 10) ermöglicht die Messung von TE während des Kabeltests sowie eine Spannungsmessung am

Prüfling auch in rauer Umgebung. Die Steuerung des Prüfsystems erfolgt immer mit dem System-Spannungsteiler, der im Collection Point (Anschlusspunkt der verwendeten Drosseln) eingebaut ist.

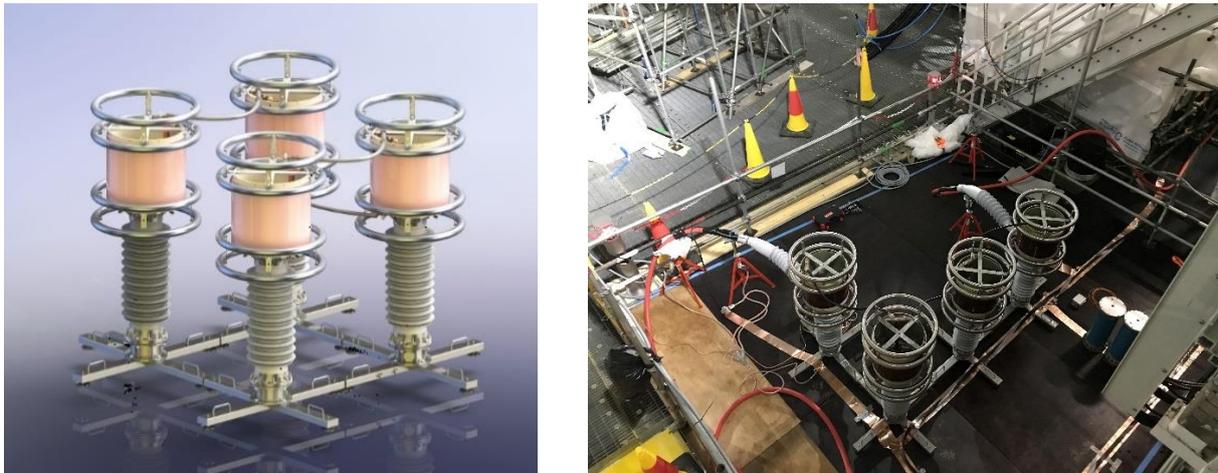


Abb. 10: Anschlusspunkt des Prüflings mit Sperrimpedanz, Koppelkondensator und Teiler am Prüfobjekt

Nach Abb. 10 tragen die vier Verbund-Hohlisolatoren die Sperrimpedanz des Prüfkreises. Diese ist erforderlich, um als Strombegrenzer das Prüfsystem im Falle eines Kabelfehlers zu schützen. Im Fehlerfall wirkt die Kapazität des Kabels als Energiequelle und treibt den Fehlerstrom. Dieser wird zusätzlich von den externen Kapazitäten wie Koppelkondensator und Teiler gespeist, was zu starken Spannungsschwankungen im Erdungssystem führt. Die resultierende transiente Überspannung stellt damit ein Risiko für die Eingangswindungen der Drossel dar, dem die Sperrimpedanz entgegenwirkt. Umgekehrt blockiert die Sperrimpedanz auch jede TE, die vom Prüfkreis zum Prüfobjekt gelangen könnte und ermöglicht eine präzise TE-Messung. In den Verbund-Hohlisolatoren können weitere Elemente wie der Koppelkondensator für die TE-Messung, eine Grundlastkapazität oder optional ein weiterer prüflingsnaher Teiler integriert werden.

Mit der zunehmenden Systemgröße von Windparks nimmt die Stringlänge und die Anzahl der WEA pro String zu. Damit wird eine TE-Messung aller Kabelgarnituren schwierig und nur mit großem Aufwand möglich. Um solche Messungen durchzuführen, müssten TE-Sensoren am jeder WEA gesetzt werden. Alternativ empfiehlt sich hier der Einsatz von alternativen Messkonzepten [16], die mit geeigneten HFCT-Sensoren eine sensitive ortsaufgelöste Überwachung von bis zu 12 km pro HFCT-Sensor möglich machen. Weitere Vorteile sind das geringere Transportgewicht, die einfache und sichere Installation des Sensors. Da der Sensor nicht in der Strombahn des Kabels liegt, wird während der Prüfung keine elektrische Gefahrensituation geschaffen. Die benötigte Prüfspannung wird durch das auf der Offshore-Plattform befindliche Prüfsystem erzeugt.

## 5.2 Prüfung von Erdkabelsystemen

Erdkabelsysteme insbesondere in hochverdichteten Städten und Metropolen werden zunehmend als kritische Elemente der primären Verteilernetze gesehen. Ursache dafür sind:

- zunehmende Leistungsdichte im Netz
- Auslastung nahe der natürlichen Leistung des individuellen Kabels
- Wegfall von Redundanzen durch Auslastung paralleler Kabelsysteme

Damit spielt die Verfügbarkeit dieser Kabelsysteme eine wesentliche Rolle bei der Verfügbarkeit des Gesamtsystems. Ausfälle von Kabeln gehen mit enormen Kosten einher. Vor den Ortungs- und Reparaturkosten eines fehlerhaften Kabels sind wirtschaftliche Verluste aufgrund der Nichtversorgung der größte Kostenblock. Daher rücken auch hier Inbetriebnahmeprüfungen an neuen Kabeln wie auch Diagnosemessungen an betriebsgealterten Kabeln zunehmend in den Fokus.

Die technischen Anforderungen an die Prüfungen unterscheiden sich nicht grundsätzlich im Vergleich zur Prüfung von Offshore-Array- oder HS-Kabeln. Die Besonderheiten hier sind wieder in den Abläufen der Prüfung vor Ort begründet. Ein wichtiger Aspekt ist hier der Zugang zu den Netzstationen. Hierbei spielen Größe, Gewicht und Flexibilität des Aufbaus eine entscheidende Rolle. Daraus ergeben sich

Anforderungen an das Prüfsystem wie Größe, Gewicht, Modularität und Flexibilität des Aufbaus. Während es Netzstationen mit eigenständigem Gebäude und Zufahrten gibt, müssen auch Stationen, die sich zum Beispiel im Gebäudekörper eines Hochhauses befinden, bedient werden können.

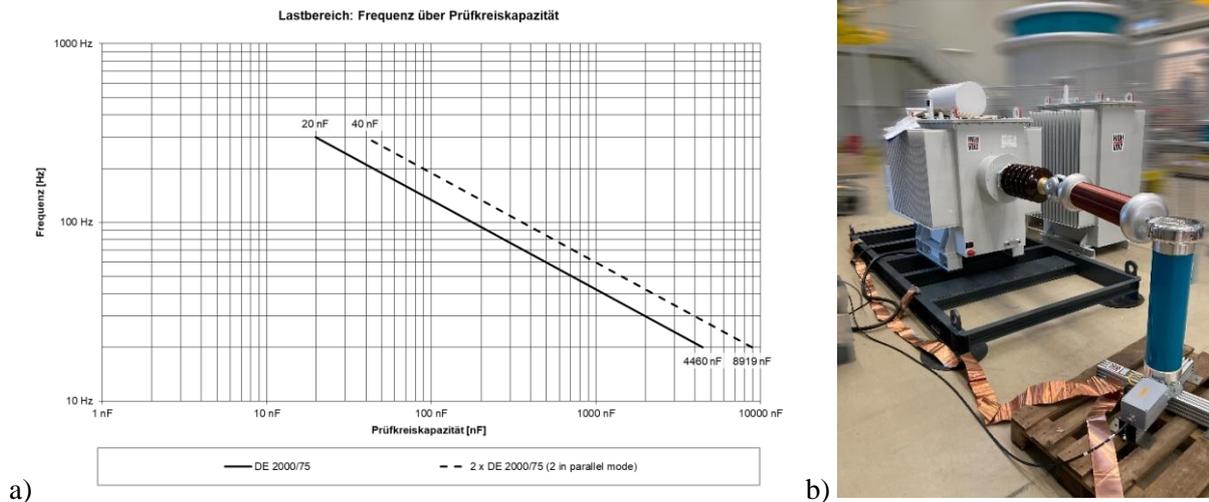


Abb. 11: a) Lastdiagramm für einen Resonanzprüfkreis auf Basis DE 2000/75  
b) Werksabnahme eines kompletten Prüfsystems

Die Lösung hierfür stellt wiederum eine vollständig modularisierte Resonanzprüfanlage dar. Damit werden lokal angepasste Lösungen ermöglicht. Hinsichtlich der maximal prüfbarer Kabellängen wurde ein Raster von ca. vier und acht Kilometer Kabellänge für eine Prüfspannung von 75 kV sowie 10 und 20 km bei einer Prüfspannung von 45 kV gewählt. Somit wäre bei einer Einspeiseeinheit und zwei Drosseln ca. 90 % aller zu prüfenden Kabellängen abgedeckt. Natürlich besteht bei diesem System auch die Möglichkeit zum Parallelbetrieb der Einspeiseeinheiten, womit die prüfbaren Längen entsprechend vervielfacht werden können. Weitere Betriebsmöglichkeiten sind auch mit einer beidseitigen Einspeisung und der einseitigen Einspeisung mit Kompensation am anderen Kabelende gegeben. Die Systemauslegung erlaubt ein Lastdiagramm wie in Abb. 11a für den Betrieb mit einer Einspeisung und einer oder zwei Drosseln. Die Gesamtanlage bei der Werksabnahme ist in Abb. 11b zu sehen.

Die Integration der Prüfanlage erfolgt dann aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Straßenzulassung in den jeweiligen Ländern. Ein Beispiel einer solchen Anlage im Einbau in einem lokalen Transporter des Netzbetreibers in Thailand ist in Abb. 12 zu sehen. Das Prüfsystem ist auf einem Transportrahmen montiert, welches per Gabelstapler dann in das Transportfahrzeug eingebracht und montiert wird. Das Gesamtgewicht des Prüfsystem ist kleiner vier Tonnen. Abb. 13 zeigt Vor-Ort-Bilder von der mit diesem Prüfsystem durchgeführten Prüfung eines 60-kV-Kabels in Bangkok.



Abb. 12: a) Einbau des Prüfsystemeinschubs per Gabelstapler  
b) Montiertes System in Transportfahrzeug

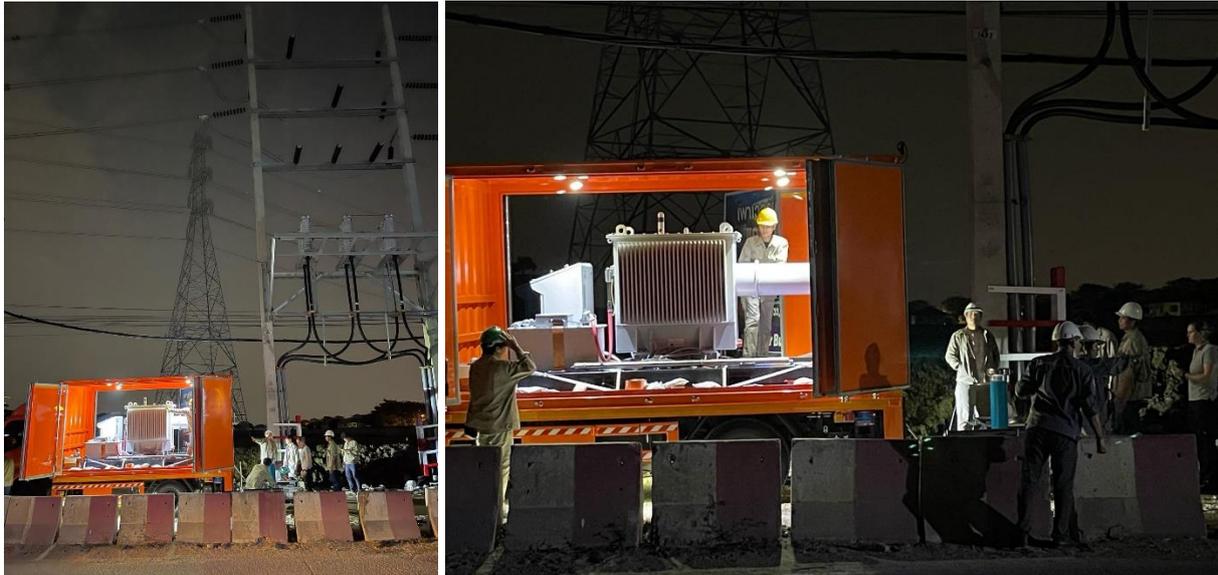


Abb. 13: Vor-Ort-Prüfung mit mobilem Prüfsystem in Bangkok

## 6 AUSBLICK

Der zunehmende Bedarf an erneuerbaren Energien führt zu einem weiteren verstärkten Ausbau der Offshore-Windparks. Hier ist neben der zunehmenden Größe der Windparks auch von einer weiter zunehmenden Erzeugungsleistung der WEA auszugehen (Abb. 14). Um diese Leistungen wirtschaftlich zu den Plattformen bringen zu können, zeichnet sich eine weitere Erhöhung der Übertragungsspannung ab. Der Carbon Trust hat in seiner Hi-VAS Multi-Stakeholder-Studie die Spannungsebene von 132 kV als wirtschaftliches Optimum bei technischer Machbarkeit herausgearbeitet. [17]

Trotz der prinzipiellen Verfügbarkeit von Kabelsystemen und Schaltanlagen dieser Spannungs-klasse sind hier weitere Fragen zur Logistik, der Planung und Durchführung solcher Windparkprojekte notwendig und werden gerade durch den Carbon Trust bearbeitet. Hinsichtlich der Prüfung der Kabel sind die notwendigen Prüfverfahren zwar in den vorliegenden Standards definiert, dennoch ist zeitnah ein Prüfkonzept für die Inbetriebnahme und für die Prüfung nach einer Reparatur zu definieren. Aufgrund der benötigten Prüfleistung und der damit verbundenen Größe und Gewicht eines Prüfsystems, ist aus Gründen der Wirtschaftlichkeit (Transportkosten) die Installation einer permanenten Prüfanlage auf der Offshore-Plattform zu diskutieren. Dazu passt die technische Diskussion bei CIGRE und IEC TC17 zur Vereinheitlichung von Prüfpegeln für die kombinierte Prüfung von Schaltanlagen und Kabeln, was ebenfalls für eine integrierte Prüfanlage spricht.

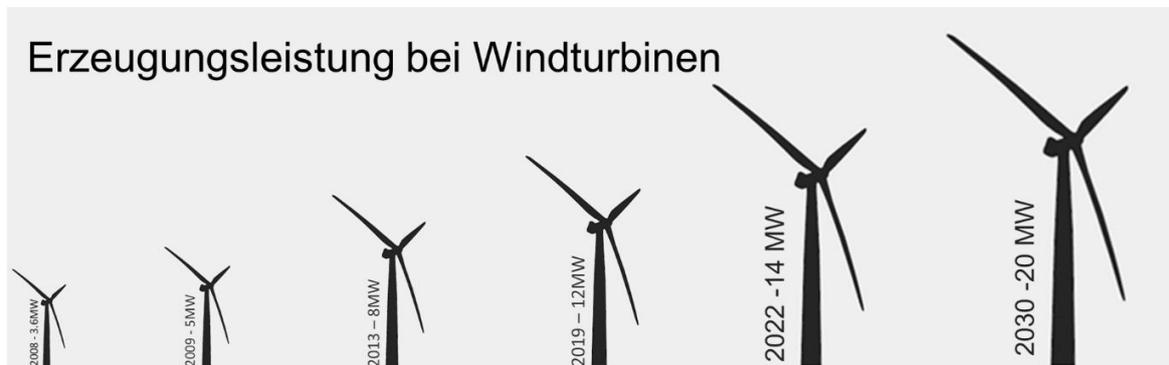


Abb. 14: Entwicklung der Erzeugungsleistung von WEA

Für die Prüfung von Kabelstrecken an Land sind aktuelle Bedarfe vor allem in den Regionen Südost-Asien und Nordamerika zu finden. Hier sind insbesondere Anpassungen an die Transporteinheiten von Bedeutung. Mit Fokus auf Nordamerika wird zur Zeit an einem 3,2 t leichten System für den Trailer-einbau gearbeitet (Abb. 15).

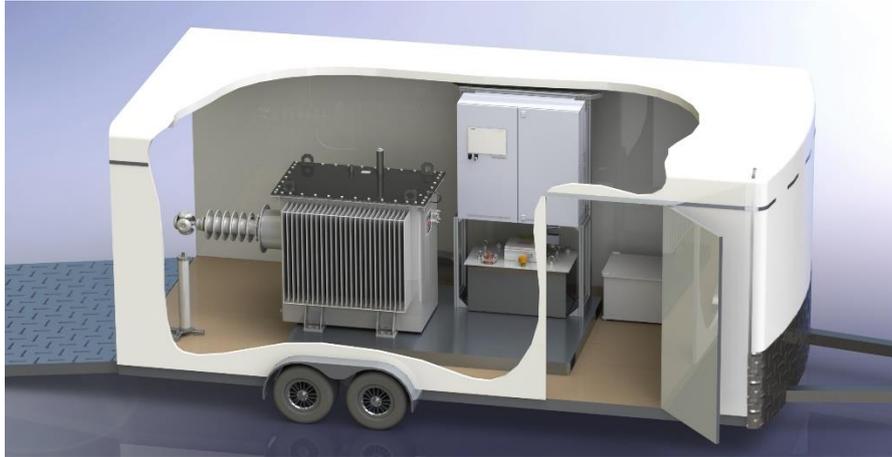


Abb. 15: Designentwurf einer WRV-T 2000/75 im Trailer

## LITERATUR

- [1] BDEW, „Die Energieversorgung 2021 - Jahresbericht,“ BDEW, Berlin, 14.06.2022.
- [2] B. van Maanen und et al., „Failures in underground power cables – return of experience,“ *9th International Conference on Insulated Power Cables, JICABLE 2015*, 2015.
- [3] IEC, *IEC 60840: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 150 kV ( $U_m = 170$  kV) – Test methods and requirements*, Geneva: IEC, 2020.
- [4] IEC, *IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) – Part 2*, Geneva: IEC, 2014.
- [5] IEC, *IEC 60502-4: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) – Part 4*, Geneva: IEC, 1997.
- [6] CIGRE, „High-Voltage On-Site Testing with Partial Discharge Measurement“, Broschüre Nr. 502,“ CIGRE, 2012.
- [7] IEC, „IEC 61442 Prüfverfahren für Zubehör für Energiekabel mit Nennspannungen von 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) bis 30 kV ( $U_m = 36$  kV),“ IEC, Geneva, 2005.
- [8] CIGRE, „CIGRE Working Group B1.27: Recommendation for testing of long AC submarine cables with extruded insulation for voltages above 30 to 500 (550) kV“, CIGRE Brochure No. 490,“ CIGRE, Paris, 2012.
- [9] F. Gutfleisch und L. Niemeyer, „Measurement and Simulation of PD in Epoxy Voids,“ *IEEE Trans. on Dielect. and Electr. Insulation*, Bd. Vol. 2, Nr. No. 2, pp. 729-743, 1995.
- [10] C. M. Franck, S. Adili und S. Bolat, „Pulsed X-Ray Induced Partial Discharge Measurements (PXIPD),“ in *HIGHVOLT Colloquium 2011*, Dresden, 2011.
- [11] R. Pietsch und G. SaiCharan, „Investigating the effectiveness of different test methods performing after-laying tests on long XLPE MV and HV cables,“ in *CIGRÉ Winnipeg 2017 Colloquium*, Paris, 2017.
- [12] CIGRE, „On-site Partial Discharge assessment of HV and EHV cable systems Broschüre TB 728,“ CIGRE, Paris, 2018.
- [13] IEC, „IEC 63026: Submarine power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) up to 60 kV ( $U_m = 72,5$  kV) –Test methods and requirements,“ IEC, Geneva, 2019.
- [14] CIGRE, „TB 841: After laying tests on AC and DC cables using new technologies,“ CIGRE, Paris, 2021.
- [15] DNV GL, „DNVGL-ST-E273: Portable offshore units,“ DNV GL, April 2016.
- [16] U. Kaltenborn, D. Keller und R. Gardner, „Innovative Quality Measurements for Long HV Cables,“ in *INSUCON 2023*, Birmingham, U.K., 2023.
- [17] Carbon Trust, „Unlocking the next generation of offshore wind: step change to 132kV array systems: Summary re-port of the Offshore Wind Accelerator High Voltage Array Systems project,“ Juni 2022. [Online]. Available: <https://www.carbontrust.com/resources/>.



## Messung und Modellierung der Temperaturverteilung von Erdkabeln

**P. B. Dang**  
Universität Stuttgart  
phubachdang@hotmail.com  
Deutschland

**S. Tenbohlen**  
Universität Stuttgart  
Stefan.tenbohlen@ieh.uni-  
stuttgart.de  
Deutschland

**M. Schultheiß**  
Netze BW GmbH  
m.schultheiss@netze-bw.de  
Deutschland

### KURZFASSUNG

Die Energiewende und der dadurch im Netzentwicklungsplan berücksichtigte Wegfall der konventionellen Kraftwerke stellen die Verteilnetzbetreiber vor die Aufgabe größere Ströme über ihre Anlagen übertragen zu müssen. Viele von ihnen müssen hierfür verstärkt oder neu gebaut werden. Um nicht dem Zwang zu unterliegen, innerhalb weniger Jahre, heutige Anlagenneubauten im Zuge der Netzentwicklung wieder ersetzen zu müssen sollten diese bereits für höhere Übertragungsmöglichkeiten ausgebaut werden.

Während die Realisierung für Freileitungen durch die Verwendung von Bündelleitern und höherer Querschnitte als technisch leichter umsetzbar erscheint, stellen die hohen Übertragungsanforderungen für neue Kabelstrecken die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen.

Für das 110-kV-Kabelnetz der Netze BW wurden bereits mehrere Maßnahmen identifiziert, die praxistauglich die Übertragungsleistung der Kabelstrecken erhöhen können. Vor allem zu den Punkten Monitoring und temperaturstabile Bettungsmaterialien sollen weitere Erkenntnisse in einem realen Forschungsprojekt gewonnen werden. In diesem Projekt werden Lichtwellenleiter (LWL) für Temperaturmonitoring genutzt, um Reserven an den Kabelstrecken bewerten zu können. Während des Betriebes sollen an der Kabelanlage auf einem Testabschnitt die bestehende Sandbettung gegen drei thermisch stabile Bettungsmaterialien getauscht werden und deren Verhalten über das Monitoring ausgewertet werden.

Die Messungen werden zeitgleich durch die Universität Stuttgart anhand eines Testaufbaus, Sensoren auf der Strecke und einer Berechnung validiert und die Arbeiten vor Ort begleitet.

Im Testaufbau wird das thermische Verhalten eines in Bettungsmaterial eingegrabenen Kabelstück im Labor mit mehreren Temperatursensoren messtechnisch evaluiert und darauf ein thermisches Modell für eine Finite-Elemente-Simulation erstellt und das Modell verifiziert.

### 1 EINLEITUNG

Das Ziel Deutschlands bis 2045 in der Energieversorgung klimaneutral zu sein hat zur Folge, dass ca. 65% der Hochspannungsleitungen bei Netze BW bis dahin überlastet wären.

Die Zunahme der Einspeiseanträge für erneuerbare Energien nimmt bereits in den letzten Jahren überproportional zu, ebenso wie der Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Um das 110-kV-Netz für die zukünftige Herausforderung „fit“ zu machen, muss bereits jetzt der zukünftige Ausbau berücksichtigt werden.

Vor allem bei den Kabelanlagen gilt es die Übertragungsfähigkeit der einzelnen Strecken zu verbessern und sämtliche praxistauglichen Möglichkeiten anzuwenden.

Für diese optimale Auslastung wurde ein Projekt in der Region Stuttgart an einer bestehenden Kabelanlage gestartet, das in der Kooperation zwischen Netze BW und der Universität Stuttgart Möglichkeiten zur Übertragungsleistungserhöhung untersucht und auf ihre Praxistauglichkeit hin prüft.

## 2 MODELLIERUNG UND UNTERSUCHUNG AM TESTAUFBAU

Um das Temperaturverhalten eines Erdkabels messtechnisch zu untersuchen und zu modellieren, wurde zunächst ein Versuchsaufbau im Labor konzipiert. Hierbei müssen verschiedene Einflussgrößen berücksichtigt werden.

### 2.1 Volumetrische Wärmekapazität $C_V$

Für den Wärmehaushalt von Böden sind zwei maßgebliche Kenngrößen von Interesse. Die Erste ist die volumetrische Wärmekapazität. Diese entspricht der erforderlichen Wärmemenge, die benötigt wird, um die Temperatur eines Kubikmeters eines Stoffes, um ein Kelvin zu erhöhen. Die Berechnungsformel für die volumetrischen Wärmekapazität lautet [1]:

$$Q = C_V \cdot (T - T_{ref}) \quad (1)$$

wobei:

$Q$  Wärmehalt pro Volumeneinheit in  $\frac{J}{m^3}$

$T$  Temperatur in  $K$

$T_{ref}$  Referenztemperatur in  $K$  mit  $Q = 0$

$C_V$  Volumetrische Wärmekapazität in  $\frac{J}{m^3 \cdot K}$

Verschiedene Bodenkomponente weisen unterschiedliche Wärmekapazitäten auf. Es ist zu erwähnen, dass die Wärmekapazität deutlich vom Wassergehalt abhängt, da Wasser von allen Bestandteilen die höchste Wärmekapazität besitzt. Die Wärmekapazität des Bodens lässt sich durch Addition der Volumenanteile der einzelnen Komponenten berechnen und man geht von einem linearen Anstieg bei wachsendem Wassergehalt aus [1] (Abb.1).

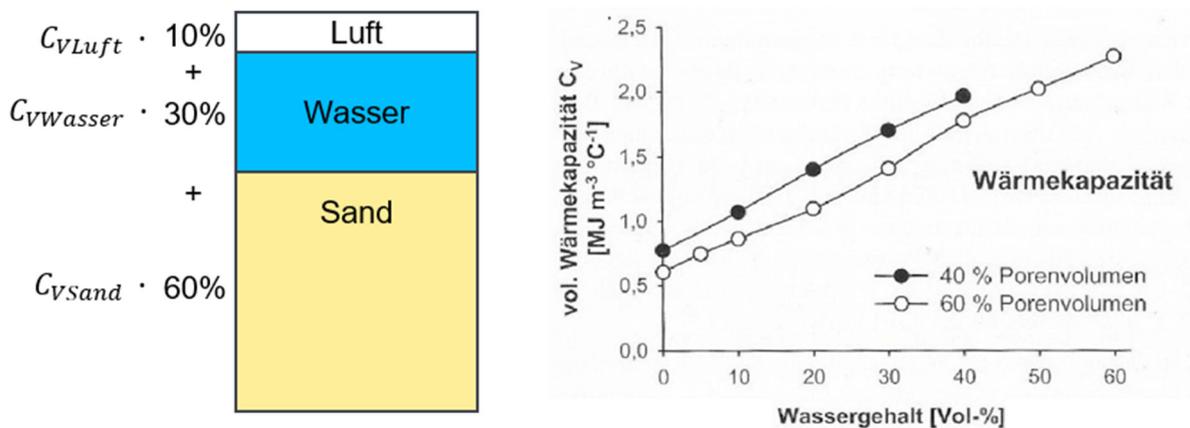


Abbildung 1 Beispiel eines Bodens mit verschiedenen Komponenten (links) und vol. Wärmekapazität für zwei Sandböden mit verschiedenen Porenvolumen (rechts) [1]

### 2.2 Thermische Leitfähigkeit $\lambda$

Die zweite maßgebliche Kenngröße ist die thermische Leitfähigkeit, auch als Wärmeleitfähigkeit bezeichnet. Sie beschreibt die Wärmeenergie  $[J]$ , die durch ein Material mit dem Querschnitt  $1 \text{ m}^2$  und einer Länge von  $1 \text{ m}$  bei einem Temperaturgradienten von  $1 \frac{K}{m}$  in einer Sekunde fließt. Die Transportgleichung lautet:

$$j_{th} = -\lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \quad (2)$$

mit:

$j_{th}$  Wärmefluss in  $\frac{J}{m^2 \cdot s}$

- $\partial T$  Temperaturdifferenz in  $K$
- $\partial x$  Distanz in  $m$
- $\lambda$  Thermische Leitfähigkeit in  $\frac{W}{m \cdot K}$

Wie bei der Wärmekapazität ist die thermische Leitfähigkeit eines Bodens auch vom Wassergehalt des Bodens abhängig. Allerdings hängt dies nicht von der Wärmeleitfähigkeit des Wassers, sondern von der geringen Wärmeleitfähigkeit der Luft ab. In einem vollständig trocknen Boden ist der Raum zwischen den Bodenpartikeln mit Luft gefüllt, was einem temperaturdämmenden Effekt zur Folge hat. Bei höherem Wassergehalt werden die mit Luft gefüllten Hohlräume eingenommen und der dämmende Effekt vermindert.

Im Gegensatz zur Wärmekapazität ist die Berechnung der feuchtigkeitsabhängigen Wärmeleitfähigkeit jedoch komplex und von einigen Faktoren abhängig. Es wird angenommen, dass bei Böden mit sehr niedrigen Wassergehalten ein steiler Anstieg der Wärmeleitfähigkeit erfolgt [1] (siehe Abb.2)

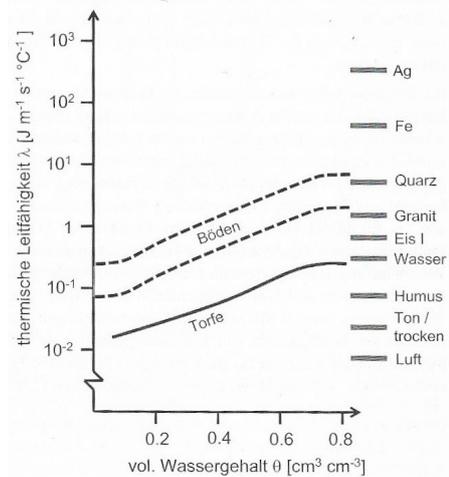
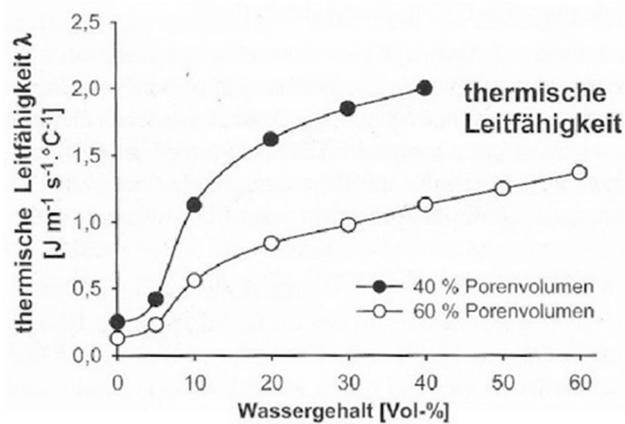


Abbildung 2 Thermische Leitfähigkeit für zwei Sandböden mit verschiedenen Porenvolumen (links) und anderer Medien und Mineralien (rechts) in Abhängigkeit zum Wassergehalt [1]

### 2.3 Zweischichtenmodell

Die Belastbarkeitsberechnung von Hochspannungskabel wird in der IEC-60287-1-1 und IEC-60287-2-1 beschrieben. Für diese Berechnung wird angenommen, dass während des Betriebs eines VPE-isolierten Kabels eine Erhöhung der Kabeloberflächentemperatur zu einer Austrocknung des Bodens führt. Um diesen Zusammenhang für die Berechnung der Strombelastbarkeit zu berücksichtigen, wird das sogenannte Zweischichtenmodell verwendet. Dieses Modell beschreibt einen um das Kabel angeordneten trockenen Bodenbereich, welcher von einem feuchten Boden umgeben ist [2]. (Abb.3)

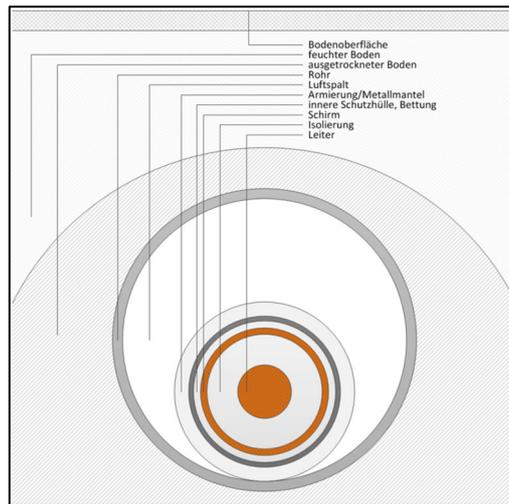


Abbildung 3 Schematische Darstellung eines einadrigen Kabels im Schutzrohr im Erdboden zur Veranschaulichung des Zweischichtenmodells [3]

Es wird angenommen, dass der Boden austrocknet, sobald die Oberflächentemperatur des Kabels  $\vartheta_0$  größer als die Umgebungstemperatur des Bodens  $\vartheta_E$  addiert mit der Grenzerwärmung  $\Delta\vartheta_x$  ist. Gemäß den Festlegungen der DIN VDE 0298 Teil 2 wird die Grenzerwärmung mit folgender Gleichung bestimmt [2]:

$$\Delta\vartheta_x = 15 + \frac{(1 - m)100}{3} \quad (2)$$

mit:

$m$  Belastungsgrad

$\Delta\vartheta_x$  Grenzerwärmung in K

## 2.4 Laboraufbau

Für diese Arbeit wurde in der Universität Stuttgart im Hochspannungslabor des Institutes für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) ein Versuchsaufbau realisiert. Es wird ein 1 Meter langes Stück Hochspannungskabel mit einem in der Praxis verwendetem Bettungsmaterial (Flusssand 0-2 mm Körnung) in einer Gitterbox vergraben. Der Kupferkern des Kabels wird mit einer schaltbaren Heizkartusche erhitzt, um die Wärmeverluste des Kabels zu simulieren. Die gemessenen Daten werden mit einer FEM-Simulation des Versuchsaufbaus verglichen.

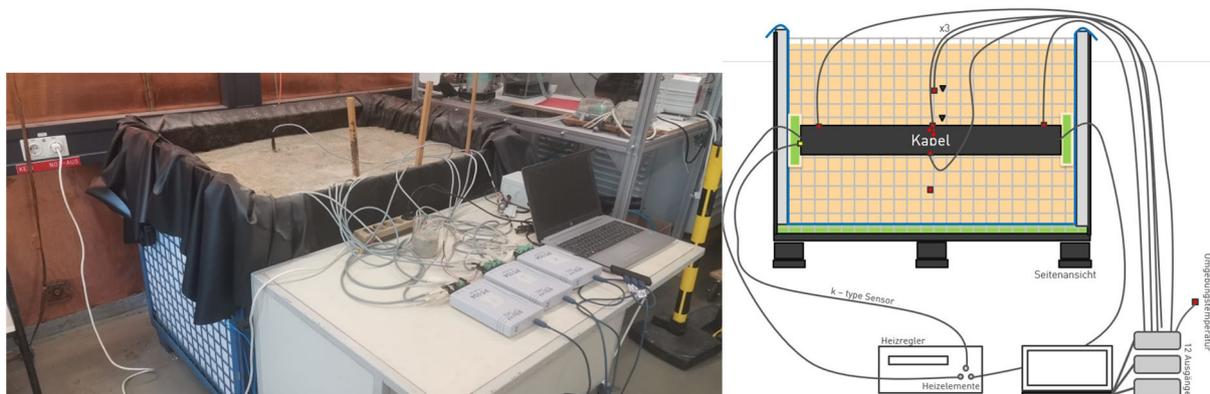


Abbildung 4 Schematischer Versuchsaufbau (rechts) zur Erfassung der Temperaturen innerhalb des Kabels und des Bettungsmaterials und den Thermoelementen (rot)

Der Aufbau entspricht dem in Abb. 4 gezeigten Schema. Zur Erhitzung des Kupferkerns wird an beiden Enden des Kabels jeweils eine Heizpatrone eingeführt. Durch den Einsatz eines Heizreglers kann die Temperatur des Kupferkerns auf einen konstanten Wert eingestellt werden.

Im Inneren des Kabels und des Bettungsmaterials befinden sich insgesamt 12 Temperatursensoren (Pt100-Sensoren), die während des Versuchszeitraums die Temperaturen aufzeichnen. Die Positionen der signifikanten Sensoren werden dokumentiert, um in einer anschließenden Simulation die Temperaturverläufe an denselben Punkten zu betrachten und zu vergleichen. Darüber hinaus ist in unmittelbarer Nähe des Kabels ein Feuchtigkeitssensor platziert.

## 2.5 Thermische Modellierung des Aufbaus

Für die thermische Modellierung wird mithilfe der Finite-Elemente-Simulationssoftware COMSOL Multiphysics® zunächst der Testaufbau dreidimensional nachgebildet. Als Physikinterface wird das Interface des Wärmetransportes in Feststoffen (ht) benötigt. Um die thermische Simulation des Versuchsaufbaus durchzuführen, müssen die relevanten thermischen Materialparameter ermittelt werden. Hierzu zählen die Dichte  $\rho$ , der thermische Leitwert  $\lambda$  und die spezifische Wärmekapazität  $c_p$ . Die Parameter des Hochspannungskabels sind in der Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1 Relevante Materialparameter der verwendeten Hochspannungskabels [4]

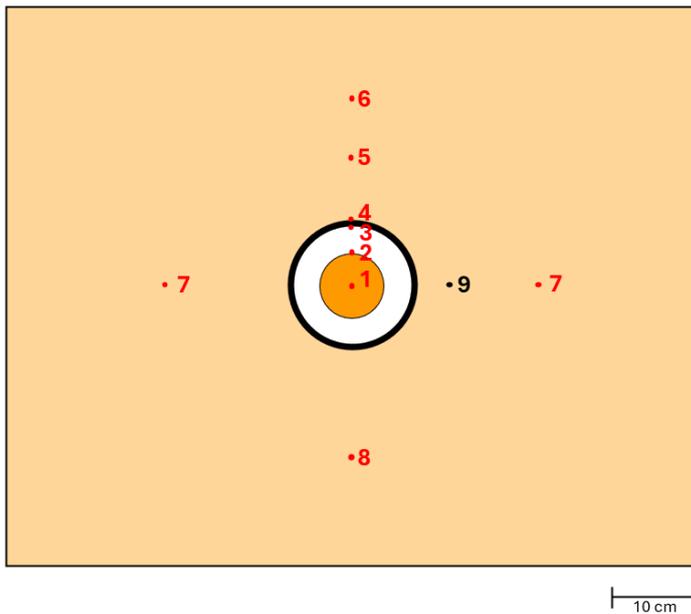
Material	$\rho$ in kg/m <sup>3</sup>	$\lambda$ in W/(mK)	$c_p$ in J/(kgK)
Aluminium	2700	237	904
Kupfer	8920	400	385
PE	2000	0.286	1000
VPE	960	0.286	2100
VPE halb.	800	0.286	1200
Silikon	2000	0.2	1000

Das Bettungsmaterial soll im trocknen und im nassen Zustand eine thermische Leitfähigkeit aufweisen, die der in der Norm IEC 60287-3-1 beschriebenen deutschen Erde entspricht. Allerdings liegen keine genauen Informationen zur spezifischen Wärmekapazität des zur Verfügung gestellten Sandes vor. Aus diesem Grund wird für die Wärmekapazität ein allgemein gültiger Wert für trockenen Sand von 830 J/(kgK) und für feuchten Sand von 1483 J/(kgK) aus verschiedenen Quellen [5][6][7] entnommen. Bei Auswertung der Simulationen stellt sich heraus, dass die Werte für den trockenen Sand angepasst werden müssen, damit sich die simulierte Temperaturkurve der tatsächlich aufgenommenen Temperaturkurve annähert (siehe Tab. 2).

Tabelle 2 Relevante Materialparameter vom verwendeten Bettungsmaterial im trockenen Zustand

Material	$\rho$ in kg/m <sup>3</sup>	$\lambda$ in W/(mK)	$c_p$ in J/(kgK)
Trockener Sand (IEC)	1420	0.4	830
Trockener Sand (angepasst)	1420	0.15	400
Nasser Sand (IEC)	1420	1	1483

## 2.6 Ergebnisse



Positionen der pt100-Sensoren:

1. Kupferleiter
2. VPE-Isolierung nahe am Kupfer
3. Äußere Leitschicht
4. Manteloberfläche
5. 7 cm über dem Kabel
6. 14 cm über dem Kabel
7. 14 cm horizontal neben dem Kabel
8. 12,5 cm unter dem Kabel
9. 4 cm horizontal neben dem Kabel

Abbildung 5 Positionen der Temperatursensoren (rot) und des Feuchtesensors (schwarz) im Kabel und im Bettungssand

Die Temperaturen der Sensoren, positioniert nach Abbildung 5, werden aufgenommen und mit den simulierten Daten verglichen. Für die Simulation wird der Verlauf der aufgezeichneten Kupfertemperatur als Referenztemperatur für den Kupferleiter in der Simulation verwendet und daraus die Temperaturverläufe der Umgebung berechnet.

### 2.6.1 Trockener Sand

Zunächst wird der Versuch im trockenen Sand durchgeführt. Es werden 2 Versuche gemacht, bei denen das Kupferinnere einmal auf 51°C (siehe Abb. 6 & 7) und auf 83°C (siehe Abb. 8 & 9) erhitzt wird.

Es zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen den Simulationswerten mit den gemessenen Werten mit den ursprünglichen Sandparameter. Nach Anpassung der Parameter (siehe Tab. 2) ergibt sich eine gute Übereinstimmung zwischen der simulierten Kurve zur gemessenen Kurve (siehe Abb. 7). Insbesondere der normgemäße Wert für Wärmeleitfähigkeit musste von 0,4 W/(mK) auf 0,15 W/(mK) stark reduziert werden.

Besonders an den Messpunkten der äußeren Leitschicht (Punkt 3) und der Manteloberfläche (Punkt 4) ist auf Abb. 6 eine zeitlich konstante Abweichung von 3-4°C zu erkennen und auf Abb. 8 eine konstante Abweichung von ca. 8°C. Eine Anpassung der Simulationsparameter mit den angepassten Werten aus Tabelle 2 führt, wie in Abb. 6 & 8 zu sehen, zu einer guten Übereinstimmung. Die Abweichung beträgt 1-2°C.

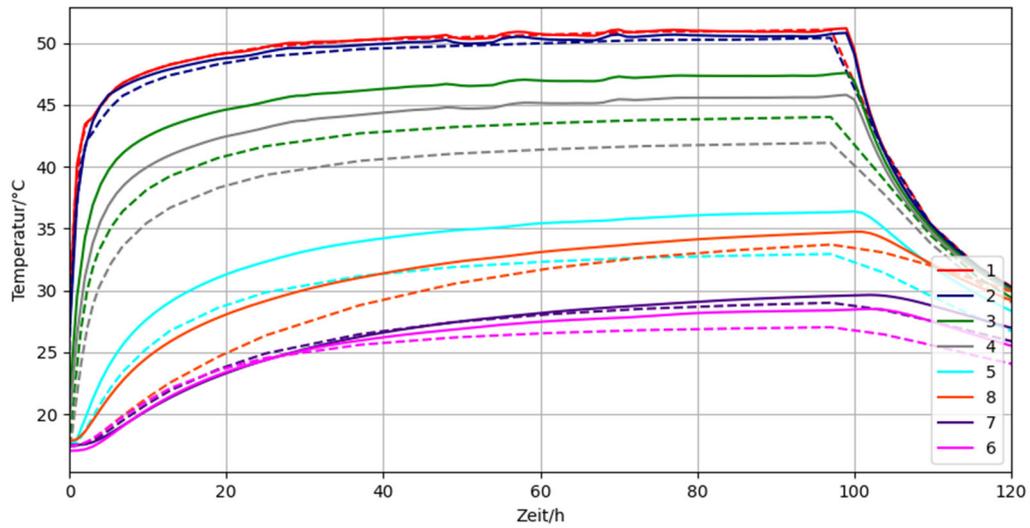


Abbildung 6 Gemessene (—) und modellierte (---) Temperaturverläufe der verschiedenen Punkte (Abb.5) mit gegebenen Bettungssandparameter (Tab. 2) mit stationärem Kupfertemperaturwert von 51°C

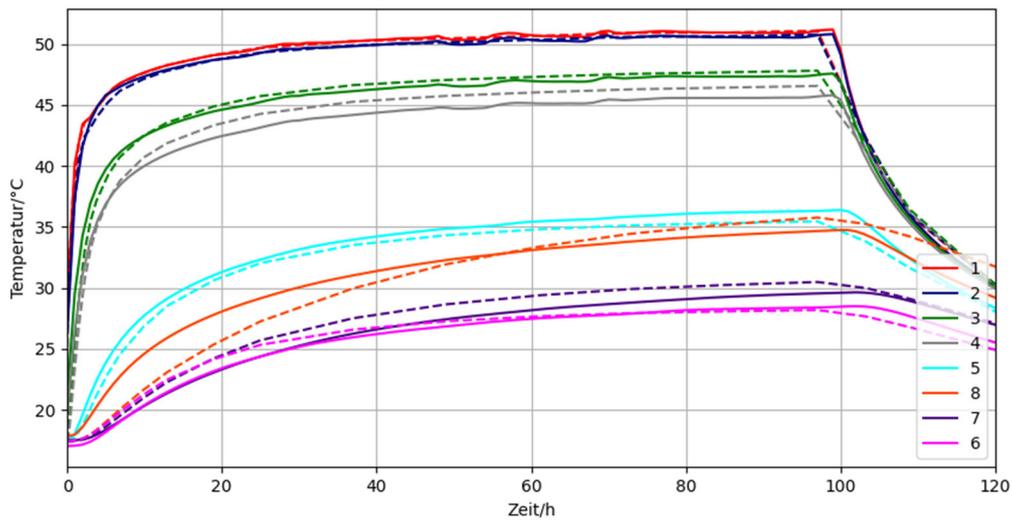


Abbildung 7 Gemessene (—) und modellierte (---) Temperaturverläufe der verschiedenen Punkte (Abb.5) mit angepassten Bettungssandparameter (Tab.2) mit stationärem Kupfertemperaturwert von 51°C

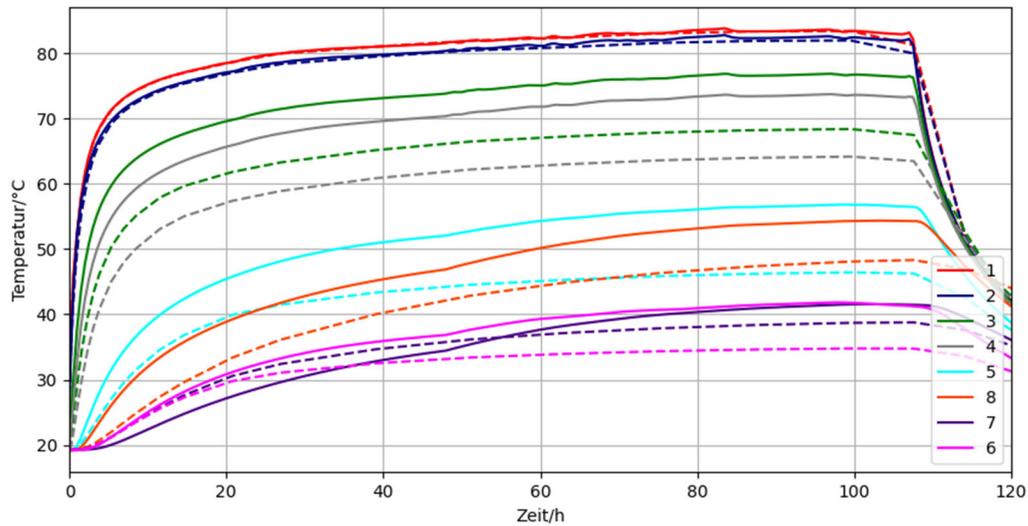


Abbildung 8 Gemessene (—) und modellierte (---) Temperaturverläufe der verschiedenen Punkte (Abb.5) mit gegebenen Bettungssandparameter (Tab.2) mit stationärem Kupfertemperaturwert von 83°C

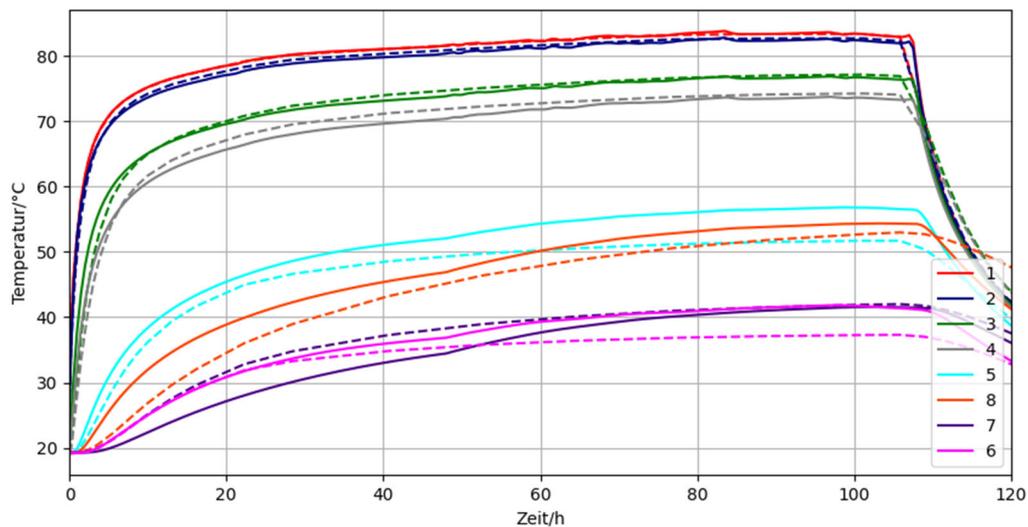


Abbildung 9 Gemessene (—) und modellierte (---) Temperaturverläufe der verschiedenen Punkte (Abb.5) mit angepassten Bettungssandparameter (Tab.2) mit stationärem Kupfertemperaturwert von 83°C

**Fazit :**

Die berechneten Kurven zeigen erst eine gute Übereinstimmung mit der tatsächlichen Temperaturkurve, nachdem die Wärmekapazität und die Wärmeleitfähigkeit des Sandes angepasst sind. Entsprechend den Simulationsergebnissen lässt sich daraus ableiten, dass der Bettungssand im trockenen Zustand möglicherweise eine deutlich geringere Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit aufweist als ursprünglich angenommen. Diese Erkenntnis kann zukünftig für das Erreichen höherer Strombelastbarkeiten zu Einschränkungen führen, da fehlende oder falsche Informationen von Randbedingungen zu einer überschätzten Strombelastbarkeit führen.

**2.6.2 Feuchter Sand**

Für den feuchten Sand wird das Kabel auf verschiedene stationäre Zustände erhitzt und die resultierenden Temperaturdaten mit den simulierten Werten verglichen.

Zusätzlich wird das Kabel so stark erhitzt, dass nach dem Zweischichtenmodell (siehe Kap.3) die Kabeloberflächentemperatur eine Bodenaustrocknung zur Folge hat. Der Feuchtesensor nimmt während dem Versuch die Feuchtigkeitswerte des Bettungssandes im Bereich nahe des Kabels auf.

Die Tabelle 3 zeigt eine geringe Abweichung der gemessenen und simulierten Werte von  $\pm 2^\circ\text{C}$ .

In Abbildung 10 ist die gemessene Feuchtigkeitskurve des Feuchtesensors dargestellt. Die Umgebungstemperatur  $\vartheta_E$  ist während dem Versuchszeitraums konstant auf  $20^\circ\text{C}$ . Aus Formel (2) lässt sich für den Dauerbetrieb mit Belastungsgrad  $m = 1$  eine Grenzerwärmung  $\Delta\vartheta_x$  von 15 K errechnen. Die Kabeloberflächentemperatur liegt während dem Messzeitraumes konstant über  $\vartheta_E + \Delta\vartheta_x$  und erreicht Temperaturen bis zu  $60^\circ\text{C}$  erreicht. Man erkennt eine etwa 10-prozentige Verminderung der Feuchtigkeit des Bettungssandes, jedoch keine vollständige Austrocknung.

Tabelle 3 gemessene und simulierte Temperaturwerte bei 3 verschiedenen stationären Zuständen im nassen Sand mit den Positionen aus Abb. 5

Position	gemessene Temp. ( $^\circ\text{C}$ )	simulierte Temp. ( $^\circ\text{C}$ )	gemessene Temp. ( $^\circ\text{C}$ )	simulierte Temp. ( $^\circ\text{C}$ )	gemessene Temp. ( $^\circ\text{C}$ )	simulierte Temp. ( $^\circ\text{C}$ )
1	36.29	36.3	45.1	45.1	51.3	51.3
2	35.39	35.72	44.11	44.2	50.2	50.22
3	30.13	30.15	36.86	35.63	41.8	39.98
4	27.45	28.48	33.03	33.08	37.45	36.97
5	24.25	25.36	28.46	28.37	32.2	31.43
6	21.75	23.11	24.5	24.96	27.91	27.42

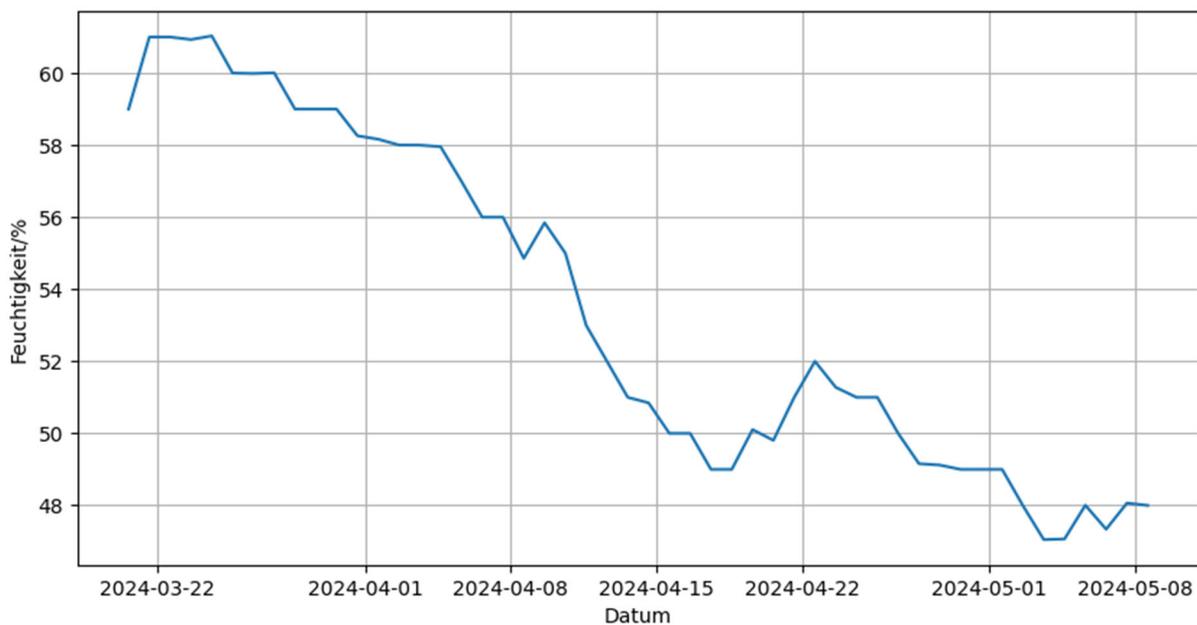


Abbildung 10 Aufgenommene Feuchtigkeitskurve des Bettungsmaterials im Zeitraum vom 20. März bis zum 8. Mai während dem Versuchsdurchlauf im feuchten Sand

**Fazit :**

Die in Tabelle 3 dargestellten Ergebnissen, bestätigt die Wärmeleitfähigkeit des feuchten Sandes. Für stationäre Werte ist somit die Simulation für feuchten Sand validiert und kann für das Monitoring Projekt in Herrenberg eingesetzt werden.

Der Versuch verdeutlicht ein grundlegendes Problem bei der Betrachtung des Zweischichtenmodells. In der Realität trocknet der Bodenbereich nahe am Kabel langsamer als in den Normen angenommen. Daraus folgt eine niedrigere angenommene Strombelastbarkeit, während in der Realität der Strom im noch feuchten Sand höher ist.

### **3 MONITORING HERRENBERG**

#### **3.1 Erhöhung der Übertragungsleistung im 110-kV-Netz**

Das 110-kV-Netz der Netze BW befindet sich hauptsächlich im ländlichen Raum, in dem die Freileitung dominierend ist. Als Standard wurde bis vor Kurzem in der 110-kV ein Einfachseil Al/St 265/35 eingesetzt, mit einer Stromtragfähigkeit von 680 A. Als Äquivalent in der Übertragungsfähigkeit wurde hierfür vorzugsweise ein Kabel N2XS(FL)2Y 1x800 RM 50 64/110 kV eingesetzt um durch eine (Zwischen-)Verkabelung keine Engpässe zu erhalten.

Durch die in der Einleitung beschriebenen Energiezuwächse gilt es Neubauleitungen gleich so auszulegen, dass Sie nicht innerhalb des in den nächsten 20 Jahren anstehenden Aus- und Umbauszenarios wieder erneuert werden müssen. Hierfür wird aktuell in der Freileitung die Verwendung eines Zweierbündel Al/St 565/72 (Finch) favorisiert. Die Übertragungsfähigkeit liegt hier bei 2080 A. Um Engpässe bei Zwischenverkabelungen etc. zu vermeiden sollten also Kabelstrecken dieselben Stromtragwerte aufweisen.

Diese Werte sind für Kabelstrecken mit den aktuellen Verlegevorgaben und den am Markt verfügbaren Kabeln als Einfachsystem nicht erreichbar.

Folgende Punkte zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit wurden betrachtet:

- Parallele Systeme
- Thermisch stabile Bettungsmaterialien
- Veränderung der Legeanordnung: Dreieck/ Einebene und Abstände der Phasen zueinander
- Reduzierung der Legetiefe
- Erdung (Einseitig, Crossbonding)
- Änderung des Kabeldesigns (Isolierte Drähte, Verringerung der Isolierwandstärke, Änderung des Isolationsmaterials, Gleichschlag)
- Kühlung aktiv und passiv
- Ersetzen der Kabelstrecken durch andere Übertragungsmedien
- Überprüfung des wahren Wärmeleitwertes des Bodens vor Ort
- Temperaturmonitoring und kurativer Netzbetrieb (temporäre Überlast unter Einhaltung der 90°C Grenze für VPE)

Einige dieser Punkte werden zukünftig angewendet, einige verworfen. Speziell in der Verwendung von temperaturstabilem Bettungsmaterial und Temperaturmonitoring liegt die Erwartung die Übertragungsleistung zu verbessern. Dies gab den Anstoß für ein Projekt südlich von Stuttgart diese zwei Punkte weiter zu untersuchen.

#### **3.2 Monitoring Herrenberg**

Eine existierende Kabelstrecke mit im Kabelschirm integrierten Monitoringfasern soll für ein Jahr untersucht werden. Ziel ist es durch Extremlasten wie Aus- und Maximallast die Reserven am Kabel zu analysieren. Zudem werden zwei Fasern eines parallel verlegten Nachrichtenkabels genutzt, um zu überprüfen, ob eine Messung außerhalb des Kabels gleichwertige Ergebnisse bringt. Es soll auch geprüft werden ob parallel verlegte Kommunikationskabel an Bestandskabeln genutzt werden können, um ein nachträgliches Temperaturmonitoring an deren Strecken zu ermöglichen.

Die Messungen wurden zum Jahresanfang 2024 aufgenommen.

Nach der ersten Jahreshälfte sollen, in einem Abschnitt der Kabelstrecke von 150 m, die Bettungsmaterialien getauscht werden. Der standardmäßig verlegte Bettungssand soll in jeweils 40 m-Abschnitten gegen thermisch stabilen Sand, Flüssigboden und hochwärmeleitfähigen Beton getauscht werden.

Nach dem Austausch des Bettungsmaterials soll der Betrieb wieder aufgenommen sowie kurzzeitig Extremlasten gefahren und die Ergebnisse untersucht werden. Zur Überprüfung der Ergebnisse werden seitens der Universität Stuttgart die Messungen überprüft und nachgerechnet. Hierfür werden an den Stellen des Bettungsmaterialaustausches Temperatur- und Feuchtesensoren eingebracht und über ein Berechnungsprogramm die Ergebnisse nachgewiesen. Vorbereitend läuft hierzu bereits bei der Universität eine Forschungsarbeit mit einem Laboraufbau.



Abbildung 11 Kabel mit Monitoringfaser

#### 4 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die vorliegende Arbeit behandelt die Untersuchung und Verbesserung der Übertragungsleistung von 110-kV-Kabelstrecken im Rahmen der Energiewende. Angesichts des wachsenden Bedarfs an erneuerbaren Energien sind Verteilnetzbetreiber gezwungen, bestehende Anlagen zu optimieren, um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden.

Die Netze BW in Zusammenarbeit mit der Universität Stuttgart analysieren Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Dabei werden Ansätze wie die Verwendung temperaturstabiler Bettungsmaterialien und Lichtwellenleiter für das Monitoring an einer existierenden Kabelstrecke untersucht.

Durch Experimente im Labor werden außerdem thermische Modelle erstellt und validiert. Die Temperaturverläufe eines in Bettungssand vergrabenes Hochspannungskabel werden mithilfe einer FEM-Simulation modelliert, berechnet und mit den gemessenen Daten des Testaufbaus verglichen. Hierbei werden relevante Materialparameter wie die spezifische Wärmekapazität und die thermische Leitfähigkeit des Bettungsmaterials berücksichtigt.

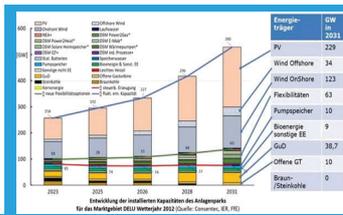
Die volumetrische Wärmekapazität  $C_V$  sowie die thermische Leitfähigkeit  $\lambda$  des Sandes sind entscheidende Faktoren für die thermische Charakterisierung des Versuchsaufbaus. Es wird gezeigt, dass diese Parameter vom Wassergehalt des Bodens abhängen.

Insgesamt liefern die Ergebnisse des Testaufbaus wichtige Erkenntnisse für die zukünftige Auslegung von Hochspannungskabeln. Sie verdeutlichen die Notwendigkeit, die thermischen Eigenschaften des Bettungsmaterials präzise zu bestimmen, um die Sicherheit und Leistungsfähigkeit von Hochspannungskabeln unter verschiedenen Betriebsbedingungen zu gewährleisten.

Die aus dieser Arbeit theoretischen Überlegungen und Berechnungen werden durch Messungen an einer im Betrieb befindlichen Kabelstrecke von der Netze BW angewendet. Die Temperatur der Kabelstrecke wird für 1 Jahr mithilfe einer Glasfaser im Bereich der Schirmdrähte und einer parallel verlegten Faser mit einem Distributed Temperature Sensing (DTS) überwacht. Außerdem wird der standardmäßige Bettungssand in jeweils 40m Abschnitten gegen 3 verschiedene thermisch stabilen Bettungsmaterialien ausgetauscht und mit Temperatur- sowie Feuchtesensoren ausgestattet. Mit den Erkenntnissen aus dem beschriebenen Testaufbau können sowohl das DTS als auch das thermisch stabile Bettungsmaterial überprüft werden.

## LITERATUR

- [1] J. Bachmann, R. Horn, S. Peth: "Einführung in die Bodenphysik", Hartge/Horn, 2014.
- [2] L. Heinhold, K. Ittmann, A. Roller, F. Schaller, O. Schröter, R. Stubbe, H. Stutter, R. Wiedenmann, F. Winkler: "Kabel und Leitungen für Starkstrom Teil 1", Siemens, 1987
- [3] D. Klein: "Erstellung eines Belastungsmodells für 110-kV-Kabel für das Hochspannungsnetz der Netze BW", Bachelorarbeit, 2019
- [4] D. Passow: „Autarkes Zustandsmonitoring von Kabelmuffen auf Basis integrierter Teilentladungs- und Temperatursensorik“, Universität Stuttgart, xxxx
- [5] The Engineering ToolBox 2001: "Specific Heat of Some Common Substances". Link: [https://www.engineeringtoolbox.com/specific-heat-capacity-d\\_391.html](https://www.engineeringtoolbox.com/specific-heat-capacity-d_391.html) (zuletzt besucht: 06.05.2024)
- [6] Flexbook CK-12 Foundation 2024: „15.4 Specific Heat“. Link: <https://flexbooks.ck12.org/cbook/ck-12-middle-school-physical-science-flexbook-2.0/section/15.4/primary/lesson/specific-heat-ms-ps/> (zuletzt besucht: 06.05.2024)
- [7] I. N. Hamdhan, B. G. Clarke: "Determination of Thermal Conductivity of Coarse and Fine Sand Soils", Bandung National of Institute of Technology, Leeds University, 2010



## TASK FORCE HÖHERAUSLASTUNG IM NETZ DER ENERGIEWENDE

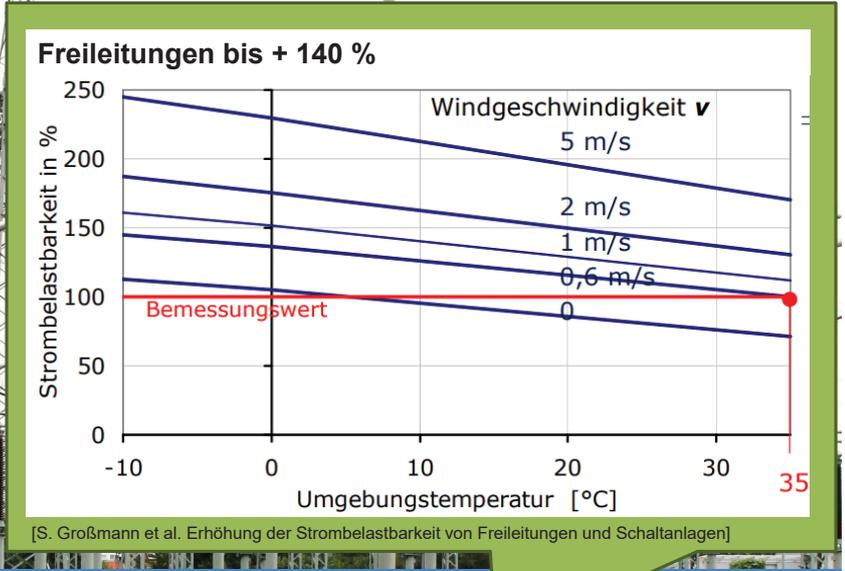
1. Warum? Schneller Zubau von Erzeugerleistung bei schleppendem Netzausbau
2. Vorhandenes Netz höher auslasten, aber dynamisch und mit Blick auf schwächstes Glied der Übertragungskette
3. Monitoring, Diagnose, Asset Management anpassen
4. Es ist machbar!

**2023** 1'777 km gebaut, 12'000 km in Planung oder Bau

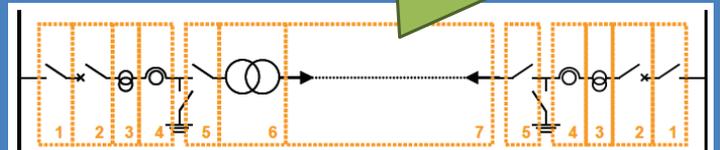
**2020** Tatsächlich EE: 47 %

**2010** DENA Netzstudie II: Es wurden 90 km realisiert. Wir brauchen 3'700 km neue Leitungen für 39% EE in 2020

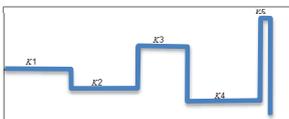
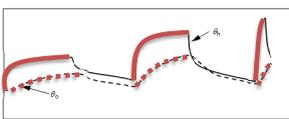
**2005** DENA Netzstudie I: Wir brauchen 850 km Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz



Höhere Strombelastbarkeit?  
Das schwächste Glied der Übertragungskette zählt!



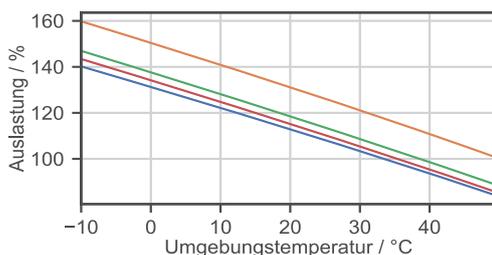
## Transformatoren: Vorbildlicher Transformer Loading Guide



[IEC 60076-7]

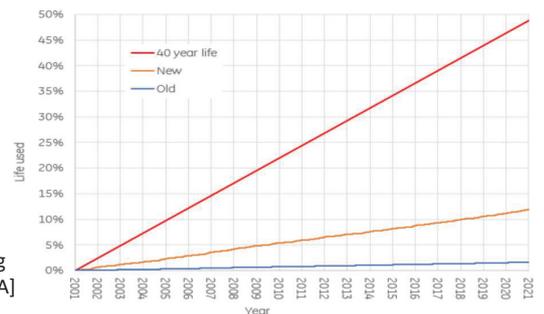
735 min

— dauerhafte Überlast      — Überlast für 2 std.  
— Überlast für 1 std.      — Überlast für 3 std.



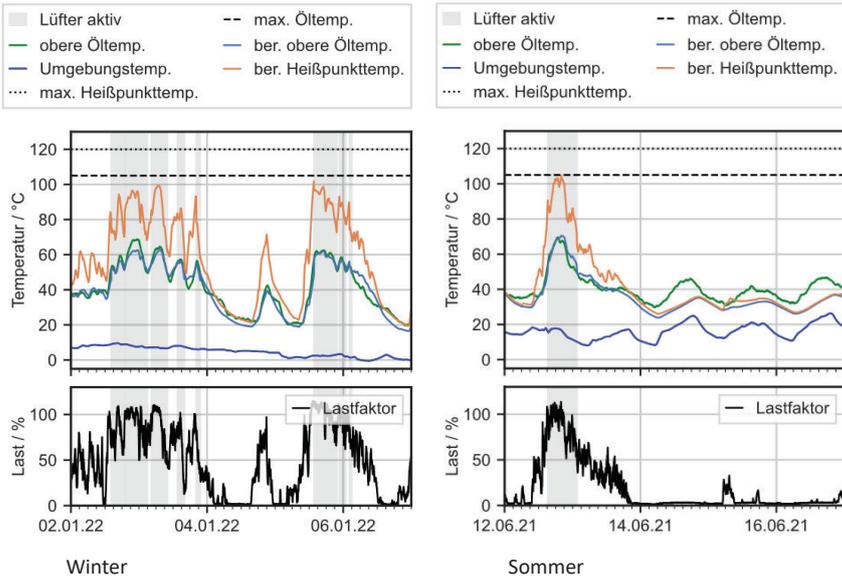
- Umgebungstemperatur bestimmt dauerhafte Belastbarkeit
  - Wind und Sonne nur geringfügig
- Dynamische Überlastbarkeit nach IEC 60076-7:
  - 150 % bei normalzyklischer Last und  $S_r < 100$  MVA
  - 130 % bei normalzyklischer Last und  $S_r > 100$  MVA
- Dabei Heißpunkttemperatur  $< 120^\circ\text{C}$ , Obere Öltemperatur  $< 105^\circ\text{C}$
- Langzeit- und Kurzzeit Emergency Loading mit noch höheren Temperaturen und Lastfaktoren

Lebensdauerverbrauch bei unterschiedlicher Belastung [T. Stirl Trafos für Offshore-WKA]



# h<sup>2</sup> Hochschule Magdeburg • Stendal

## Beispiel 63 / 80 MVA Trafo an Onshore-Windpark



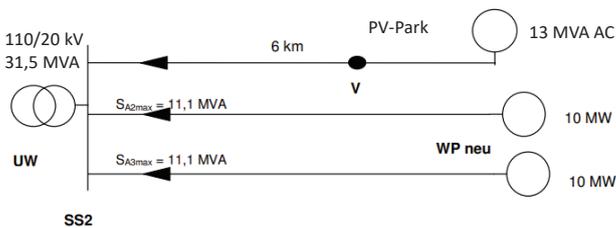
- Kühlung ONAN/ONAF
- 95 MW Windpark, volle Einspeisung
- Überlastet mit 119 % im Sommer und Winter
- 105°C o.Ölt. nicht annähernd erreicht
- Thermally upgraded paper – kein Lebensdauerverlust bis 110°C
  - Normales Papier: 98°C

Kein Lebensdauerverlust bei dieser Betriebsweise!

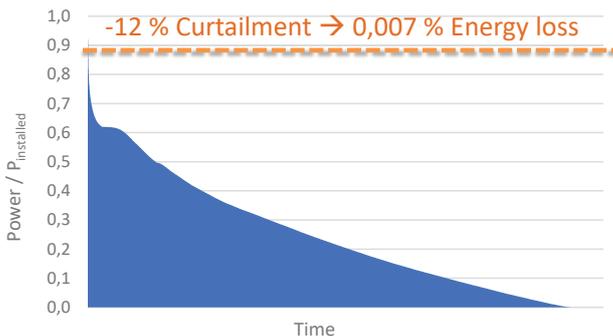
Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

Slide 6

## Praxis eines Verteilnetzbetreibers: Erneuerbare ans Netz bringen



- BDEW TR „Erzeugungsanlagen am MS-Netz“
  - “... muss hier mit Dauerlast (Belastungsgrad = 1, anstelle der oft üblichen EVU-Last) gerechnet werden.“
- 35,2 MVA > 31,5 MVA, 112 % → nicht möglich



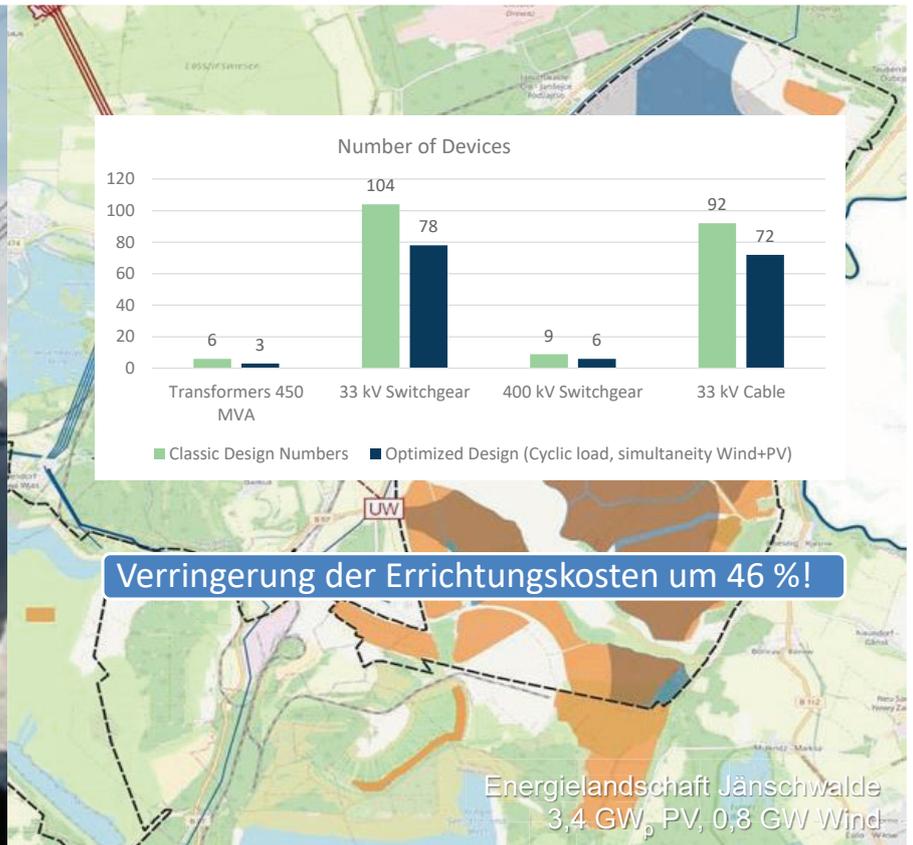
### Lösungen:

1. Neuer Trafo, 40 MVA, ca. 800 T€, 3 Jahre BESSER:
2. Ausnutzung zyklischer Belastbarkeit + 150 % nach Loading Guide → 53 MVA
3. Gleichzeitigkeit Wind und PV nutzen, Leistungsspitzen abschneiden

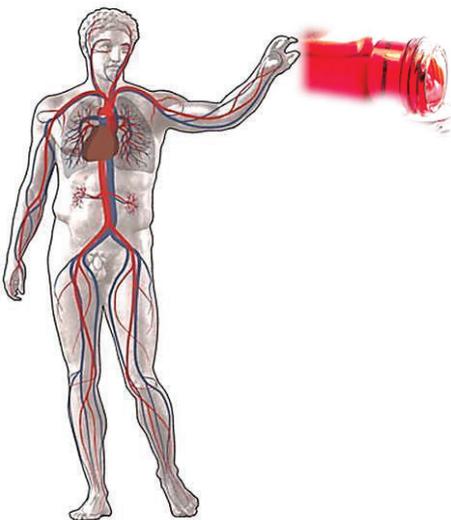
Für eine schnellere und kostengünstigere Energiewende!

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

Slide 7



## Monitoring und Diagnostik bei normalzyklischer Überlastung

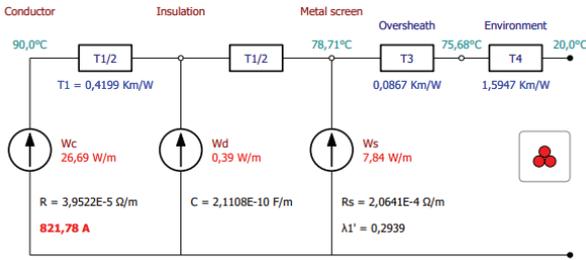


- Ölanalyse
  - Dielektrisch-chemische Alterungsindikatoren: Säurezahl, TanDelta
  - Gas-in-Öl: Methan, Ethan, Ethylen
  - Furane, Alkohole
- Management der Feuchte im Papier < 3 %
  - Insbesondere wegen Gefahr des Bubbling
- Durchführungen
  - Schlechte Wärmeabfuhr und enge dielektrische Auslegung
  - Messung von Kapazität und TanDelta, PDC, FDS
- Laststufenschalter
  - Visuelle Inspektion, Widerstand und DRM, vibroakustische Messung

Was online messbar und sinnvoll ist, direkt im Betrieb messen

- Insbesondere Öltemperatur und Wicklungstemperatur

# Strombelastbarkeit von Kabeln



[Cigre TB 880] K\*m/W = Therm. Widerstand



[Leprich et al. „Ausbau elektrischer Netze mit Kabel...“]

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

- Faktoren
  - Umgebungstemperatur
  - Belastungsdauer
    - Dauernd / Zyklisch / Längerer Störbetrieb, zB. 5 Tage / Kurzzeitiger Störbetrieb
- Berücksichtigung von Lastgängen IEC 60853
  - Klassischer Lastgang: DIN VDE 0276-1000
  - Erzeugerprofil: Eigene Berechnung mit Zeitreihen
- Wärmeleitfähigkeit des Bodens: ca. 60 % des therm. Widerstands!
  - Genaue Kenntnis hebt Reserven
- Fallbeispiel Berlin: Bodenart Sand / Talsand mSfs: **1,97 – 0,86 W/(K\*m)**
  - Bettung in Spezialbetonen mit bis zu 4 W/(K\*m)
- Besonderheit: Kreuzungen sind Engpässe
  - Kabelhäufungen
  - Große Legetiefen
  - Fernwärmeleitungen

Slide 10

## Hot Spot Table Stromnetz Berlin

Datum der Betrachtung	07.08.2023	Leitungs-Nr.	x		
Übertragungskette	Strombelastbarkeit in A: UW1	Schaltanlage UW1	Stromschiene 2500		
			SS-Trenner 630		
			Leistungsschalter 1250		
			Leitungstrenner 1250		
			Bemessungsstrom 400		
		Wandler	thermisch zulässiger 480		
Strombelastbarkeit in A: UW2	Strombelastbarkeit in A: UW2	Schaltanlage UW2	Stromschiene 1600		
			SS-Trenner 1600		
			Leistungsschalter 1250		
			Leitungstrenner 630		
			Bemessungsstrom 600		
		Wandler	thermisch zulässiger 720		
Belastbarkeit im Sommer und Winter gesamte Verbindung	Belastbarkeit im Sommer und Winter gesamte Verbindung	Strombelastbarkeit in A			
			dauernd	langer Störbetrieb	kurzer Störbetrieb
		zulässiger Strom in A Winter	270	324	486
		zulässiger Strom in A Sommer	250	300	460
		Engpass im Winter	Kabel	Kabel	Wandler UW1
		Engpass im Sommer	Kabel	Kabel	Kabel

Nr.	Hot spot Name	Link	Quelle	Datum der Betrachtung	in Betrieb		betroffene Leitungen	Reihung	Kabeltyp	Strombelastbarkeit in A		
					von	bis				dauernd	langer Störbetrieb	kurzer Störbetrieb
1	Einführung UW 1, zwei 110-kV-Systeme, 10 MS-Systeme		Einzelfallbetrachtung	01.10.1995	01.05.1996	30.11.2023	x, y	1	N2XS(FL)2Y 3x1x300/35	400	480	720
2	Hauptstraße, Querung Fernwärme		Einzelfallbetrachtung	15.04.2001	01.01.1970	31.12.2100	x	2	NÖKUDEY 3x1x185	270	324	486
3	Einführung UW 1 nach Umbau		Einzelfallbetrachtung	02.05.2023	01.12.2023	31.12.2100	x, y	1	N2XS(FL)2Y 3x1x630/35	525	630	945

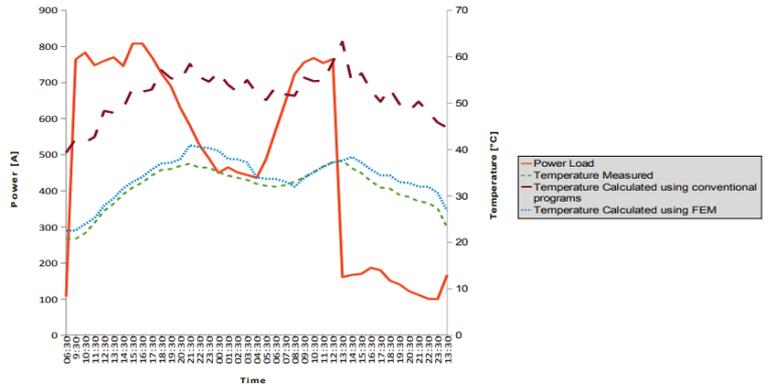
# Betrieb mit höherer Belastung bei Kabeln

## Bestehende Kabelnetze

- Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens
  - Fallbeispiel: Überschätzung der Temperatur durch konventionelle Berechnungen von ~ 18 K bei einer Außentemperatur von 0°C
- Dynamische Belastung
- Nachrüstung von Temperatursensoren

## Neue Kabelnetze

- Distributed Temperatur Sensing (DTS)
  - Temperatur +/- 1 K, Ortsauflösung ca. 1 m Gesamtlänge bis zu 30 km,
  - Fallbeispiel: 200 A entsprechend 40 % Reserve
- Wärmeleitfähiges Bettungsmaterial
- Polypropylen-Isolierung 110°C
- Milliken-Conductor (Teilisolierung) bis +25 %

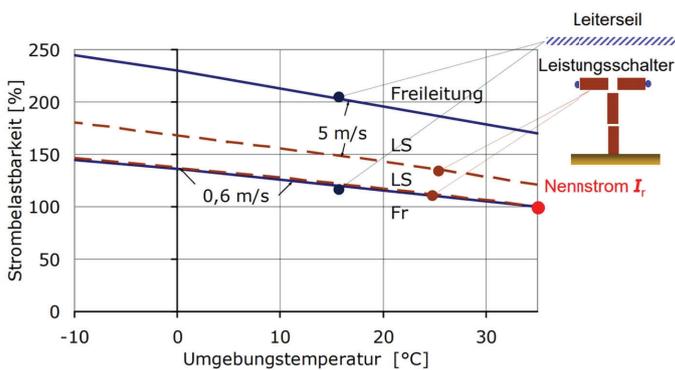


[D. Wald "Correlation between calculated transmission capacity and actual one"]

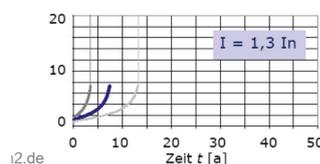
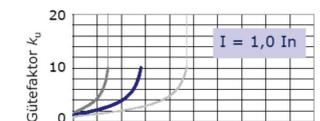
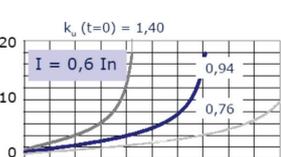
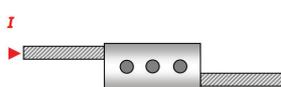
## Monitoring und Diagnose

- Schwierig: Sehr beständiges Dielektrikum VPE trifft auf schlechte Zugänglichkeit
- Selten: Verlustfaktor, da nur integraler Wert
- Dielektrische Festigkeit: Teilentladung, auch on-line

# Strombelastbarkeit bei Schaltanlagen



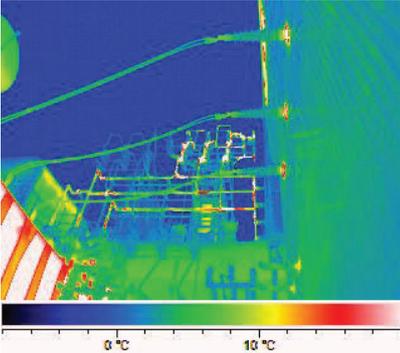
[S. Großmann et al. Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen und Schaltanlagen]



- Leistungsschalter mit zugeordneter Freileitung
  - Umgebungstemperatur wirkt sich ähnlich aus, jedoch nicht die Windgeschwindigkeit
- Herausforderung Schraubkontakte
  - Alterungsmechanismen:
    - Chemisch: Reaktionen des Kontaktstücks mit Umgebung
    - Kriechalterung durch Kriechen oder Spannungsrelaxation in den Kontaktstücken und Federelementen
    - Entstehung intermetallischer Zwischenschichten
    - Fretting: makroskopische und mikroskopische Reibung zwischen Kontaktstücken bei Temperaturwechseln
  - Alterung einer Aluminium-Aluminium-Schraubenverbindung, Freileitungsseil Al/St 183/30
    - 0,6 I<sub>n</sub> – heutige Belastung
    - Anfangsgüte der Kontakte k<sub>u</sub>
    - 60 % auf 100 % I<sub>n</sub> führt zu halber Lebensdauer
    - Allerdings keine dynamische Untersuchung!



# Monitoring und Diagnose bei Schaltanlagen



- **Infrarot-Thermographie für Hot Spots**
  - Schaltkontakte an Leistungsschaltern und Trennern, Verbindungen von Sammelschienen und Kabelanschlüsse
  - Fehlerhafte Verbindungen, überlastete Komponenten, schlechte Kontakte oder andere Defekte
  - Berührungslos, auch mit Drohne
  - Relativer Vergleich der drei Phasen
  - Online-Messung möglich
- **Mikroohmmessung**
  - Fragliche Genauigkeit: Qualität der Messgeräte, Vorbereitung der Hilfsverbindungen, Umgebungstemperatur
  - Regelmäßige Messung für Trends

Slide 14



# Asset Management bei hoher Auslastung

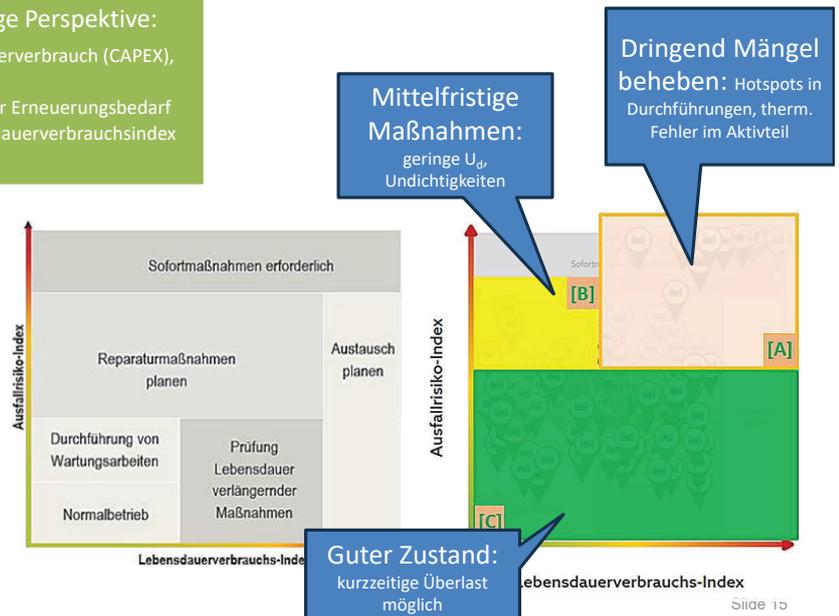
## Kurzfristige Perspektive:

- Betrieb ermöglichen (OPEX),
- IR Thermographie,
- evt. kurzfristige Instandhaltung
- → Ausfallrisikoindex

## Langfristige Perspektive:

- Lebensdauerverbrauch (CAPEX),
- Ölanalyse,
- langfristiger Erneuerungsbedarf
- → Lebensdauerverbrauchsindex

- 88 Trafos der Rheinischen Netzgesellschaft
- Durchschnittlich 44,5 a alt
- 20-40 MVA
- 110 / 20 kV

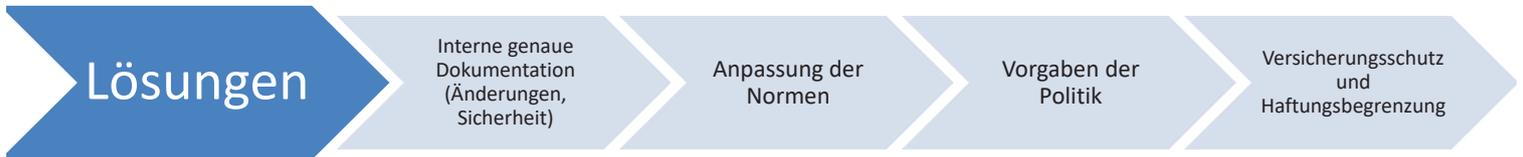


# Und die rechtlichen Fragen?

- Ziel des rechtlich sicheren Netzbetriebs: Nicht schuldhaft handeln
  - Auskunftspflichten durch Höherauslastung einhalten (z.B. em Beeinflussung)
  - Netz nach anerkannten Regeln der Technik betreiben

§ 49 Abs. 2 des EnWG fordert: *[Bei Errichtung und Betrieb von Energieanlagen] „sind ... die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn ... die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. [...] eingehalten worden sind.“*

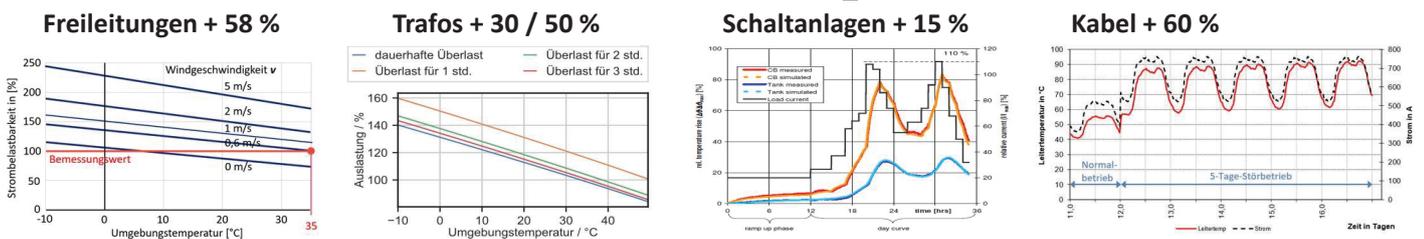
- Wesen jeder Innovation besteht darin, die „anerkannten Regeln der Technik“ zu erweitern oder zu verlassen → Kann innovationshemmend wirken!
- Andererseits: Verpflichtung zur bedarfsgerechten Optimierung seiner Stromnetze § 11 Abs. 1 EnWG



Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

Slide 16

# Können die Betriebsmittel höher ausgelastet werden?



## Dynamische, temperaturbasierte Belastbarkeit statt statischer Stromwerte

- Jedes Betriebsmittel hat statische und / oder dynamische Reserven
- Sehr unterschiedliche Reserven → Übertragungskette → „Hot Spot Table“
- Genaues Verständnis von Erwärmung, Alterung, Ausfallrisiken und Ausfallfolgen nötig
- Modelle prognostizieren Belastbarkeit und ergänzen fehlende Messwerte
- Monitoring sichert höhere Strombelastbarkeit ab (zeit- und orts aufgelöstes)
- Diagnose, Monitoring und Asset Management müssen an höhere Auslastung angepasst werden

## Herausforderungen

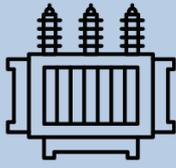
- Verbesserte Modelle besonders für Schaltanlagen
- Erfahrungen für Kontakte und Verbinder
- Dynamische Anpassung in Netzleitsystemen
- Innovationshemmnis EnWG: § 49 „Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik“ führt zur Zurückhaltung bei neuen technischen Ansätzen
- Technische Grundlagen sind teilweise lange bekannt → Mut zum Einsatz!

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

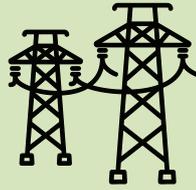
Slide 17



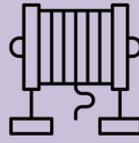
# Inhalt und Aufbau der Broschüre



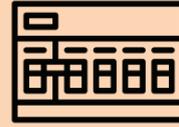
Transformator



Freileitung



Kabel



Schaltanlage

2.	Thermische Belastbarkeit und Zuverlässigkeit
3.	Empfehlungen zum Betrieb bei höherer Auslastung
4.	Zustandsbewertung und Asset Management
5.	Praxisbeispiele



## Partial Discharge Monitoring and Localization in Power Transformers and Reactors Using Fiber Optic-Based Acoustic Emission Sensors

**Dr.Ir. S.J. Voeten**  
SGB-SMIT,  
Royal SMIT Transformers  
stefanv@sgb-smit.group  
The Netherlands

**Dr. N. Lebedev**  
Optics11  
Nikita.lebedev@optics11.com  
The Netherlands

**Dr. A. Zadeh**  
Optics11  
Aydin.Zadeh@optics11.com  
The Netherlands

### ABSTRACT

In this work, a novel approach using fiber optic acoustic emission (AE) sensors to localize PD in power transformers is presented. The most commonly used AE sensors in PD applications are piezoelectric, mainly utilized for PD localization and commonly deployed as complementary to an electric PD detection systems.

OptiFender sensors are fiber optic acoustic emission (AE) sensors and are comparable in sensitivity and functionality with the state-of-the-art piezoelectric-based AE sensors [3]. At the same time, fiber optic technology makes sensors non-metallic, free of electronic components at the sensor, immune to EMI, and galvanically isolated. These sensors are suitable for deployment in harsh environments such as ATEX zones, extreme temperatures, radiation zones, and liquid or humid environments.

The OptiFender system can be used not only to localize the PD but also to generate PRPD patterns, allowing the system to be deployed as a stand-alone solution. It can read up to 32 sensors simultaneously and automatically process the measurement data. This allows for dealing with large data sets, thereby increasing the statistical reliability of the results and significantly reduce the time needed to localize a PD source.

The system and its sensors have been tested using a dedicated test setup and it has been successfully tested on multiple PD localization investigations of which two are presented here.

## 1. INTRODUCTION

Partial discharge (PD) online monitoring is one of the dominant trends in asset management. PD is a microscopic discharge that occurs due to defects in insulation material under high-voltage stress. Besides the electrical signal, PD manifests itself through various physical phenomena such as the emission of light, heat, electromagnetic waves in the ultra-high frequency range, acoustic signals in the ultrasound range, and the production of gases [1]. There are a considerable number of PD monitoring systems based on detecting these phenomena. Additional information about the danger of the defect can be obtained from the identification of PD type, which can be done by examining a Phase Resolved PD (PRPD) pattern, which is usually generated using electrical measurement systems. Nevertheless, the deployment rate of online PD monitoring systems is hindered by the complexity of measurement data analyses and the shortage of highly qualified personnel to process the large amount of the data collected during online monitoring. Among the data interpretation challenges is electromagnetic interference at the electrical substation due to corona partial discharge on the connection points. Furthermore, for large and complex assets such as power transformers, detecting the partial discharge alone does not indicate immediate danger for the asset. The PD source's localization is often required to decide if the power transformer requires maintenance. Acoustic emission (AE) is a recommended method to perform partial discharge localization according to the IEEE C57.127-2018 standard [2].

## 2. SENSOR

The OptiFender system measures the AE signal from the PD source using interferometry. Two optical fibers with equal lengths create a Michelson interferometry configuration. One fiber is used for sensing, and another is for reference. They both are packed inside the OptiFender sensor. The reference fiber is coiled around the damping material to prevent the transfer of vibrations and mechanical disturbances. The sensing fiber is coiled around a mandrel, which has a flat contact surface to ensure good acoustic coupling with the surface of the asset [5]. Acoustic waves, generated by the PD, reaching the sensor are transferred to the sensing mandrel, around which fiber is coiled. The acoustic waves cause slight changes in the sensor fiber length. These slight changes in the sensor fiber length combined with the non-changing reference fiber length generate an interferometric signal. The OptiFender sensor has a resonant frequency of around 45 kHz, which, together with the supported frequency range between 20 and 475 kHz of the acquisition unit, covers the typical frequency range common for acoustic waves generated by PD, 20kHz to 150kHz.

In the cases described in this paper, the sensing part of the sensor is installed in direct contact with the surface of the transformer tank wall using a magnetic clamp. Silicone grease is used as acoustic couplant, Figure 1.

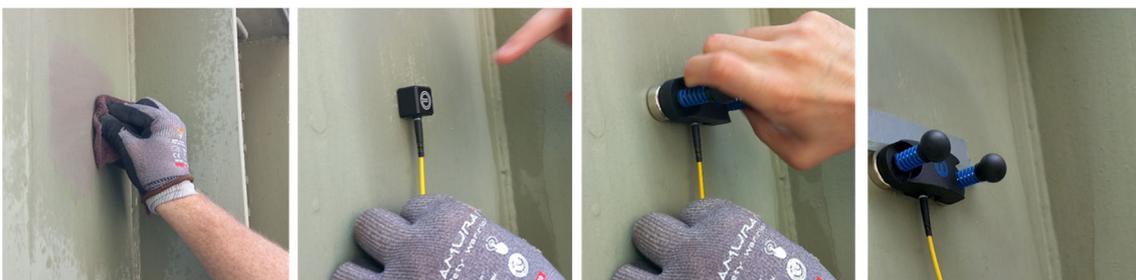


Figure 1. The AE sensor and its installation on a transformer on a substation for PD monitoring during operation of the transformer

The sensors are connected to the acquisition unit, Figure 2, through fiber optic cables. The acquisition unit simultaneously acquires, demodulates and digitizes the interferometric signal of up to 32 sensors. It has an internal zero crossing detector (ZCD) to obtain information about the phase of applied voltage.



Figure 2. OptiFender acquisition unit.

### 3. USE CASE, DEDICATED TEST SETUP

A dedicated test setup, Figure 3, is used to test the system. The setup consists of a steel tank, measuring 1.6m long, 0.9m wide and 1.1m high. The tank is filled with transformer oil up to 1m high. In the tank a piezo element powered by a function generator is used to mimic an acoustic source. The purpose of this setup is to perform basic experiments to obtain understanding of acoustic wave propagation and the effects on the time of arrival (TOA) determination on a scaled power transformer like setting. A good understanding of the method to determine TOA plays a crucial role in PD localization. This test setup is optimized to obtain acoustic waveshapes with minimal distortions due to reflection, refraction and attenuation such as are found in high power transformers due to the complex internal geometric structures.



Figure 3. Dedicated test setup

The theoretical TOA for an acoustic wave that reaches the sensor directly through the oil can be determined by dividing the Euclidean distance between the source and sensor by the acoustic velocity through oil, here taken to be 1400m/s, Eq. 1.

$$t_{direct} = \frac{\sqrt{(X_{source} - X_{sensor})^2 + (Y_{source} - Y_{sensor})^2 + (Z_{source} - Z_{sensor})^2}}{v_{oil}} \quad \text{Eq. 1}$$

Besides this path, two indirect acoustic pathways, Figure 4, are also considered:

1. From source to the tank wall from which the acoustic wave continues as a transversal wave at  $v_{transversal} = 3500m/s$ ,
2. From source to the tank wall from which the acoustic wave continues as a longitudinal wave at  $v_{longitudinal} = 5800m/s$ .

The respective theoretical TOA for these paths can be determined by

$$t_{transversal} = \frac{\sqrt{(X_{source} - X_{wall})^2 + (Y_{source} - Y_{wall})^2 + (Z_{source} - Z_{wall})^2}}{v_{oil}} + \frac{\sqrt{(X_{wall} - X_{sensor})^2 + (Y_{wall} - Y_{sensor})^2 + (Z_{wall} - Z_{sensor})^2}}{v_{transversal}} \quad \text{Eq. 2}$$

$$t_{longitudinal} = \frac{\sqrt{(X_{source} - X_{wall})^2 + (Y_{source} - Y_{wall})^2 + (Z_{source} - Z_{wall})^2}}{v_{oil}} + \frac{\sqrt{(X_{wall} - X_{sensor})^2 + (Y_{wall} - Y_{sensor})^2 + (Z_{wall} - Z_{sensor})^2}}{v_{longitudinal}} \quad \text{Eq. 3}$$

For either indirect path there is an optimal angle  $\alpha$  at which a shortest total time is obtained, Figure 4.

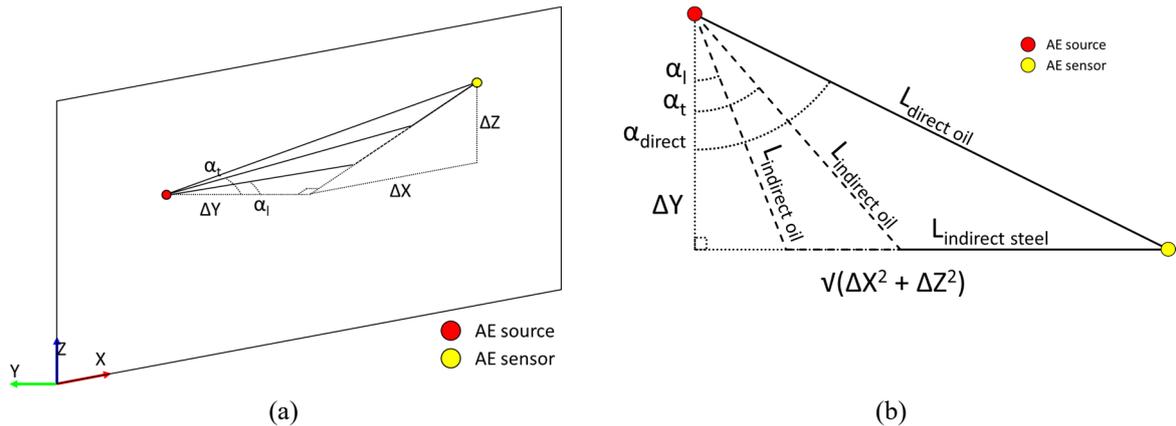


Figure 4. The three different paths from source to sensor  $\alpha_{direct}$ ,  $\alpha_t$ ,  $\alpha_i$  are the angles for the direct path, indirect path with the transversal wave through steel and the indirect path with the longitudinal wave through steel

This angle only depends on the ratio of the respective velocities;

$$\alpha_{transversal} = \arcsin\left(\frac{v_{oil}}{v_{transversal}}\right) = \arcsin\left(\frac{1400m/s}{3500m/s}\right) = 23.6^\circ \quad \text{Eq. 4}$$

$$\alpha_{longitudinal} = \arcsin\left(\frac{v_{oil}}{v_{longitudinal}}\right) = \arcsin\left(\frac{1400m/s}{5800m/s}\right) = 14.0^\circ \quad \text{Eq. 5}$$

This results in up to three different moments at which the acoustic wave can arrive at the sensor. The purpose is to identify how these three paths affect the recorded signal at the sensors.

The acoustic sensors are placed on the tank wall as shown in Figure 5 and Figure 6. The circles shown in Figure 6 represent the point where the acoustic wave from the source continues in the tank wall as a longitudinal wave, inner circle, and transversal wave, outer circle.

The source and sensor locations, together with their shortest distance to the acoustic source and calculated times for the three aforementioned acoustic paths are shown in Table 1.

The calculated times are plotted over the recorded sensor signals, Figure 7. As can be seen, the longitudinal wave is not observed. Sensors 3, 8 and 16 are inside the larger circle, related to the transversal wave through steel, shown in Figure 6. The detected acoustic wave at these sensors has a very steep front which indicates an acoustic path direct through oil. These signals align very well with the calculated TOA based on the direct path through oil. Sensors further away from the source, for example sensor 14, first show an increasing amplitude possibly followed by a steep edge. The increasing amplitude is a result of the acoustic path through steel. These sensors show a spread in the TOA determination of up to 90  $\mu$ s in this setup simply due to the difference in time delay between the direct path through oil and through steel.

One of the most commonly used experimental methods to determine the TOA is based on the signal energy [6]. This is plotted in blue in Figure 7. The signal energy is given by

$$s_N = \sum_{i=1}^N x^2(i) \tag{Eq. 6}$$

$$S = \sum_{i=1}^n x^2(i) - n \frac{s_N}{N} \tag{Eq. 7}$$

With  $x$  the sensor signal,  $s_N$  the total energy of the signal,  $S$  the energy in the signal up to sample  $n$  and  $N$  the total number of samples. The TOA based on the signal energy shows resemblance with the TOA based on the indirect path with the transversal wave for the sensors outside the large circle shown in Figure 6. The difference between the theoretical TOA corresponding to the path through oil and the experimentally determined TOA increases with distance from the acoustic source. Using a large number of sensors during localization when the source position is unknown ensures that there are sufficient sensors in locations closest to the source.

The test cases in the following sections show that, with using TOA determined from signal energy and a large number of sensors, localization of PD sources can be done successfully. By automating the localization, very large datasets can be processed, allowing for further accuracy improvement due to improved statistics and a significant reduction in time needed to localize a PD source.

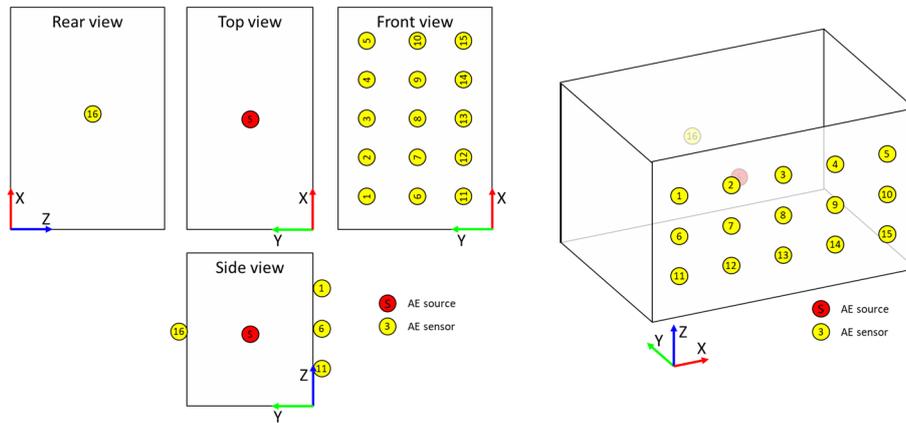


Figure 5. Schematic representation of source and sensor locations on the tank

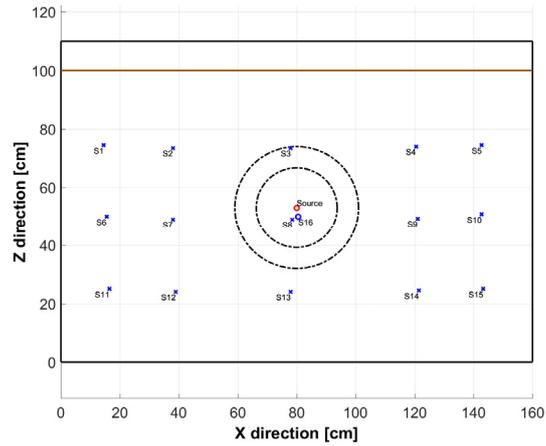
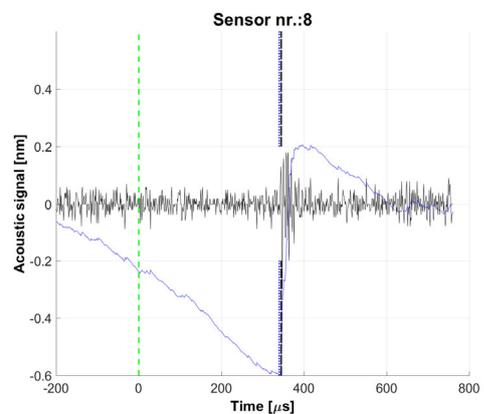
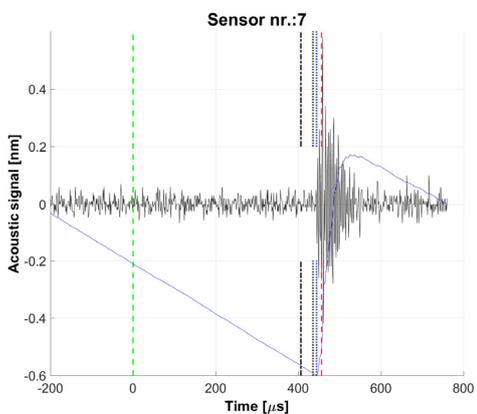
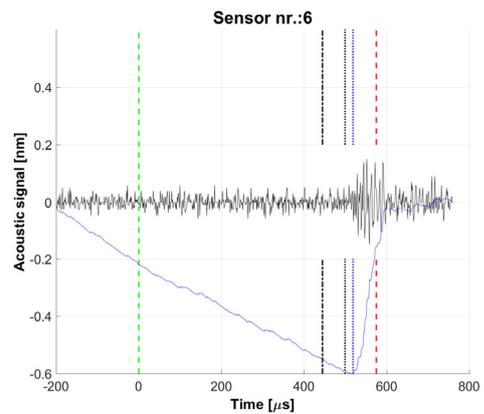
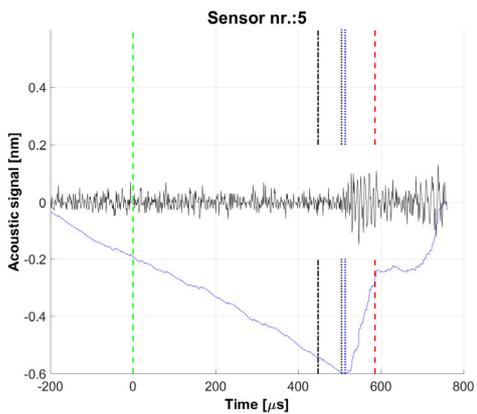
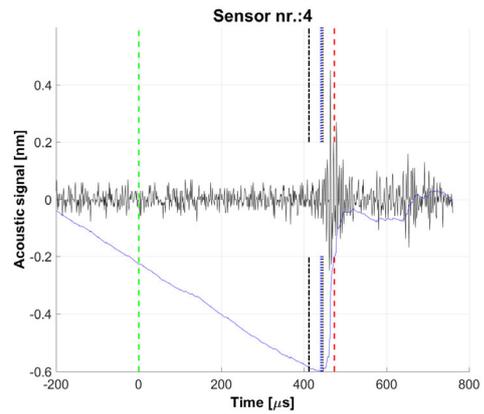
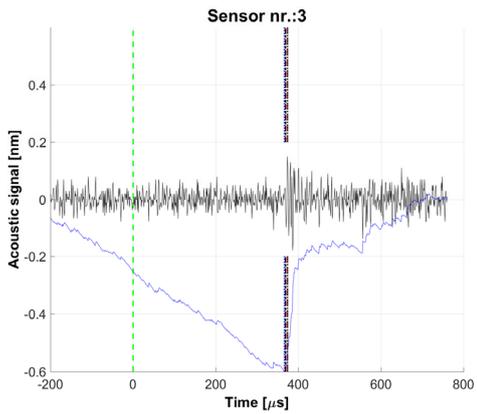
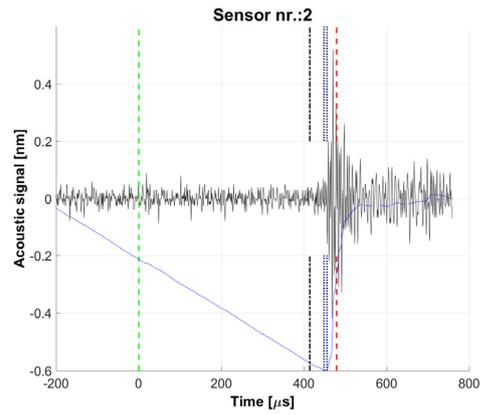
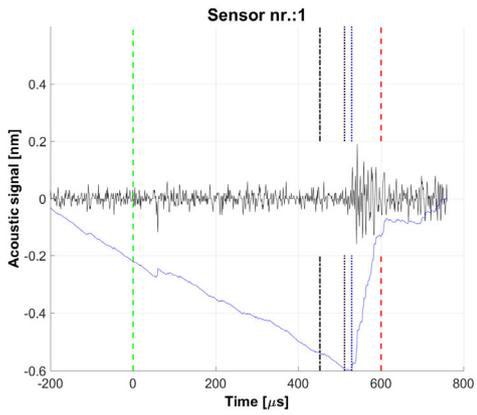


Figure 6. Front view,  $Y = 0$  plane, of the tank with the source and sensor locations together with the circles indicating the boundary outside which the indirect path with the longitudinal wave through steel, inner circle, and transversal wave through steel, outer circle, arrive at the sensor faster than the direct oil path respectively.

Table 1. Sensor and source locations, Euclidian distances and calculated time delays.

	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>Z</b>	$L_{\text{source-sensor}}$	$\Delta t_{\text{direct}}$	$\Delta t_{\text{transversal}}$ $\alpha_t = 23.6^\circ$	$\Delta t_{\text{longitudinal}}$ $\alpha_l = 14.0^\circ$
	[m]	[m]	[m]	[cm]	[ $\mu\text{s}$ ]	[ $\mu\text{s}$ ]	[ $\mu\text{s}$ ]
<b>S1</b>	0.145	0.000	0.745	84.1	600	512	452
<b>S2</b>	0.380	0.000	0.735	67.1	479	448	414
<b>S3</b>	0.780	0.000	0.735	52.3	374	374	369
<b>S4</b>	1.205	0.000	0.740	66.3	474	445	412
<b>S5</b>	1.428	0.000	0.745	81.9	586	505	448
<b>S6</b>	0.155	0.000	0.500	80.5	575	499	445
<b>S7</b>	0.380	0.000	0.490	64.0	457	435	406
<b>S8</b>	0.785	0.000	0.490	48.3	345	345	345
<b>S9</b>	1.210	0.000	0.493	63.3	452	433	404
<b>S10</b>	1.428	0.000	0.508	79.1	565	494	442
<b>S11</b>	0.165	0.000	0.250	84.4	603	513	453
<b>S12</b>	0.390	0.000	0.240	69.5	497	458	420
<b>S13</b>	0.240	0.000	0.240	79.3	401	398	384
<b>S14</b>	1.215	0.000	0.245	69.6	497	459	420
<b>S15</b>	1.433	0.000	0.250	84.3	602	513	453
<b>S16</b>	0.805	0.910	0.500	43.0	307	307	307
<b>Source</b>	0.8	0.481	0.3				



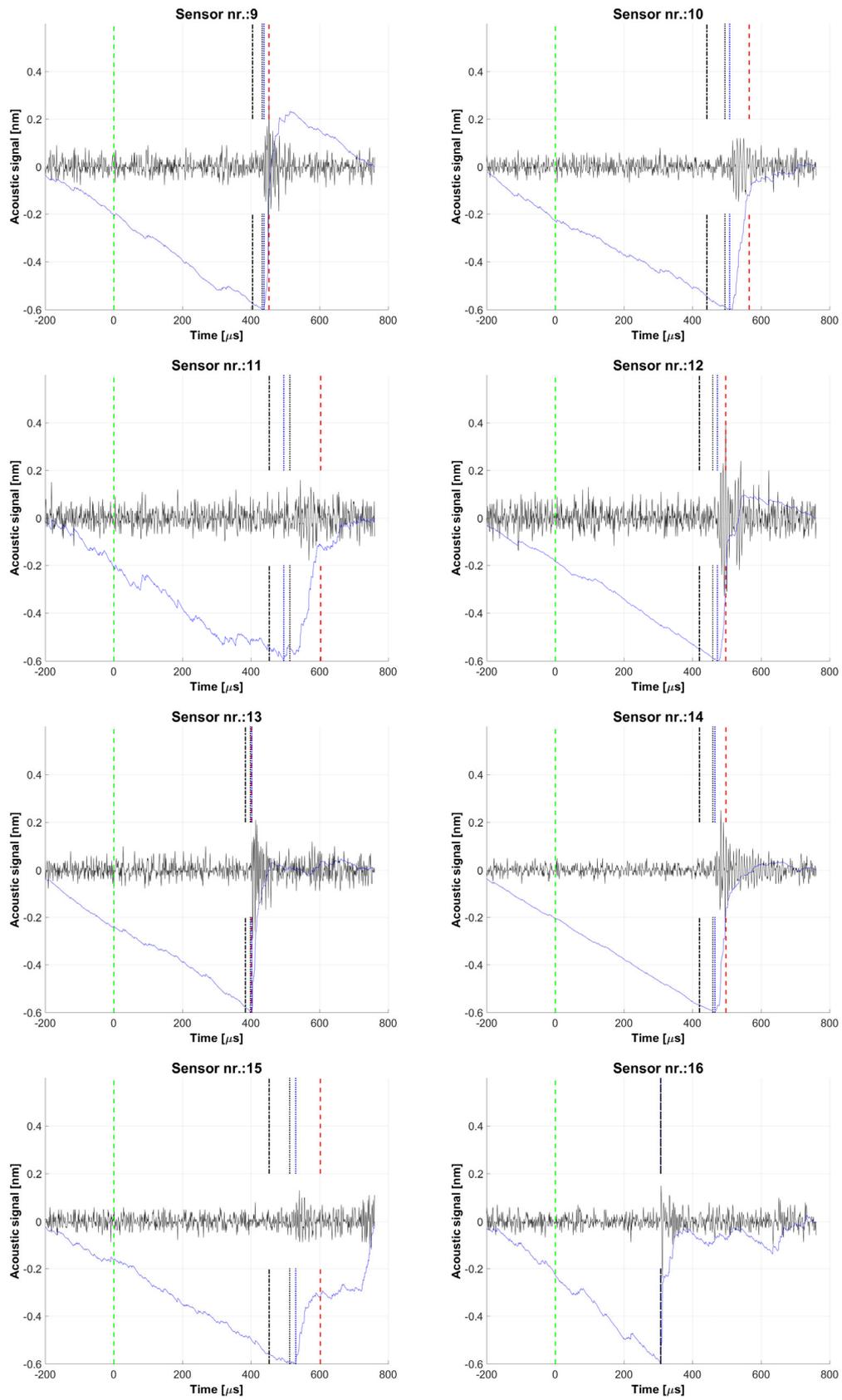


Figure 7. Signals of the 16 acoustic sensors with overlaid (green) the start of the acoustic wave, (black - - -) longitudinal wave calculated arrival time, (black ···) transversal wave calculated arrival time, (red ···) direct path calculated arrival time, (blue ···) arrival time based on minimum point of signal energy

#### 4. USE CASE, THREE PHASE TRANSFORMER DURING INDUCED VOLTAGE WITH PARTIAL DISCHARGE TEST

During factory acceptance testing (FAT) of a three phase 560MVA 345kV to 120kV transformer, partial discharges were detected using quadrupoles on the high voltage bushing test taps during the induced voltage with partial discharge test. With the acoustic sensors spread over the tank wall and tank top the PD location shown in Figure 8 is found. A total of 16 sensors were used and the Optifender operated based purely on the acoustic sensor signals without any triggering from or synchronization with other test equipment. Internal inspection after FAT showed that at the indicated location a bolt shielding cap at the top side of the DETC switch of the center phase was not grounded. After resolving this issue no more PD activity was detected.

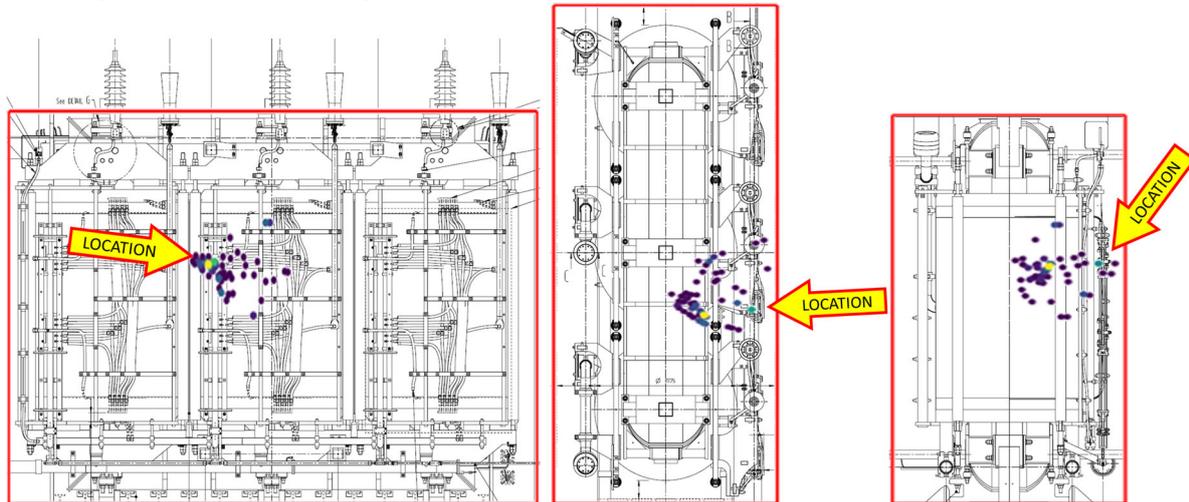


Figure 8. Side, top and front view of three phase transformer with PD on a shielding cap placed over a bolt in the center phase DETC construction

#### 5. USE CASE, SINGLE PHASE TRANSFORMER DURING INDUCED VOLTAGE WITH PARTIAL DISCHARGE TEST

During FAT of a single phase 480MVA 500kV to 230kV transformer, partial discharges were detected using quadrupoles on the high and low voltage bushing test taps during the induced voltage with partial discharge test. The transformer has a two-legged core. Based on the electric PD detection one core could be eliminated as potential location. A total of 32 sensors were placed on the tank around the suspected core leg, Figure 9. The Optifender operated based purely on the acoustic sensor signals without any triggering from or synchronization with other test equipment. The automated processing of the measurement data of the 32 sensors results in the heat maps shown in Figure 10 in which the yellow spot shows the location with the highest likelihood for the PD source. In this case it is indicated to be on the top yoke of the core. Acoustic signals were picked up through the top yoke, resulting in a localization error due to the fact that acoustic signal velocity through the top yoke steel is much higher than through oil. After evaluation of the measurement results the location of the PD source was deemed to be at the top pressure ring of the windingset. Internal inspection after FAT showed that the PD source was indeed at that location. After this source no more PD activity was detected.

For demonstration purposes, the postprocessing filter which removes outliers has been switched off.

The heatmap is generated using 10 seconds of recorded data from a single test. Obtaining the PD source location in a single run significantly reduces investigation time in the high voltage lab.



Figure 9. Transformer with the acoustic sensors on the tank wall. Other sensors are also placed on top and at the other side of the transformer

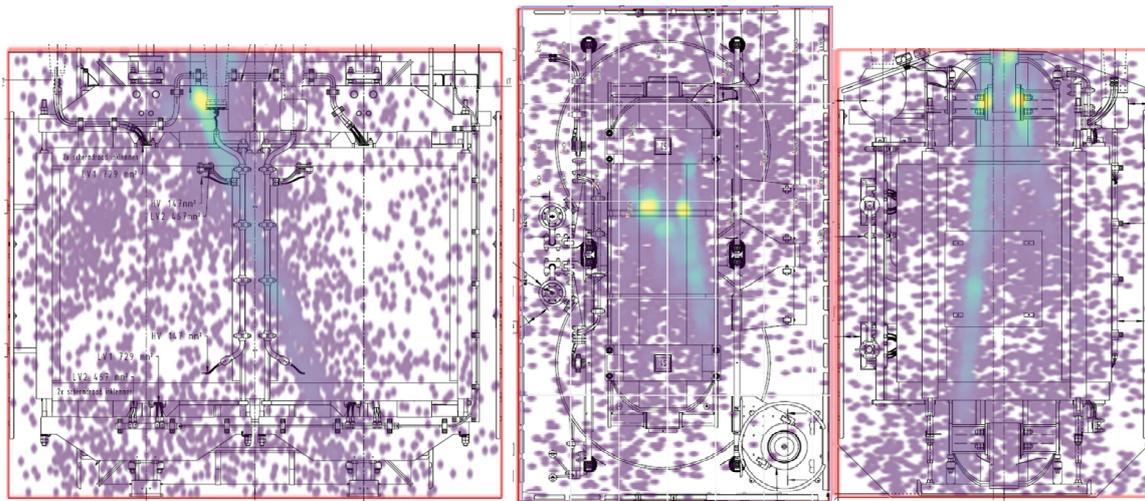


Figure 10. Single phase transformer with PD source on top of left windingset underneath the core top yoke

## 6. CONCLUSION

In this work, a novel approach using fiber optic acoustic emission (AE) sensors to localize PD in power transformers is presented.

Measurements dedicated to obtain good insight in the recorded acoustic wavelshape show that the direct acoustic path through oil and the acoustic wave generating a transversal wave through the tank wall can generate a spread of up to  $90\mu\text{s}$ , or  $12.6\text{cm}$  through oil, in the used test setup. The TOA obtained using the minimum energy of the acoustic signal results in a TOA close to that obtained through the direct oil path for sensors at an angle smaller than  $\alpha_t$  and close to that obtained through the indirect path with the transversal wave through steel for sensors at an angle larger than  $\alpha_t$ .

Two cases on large power transformers are presented showing that the system successfully detects the location of a PD source.

Being able to monitor PD activity in a large power transformer with 32 AE sensors simultaneously and automatically translate the signals into a heatmap indicating the location of a PD source has reduced the time needed for PD source localization in the high voltage lab by a factor of 3.

Automatically processing the data allows for the use of large datasets improves the reliability of the results due to better statistics.

It is noted that the internal mechanical structure of the transformer has a significant impact of the shape of the acoustic wave and its TOA. A potentially misleading location, due to for instance acoustic waves that travel partially through core steel, can still pose a very good guide for finding the actual PD source if taking such effects into account during the evaluation of the measurement results.

## 7. LITERATURE

1. M. R. Hussain, S. S. Refaat and H. Abu-Rub, "Overview and Partial Discharge Analysis of Power Transformers: A Literature Review," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 64587-64605, 2021.
2. C57.127 (2007), *IEEE Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, USA, 2007.
3. M. Sorgente, A. R. Zadeh, A. Saidoun, Performance Comparison Between Fiber-Optic and Piezoelectric Acoustic Emission Sensors. *Optics* 11, 2020.
4. A. Hekmati, Proposed method of partial discharge allocation with acoustic emission sensors within power transformers. *Applied Acoustics*, 100, pp. 26-33., 2015.
5. A. R. Zadeh, N. Lebedev, Partial discharge detection in HV and MV terminations with fiber optic sensors. *Proceedings of the SPIE*, Volume 12643, id. 126430R 4 pp. (2023).
6. Besharatifard H, Hasanzadeh S, Heydarian-Forushani E, Alhelou HH, Siano P. Detection and Analysis of Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers Using Low-Cost Acoustic Sensors. *Applied Sciences*. 2022; 12(6):3010. <https://doi.org/10.3390/app12063010>





# Wie KI-gestützte Algorithmen die online DGA-Analyse für Laststufenschalter revolutionieren

Dr. Andreas Kurz; Christian Haselbeck; Roland Götz  
Maschinenfabrik Reinhausen

E-mail: [a.kurz@reinhausen.com](mailto:a.kurz@reinhausen.com); [c.haselbeck@reinhausen.com](mailto:c.haselbeck@reinhausen.com); [r.goetz@reinhausen.com](mailto:r.goetz@reinhausen.com)

**Zusammenfassung** — *Durch die Anwendung von Algorithmen, welche auf den Methoden der künstlichen Intelligenz (KI) beruhen, gelingt es, die Expertise und jahrzehntelange Erfahrung von ausgewiesenen Experten im Gebiet der Laststufenschalter in ein Online-Monitoringsystem für Laststufenschalter zu integrieren und somit zu revolutionieren. Die Analyse gelöster Gase im Öl (DGA) von, mit mineralischen Ölen gefüllten, Leistungstransformatoren hat sich in den letzten Jahrzehnten zu einem zuverlässigen und etablierten Verfahren entwickelt. Gleichzeitig haben auch die Anwendung und Akzeptanz von Algorithmen, die auf Verfahren aus dem Bereich des maschinellen Lernens oder auch übergeordnet der künstlichen Intelligenz zurückgreifen, stetig zugenommen. Insbesondere seit der Einführung von ChatGPT sind die Vorteile einer KI einer breiten Öffentlichkeit bewusst geworden. Während die Interpretation der Gasmuster für Leistungstransformatoren sehr gut erforscht und durchdrungen worden ist, stellt sich die Situation für Laststufenschalter (on-load tap-changer; OLTC's) deutlich herausfordernder dar. Insbesondere die Vielzahl der verschiedenen Realisierungsformen von Laststufenschaltern und ihre individuellen Betriebsbedingungen führen dazu, dass die im Betrieb der Laststufenschalter entstehenden Gasmuster in einer nahezu unendlichen Variation entstehen können. Diese Variationen hängen stark von Metaparametern, dem Typ des Schalters, seinem individuellen Betrieb (u.a. der Schalthäufigkeit, etc.) sowie Design ab. Experten für die Zustandsbewertung von Laststufenschaltern ziehen diese Parameter im Rahmen von offline durchgeführten Bewertungen heran und beziehen sich häufig auch auf ihre individuellen Erfahrungen. Dabei werden regelmäßig verschiedenste Szenarien und Ursachen für das vorliegende Gasmuster berücksichtigt. Zudem bilden Experten die für ihre Schlussfolgerungen notwendigen Szenarien auch durch die Ergänzung bzw. Annahme von wahrscheinlichen Werten für eventuell fehlende oder verfälschte Gaskonzentrationen. Für die finale Bewertung der jeweiligen Szenarien ist schließlich auch die individuelle Erfahrung des Herstellers und des Betreibers entscheidend. Ein solches Vorgehen war online bislang nicht möglich. Was einen großen Nachteil darstellte, da online Messungen im Vergleich zu manuellen Öl-Probenentnahmen und Analysen weniger fehleranfällig und kosteneffizienter sind. KI gestützte Algorithmen ermöglichen nun online, d.h. mit minimierten Fehlerraten, eine Ausgabe von Handlungsempfehlungen auf Basis des Wissens der Experten. Ein geeignetes Monitoringsystem ist somit in der Lage Zustände (des normalen und gestörten Betriebs) mit ihren jeweiligen Auftretenswahrscheinlichkeiten auszugeben und zusätzlich Handlungsempfehlungen für einen weiteren sicheren Betrieb zu geben. Basierend auf einer ebenfalls durch die KI unterstützte Bewertung des Trends der einzelnen Parameter ist es zudem möglich die Erkennung von kritischen Zeitpunkten bei der Entwicklung von Fehlern in der Zukunft deutlich schneller durchzuführen. Diese Veröffentlichung gibt einen Einblick darüber, wie zukünftige Monitoringsysteme durch diesen Ansatz revolutioniert werden können.*

## I. Einleitung

Die Analyse gelöster Gase im Öl (DGA) von mit mineralischen Ölen gefüllten Leistungstransformatoren hat sich in den letzten Jahrzehnten zu einem zuverlässigen und etablierten Verfahren entwickelt. Während für Leistungstransformatoren eine Vielzahl von Hilfestellungen zur Interpretation von ermittelten Gasmustern existieren, ist die Situation für Laststufenschalter deutlich komplexer. Aktuell fehlen Betreibern von

Laststufenschaltern in der Analogie zum Leistungstransformator klare Diagnose- und Interpretationshilfen, welche auch Handlungsempfehlungen enthalten. Vielfach sind die vorhandenen Interpretationshilfen nicht in der Lage dazu, einen normalen, d.h. ungestörten, von einem gestörten bzw. fehlerhaften Betriebszustand zu unterscheiden. Vorhandene Interpretationshilfen gehen zum Zeitpunkt ihrer Anwendung in der Regel von einem gestörten Betrieb aus und führen somit stets zur Aussage eines fehlerbehafteten Betriebszustandes. Bereits diese Grundvoraussetzung steht der Anwendung von online Überwachungen entgegen, da es hier nicht nur um die bloße Erkennung von Fehlerzuständen geht, sondern vielmehr auch darum, eine Betriebsführung optimieren zu können und Auswirkungen von Entscheidungen bewerten zu können. Zudem sind die meisten Methoden aktuell nicht dazu in der Lage, ein Mehrfachfehler zu identifizieren.

Die aktuell verfügbaren Methoden können grob in folgende Gruppen eingeteilt werden. Die erste Gruppe umfasst traditionelle Methoden zur manuellen Fehlerklassifizierung, wie sie in [1]-[3] beschrieben werden. Diese Methoden sind oft grafisch und verwenden Gasverhältnisse von typischen Fehlergasen zur Klassifizierung von Fehlern. Wie bereits erläutert liegt ein gravierender Nachteil darin, dass diese Methoden bei der Interpretation der Daten von einer Störung ausgehen, auch wenn der Laststufenschalter bzw. der Leistungstransformator sich in einem ungestörten Betriebszustand befindet.

Die zweite Gruppe umfasst einschlägige Industrienormen und Leitfäden, wie sie in [4]-[7] beschrieben werden. Über die Einführung von Grenzwerten und Entscheidungsbäumen ermöglichen diese Methoden bereits einen gewissen Grad an Automatisierung. Allerdings ist die reine Bewertung von Grenzwerten gegenüber der umfangreichen Analyse der ausgewiesenen Experten deutlich eingeschränkt. Die beiden Gruppen sind eng miteinander verbunden und weisen somit ähnliche Nachteile auf. Eine dritte Gruppe von Methoden vereint Softwarelösungen, welche eingesetzt werden, um die beschriebenen Methoden zu vereinfachen ([8]-[10]). Diese letzte Gruppe umfasst zwar auch auf maschinelles Lernen basierende Methoden ([11-12]), diese Methoden weisen jedoch insbesondere dann Schwächen auf, wenn die zur Bewertung erforderlichen Informationen unvollständig sind.

Alle beschriebenen Methoden vereint der Schwachpunkt, dass sie den ungestörten Betrieb insbesondere unter Berücksichtigung der individuellen Betriebsbedingungen nicht hinreichend gut abbilden. Sie können dazu führen, dass eine Fehlerindikation erfolgt und ein Servicetechniker eingesetzt wird, obwohl sich der Laststufenschalter in einem ungestörten Betriebszustand befindet.

Aktuell kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei etwa 50% der im Feld befindlichen Laststufenschaltern um Typen handelt, die die Vakuumtechnologie verwenden. Bei dieser Art von Laststufenschaltern findet der eigentliche Schaltvorgang nicht im isolierenden Öl direkt, sondern in der vom Öl umgebenen Vakuumschaltkammer statt. Dies hat zur Folge, dass das in solchen Schaltern eingesetzte, isolierende Medium vom Schaltvorgang weitestgehend unbeeinflusst ist und sich solche Schaltertypen somit ähnlich gut für eine DGA als grundlegende Überwachungsmethode anbieten, wie der Leistungstransformator selbst. Aktuell ausgelieferte Stufenschalter basieren überwiegend auf der Vakuumtechnologie, somit wird der Bedarf an einer geeigneten Interpretationshilfe schnell ansteigen, um eine unnötige Häufung von nicht erforderlichen Serviceeinsätzen zu vermeiden.

Aktuell ist für eine zuverlässige Interpretation der Ergebnisse fast immer die Einbeziehung eines ausgewiesenen Experten erforderlich. Dieses Wissen kann nun durch die Implementierung in einem KI-gestützten Algorithmus auch Online-Systemen verfügbar gemacht werden. Somit ist im Vergleich zu konventionellen Methoden ein Handeln deutlich schneller und zuverlässiger möglich. D.h. nicht erforderliche Einsätze von Servicetechnikern werden vermieden und im Falle von seltenen, aber gravierenden Fehlern ist ein schnelles Handeln möglich. Der Einsatz von KI gestützten Algorithmen ist somit in der Lage die Bewertung von Laststufenschaltern zu revolutionieren, da der Einsatz von Fachexperten nur noch in seltenen und besonders kritischen Fällen erforderlich wird.

## II. Methoden

Um einen revolutionären und innovativen Online-Algorithmus zur Verfügung zu stellen, werden die genutzten Methoden im Folgenden beschrieben. Dieser Ansatz trägt der nicht-deterministischen Natur der DGA Rechnung. Die Methoden berücksichtigen sowohl die intrinsische Unsicherheit als auch alle wesentlichen, beeinflussenden Parameter des individuellen Designs bzw. des Betriebes des Laststufenschalters. Zusätzlich erfolgt, basierend auf den ermittelten Zeitreihen der jeweiligen Gaskonzentrationen und dem Einsatz eines

Fault Activity Indicators (FAI), eine in die Zukunft gerichtete und das Trending der Gaskonzentration berücksichtigende Bewertung.

Analog zu den bereits beschriebenen Offline-Algorithmen [13] werden auch in der Online-Bewertung grundsätzlich vier verschiedene Schritte in Kombination mit dem Fault Activity Indicator (FAI) durchlaufen.

Die Online-Überwachung bietet die Möglichkeit, einen direkteren Hinweis auf die Schwere des Fehlers zu erhalten. Im Folgenden werden die Schritte der Datenimputation, die Datenvorbereitung, die Fehlerklassifizierung, die Handlungsempfehlung sowie die Annahmen bzw. die Realisierung des Fault Activity Indicators (FAI) beschrieben.

### A. Imputation

Wie bereits in [13] beschrieben wurde der entwickelte Algorithmus auf einer breiten Datenbasis entwickelt und trainiert. Somit kann der Algorithmus basierend auf Wahrscheinlichkeiten fehlende Daten schätzen und über deren Ergänzung die Aussagegenauigkeit der finalen Fehlerklassifizierung bzw. der Handlungsempfehlung deutlich verbessern. Dabei werden Daten ersetzt, wenn sie entweder nicht im Rahmen der Online-Messung vorliegen, zum Beispiel beim Einsatz eines Online-Sensors, der lediglich 3 statt 9 Fehlergase misst, oder wenn beispielsweise ein Sensorsignal gestört sein sollte oder aufgrund eines Sensordefektes vollständig fehlen sollte. Das verwendete Regressionsmodell macht sich bei der Schätzung der fehlenden Gaskonzentrationen die jeweiligen Korrelationen der Gase zunutze und bewertet die Ergänzung der fehlenden Daten mit entsprechenden Unsicherheiten, die in die finale Handlungsempfehlung mit einfließen. Auch wenn bei online Systemen i.d.R. die notwendigen Betriebsparameter (z.B. die Anzahl der Schalthandlungen) für den Algorithmus verfügbar sind, kann auch dieser im Falle einer fehlerhaften Übertragung oder bei einem grundsätzlichen Fehlen geeignet ergänzt werden. In das Verfahren fließt grundsätzlich ein, von den bewerteten Experten bestimmtes, Maß der Unsicherheit ein.

### B. Datenvorverarbeitung

Im Rahmen der Datenvorverarbeitung werden die ermittelten Gaskonzentrationen normalisiert. D.h. es werden die jeweiligen Betriebs- und Designkriterien der individuellen Laststufenschalter bzw. des individuellen Betriebs berücksichtigt und somit die Vergleichbarkeit optimiert. Ein klassisches Beispiel einer individuellen Berücksichtigung stellt die Betrachtung des individuellen Ölvolumens dar. In Abhängigkeit des Ölvolumens ändert sich bei einem identischen Fehler die Konzentration des jeweiligen Fehlergases. Zur Kompensation dieses Effektes wird eine Normierung mit der in Gleichung 1 dargestellten Formel durchgeführt. Die kompensierte Konzentration  $c_{komp}$  wird dabei berechnet aus dem Produkt der bestimmten Konzentration des jeweiligen Gases  $c$  und dem zugehörigen Ölvolumen  $V$ , normiert auf das durchschnittliche Volumen  $V_0$ . In Analogie hierzu werden ähnliche Berechnungen für verschiedene Betriebsbedingungen und Designeigenschaften abgeleitet. Normiert wird eine Vielzahl von Parametern, wie beispielsweise die Anzahl der Schalthandlungen, der jeweilige Lastverlauf, der spezifische Anwendungstyp, die verwendete Ölsorte bzw. die eingesetzten Öladditive oder das Alter des Öls bzw. des Schalters, etc.

$$c_{komp} = \frac{V}{V_0} \times c \quad (1)$$

Um die Unsicherheit aus dem Schritt der Imputation zur berücksichtigen, wird der Schritt der Vorverarbeitung zweifach durchlaufen. Einmal mit der Annahme eines reduzierenden Einflusses auf die Gaskonzentration und einmal mit der Annahme eines erhöhenden Einflusses. Somit ergibt sich für jede Konzentration ein entsprechendes Konfidenzintervall, welches entsprechend berücksichtigt wird.

### *C. Klassifizierung der Fehler*

Aufgrund der Komplexität in der Entstehung der jeweiligen Gasmuster ist jede Fehlerklassifizierung mit einer gewissen Unschärfe verbunden. D.h. ein möglicher Fehler kann immer mit einer zugehörigen Wahrscheinlichkeit verknüpft werden. Somit wird dem späteren Nutzer der Klassifizierung sehr schnell transparent, welche Szenarien aufgrund der jeweiligen Wahrscheinlichkeit für die Ableitung einer möglichen Aktion zu berücksichtigen sind.

Für die Bewertung der Laststufenschalter wird eine Klassifizierung gemäß eines normalen Betriebszustandes, eines möglichen „Stray Gassing“, eines thermischen Fehlers und von dielektrischen Fehlern mit hoher und niedriger Energie gewählt. Aus den verwendeten Bibliotheken werden mehrere Klassifizierungsalgorithmen ausgewählt. Sie werden im Vorfeld mittels Kreuzvalidierung bewertet und der Algorithmus mit dem geringsten durchschnittlichen Kreuzentropieverlust wird ausgewählt. Die trainierten Klassifikatoren werden zum Back-Labeling des gesamten Datensatzes verwendet, bei dem die Kennzeichnungen der Experten erneut gegen Vorhersagen des Algorithmus verglichen werden. Auf diese Weise wird der Datensatzes für das endgültige Modelltraining optimiert und anschließend im Online-Algorithmus genutzt.

### *D. Fehlerbestimmung*

Aus dem Klassifizierungsschritt ergibt sich für jede Fehlerklasse eine untere und eine obere Grenze für die Wahrscheinlichkeit. Wenn alle Eingabedaten von Anfang an mit gleicher Qualität verfügbar wären, würden diese Grenzen übereinstimmen. Wenn jedoch nur wenige Daten (beispielsweise bei einem nur geringüberwachten OLTC) zur Verfügung stehen oder die Gaskonzentrationen nicht schlüssig, weil fehlerbehaftet sind, kann der Unsicherheitsbereich groß werden. Das herausragende ist jedoch, dass selbst bei geringen Daten oder auch bei stark fehlerhaften Daten eine Aussage erfolgt. Zusätzlich wird basierend auf den Ergebnissen ersichtlich, welche Daten zur Minimierung der Unsicherheit zusätzlich erhoben werden müssen, damit die mögliche Klassifizierung genauer getätigt werden kann. Mögliche weitere Handlungsempfehlungen für den Betreiber des OLTC können ein Verriegeln bzw. Sperren des Schalters, das Sammeln von weiteren Daten, dass uneingeschränkte oder eingeschränkte Weiterbetreiben des OLTC sein. Um den Betreiber bei der Ableitung von Aktionen zu unterstützen, sind von Experten manuell definierte Entscheidungsbäume im Algorithmus hinterlegt. Diese interpretieren die Zahlenreihe des Klassifikators und geben dem Betreiber eine Empfehlung in Textform. Der Betreiber kann auf der Grundlage der Ergebnisse des Klassifikators fundiertere Entscheidungen über sein weiteres Vorgehen treffen. Des weiteren kann er die Unsicherheiten, falls erforderlich, durch den gezielten Einsatz von höherwertigen Monitoringsystemen abbauen. So kann beispielweise bei besonders kritischen Schaltern statt eines 3-Gas Messsystems auf ein 5- oder 9-Gas Messsystem zurückgegriffen werden.

### *E. Optimierung durch die Anwendung eines Fault Activity Indicators (FAI)*

Zur weiteren Optimierung der beschriebenen Methode lässt sich für die Online-Überwachung ein entscheidender Vorteil nutzen. Dieser besteht darin, dass im Rahmen der Online-Überwachung eine Vielzahl von historischen Daten zur Verfügung steht. Dabei liegen dem Online-System in der Regel sowohl die jeweiligen Gaskonzentrationen als auch die erforderlichen Metaparameter vor. Der Fault Activity Indicator (FAI) nutzt die Gesamtheit dieser Daten, um ein Maß für die Fehlerschwere abzuleiten. Der FAI kann somit eine schnelle Reaktion auf abweichende Werte gewährleisten und ist gleichzeitig resistent gegen Messrauschen.

Im Folgenden werden die Grundprinzipien der Methode kurz erläutert. Generell ist bei der Interpretation einer DGA immer zu berücksichtigen, dass es sich bei den gemessenen Werten um Gleichgewichtsmessungen handelt. D.h. in einem frei atmenden System ist nicht nur die Produktion von möglichen Fehlergasen relevant, sondern auch deren Reduktion im Austausch mit der Umwelt. Somit ist die messbare Gaskonzentration abhängig von den Umgebungsbedingungen und die eigentliche Gasproduktion das geeignetere Maß zur Bestimmung der Fehlerschwere. Da jedoch die Gaskonzentration den verfügbaren Messwert darstellt, ist der FAI so konzipiert, dass die Gasproduktion durch Online-Überwachung geschätzt werden kann. Zukünftig wird

sich diese erste Schätzung durch die weitere und individuelle Anwendung der KI in diesem Zusammenhang noch deutlich verbessern lassen.

Für die mathematische Modellierung lässt sich nun also eine einfache Differentialgleichung aufstellen, bei der die Änderungsrate der Gaskonzentration in Abhängigkeit der Produktion von Gasen und der jeweiligen Entweichungsrate in Bezug auf die aktuelle Gaskonzentration dargestellt wird. Herausfordernd für die Anwendung des FAI ist die Schätzung der Zeitkonstanten der jeweiligen Entweichungsraten der spezifischen Gase. Hierzu ist ein hohes Erfahrungswissen erforderlich. In weiteren Studien wird die Anwendung des FAI im Detail beschrieben und auf die vielversprechenden Möglichkeiten mittels KI die Schätzung und Optimierung der Genauigkeit weiter zu verbessern eingegangen. Schon jetzt zeigt sich jedoch ein entscheidender Geschwindigkeitsvorteil in Bezug auf mögliche Reaktionen bei der Anwendung des FAI gegenüber konventionellen Methoden, was zu einer deutlichen Reduktion eines potenziellen Schadensausmaß führen kann.

Abbildung 1 stellt das Online-Verfahren nochmals grafisch dar.

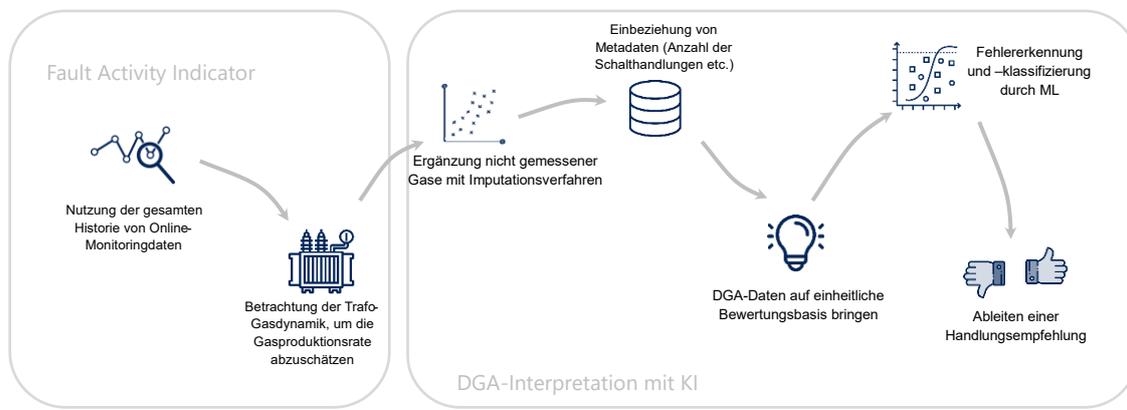


Abbildung 1: Darstellung des Verfahrens

### III. Zusammenfassung

In der obigen Beschreibung wird die Bedeutung der Anwendung von Methoden aus dem Bereich der KI zur Optimierung der Online-Analyse von DGA's für OLTC's in mehrfacher Hinsicht deutlich. Zum einen lässt sich durch die Anwendung eines trainierten Modells das notwendige Expertenwissen in ein Online-Überwachungssystem überführen, sodass die erfassten Daten unmittelbar analysiert werden können. Dabei lassen sich die Eigenheiten von diversen Schaltertypen auf einfache Weise erfassen und aufgrund der Normierung der Daten in optimaler Weise verarbeiten. Metadaten, die einem Online-System in der Regel zur Verfügung stehen, können unmittelbar eingebunden werden und die Unsicherheit der getroffenen Aussagen bzw. Handlungsempfehlungen deutlich reduzieren. Ein weiteres Novum stellt die Imputation der fehlenden bzw. notwendigen Daten dar. Somit kann unter der Annahme einer gewissen Unsicherheit ein Szenario hergeleitet werden, welches den Entscheidern in sehr transparenter Art und Weise eine Handlungsempfehlung liefert und eine sinnvolle Entscheidung bezüglich notwendiger Handlungsmaßnahmen deutlich beschleunigt. Die Imputation der relevanten Daten kann aufgrund der Anwendung von Methoden der KI kontinuierlich optimiert werden. Jede bestätigte oder verworfene Handlungsempfehlung eines individuellen Nutzers kann eingebunden werden und die KI basierte Interpretation gemäß der individuellen Strategien anpassen. So wird es zukünftig möglich sein, dass das in der Methode enthaltene Expertenwissen vollständig genutzt wird, aber eine Feinabstimmung beispielsweise eines Nutzers mit einer eher konservativen Instandhaltungsstrategie autonom vom System erlernt wird und die Handlungsempfehlung nach nur wenigen Rückmeldungen automatisch angepasst wird. Derzeit wird in der beschriebenen Methode ein sehr einfacher FAI angewendet. Dabei lassen sich jedoch schon heute entscheidende Vorteile in Bezug auf den Zeitpunkt einer Fehlererkennung bestimmen. Die beschriebene Methode kombiniert die Vorteile einer Online-Messung mit dem notwendigen Wissen von Experten und ermöglicht somit eine innovative und vorteilhafte Bewertungsstrategie, die zuverlässig und transparent zugleich ist.

#### IV. Referenzen

- [1] M. Duval and L. Lamarre, "The Duval Pentagon - a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in Transformers", IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 30, pp. 9–12, 2014.
- [2] M. Duval, "Fault gases formed in oil-filled breathing EHV power transformers; interpretation of gas analysis data", IEEE PAS Conf., 1974.
- [3] R. Rogers, "UK Experience in the Interpretation of Incipient Faults in Power Transformers by Dissolved Gas-in-Oil Chromatographic Analysis", Minutes of Forty-Second International Conference of Doble Clients, 1975.
- [4] IEEE, "Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap Changer", IEEE Standard C57.139, 2015.
- [5] IEEE, "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", IEEE Standard C57.104, 2019.
- [6] CIGRE, "Advances in DGA interpretation," CIGRE TB 771, 2019.
- [7] IEC, "Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis", IEC Standard 60599, 2015.
- [8] Cheim, Luiz and Soto, Mauricio and Reed, Tucker, "Artificial intelligence and machine learning in the era of digital transformer monitoring: Exciting developments at Hitachi Energy", Transformers Magazine, 2022.
- [9] A. Akbari et al., "A Software Implementation of the Duval Triangle Method", IEEE international symposium on electrical insulation, 2008.
- [10] S. Souahlia et al., "SVM-based decision for power transformer's fault diagnosis using Rogers and Doernenburg ratios DGA", 10th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices, 2013.
- [11] L. Cheim, "Machine Learning Tools in Support of Transformer Diagnostics", CIGRE Session, 2018.
- [12] S. Hmood, "Standardization of DGA interpretation techniques using fuzzy logic approach", International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2012.
- [13] A. Alber et al., "A new Approach for AI-based DGA for Transformers and Tap-Changers", IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Québec, 2023.

## **Trockentransformatoren in veränderten Netzen und die Herausforderungen bei der Diagnose**

**Bernhard Engstler**

OMICRON electronics

bernhard.engstler@omicronenergy.com

Austria

**Christoph Engelen**

OMICRON electronics

christoph.engelen@omicronenergy.com

Germany

### **KURZFASSUNG**

In der Vergangenheit waren Mittelspannungstransformatoren sowohl in der Anschaffung als auch in der Wartung relativ günstig im Vergleich zu Transformatoren im Hoch- und Höchstspannungsnetz, wodurch Diagnosemessungen und Zustandsbewertungen meist eine untergeordnete Rolle spielten.

Durch die fortschreitende Energiewende kommt es allerdings zu neuen Herausforderungen im Mittelspannungsnetz. Beispiele dafür sind dezentrale Energiequellen wie Photovoltaikanlagen welche neue Einspeisepunkte schaffen und schnelle Lastwechsel verursachen können, Gewichts- und Platzeinschränkungen (Beispiel Windenergieanlagen) welche neue Herausforderungen an das Design und Beanspruchung der Isolationsmaterialien zur Folge haben, und neue Stressfaktoren durch Technologien wie z.B. Umrichter und Vakuumschalter, mit den daraus folgenden Oberwellen und Schalttransienten. Hinzu kommen länger werdende Lieferzeiten von Transformatoren in allen Spannungsebenen des Energienetzes. All diese Faktoren lassen Diagnosemessungen an Mittelspannungstransformatoren immer relevanter werden.

Der Einsatz von Trockentransformatoren hat sich in einer Vielzahl von Anwendungsbereichen bewährt und kommen oft dann zum Einsatz wenn Brandlastrisiken (z.B. Tunnelanlagen, Minen, Gebäudekomplexe, etc.) oder erhöhte Anforderungen an den Grundwasserschutz (z.B. Naturschutzgebiete oder auf See) entscheidende Faktoren sind. Außerdem sind Trockentransformatoren im Vergleich zu den ölgefüllten Pendants sehr wartungsarm.

Der Verzicht auf Mineralöl und die besonderen Umgebungsbedingungen stellen aber auch Herausforderungen an die Zustandsdiagnostik von in Betrieb befindlichen Transformatoren dar. So entfällt die bewährte Möglichkeit einer Gas-in-Öl Analyse. Weiterhin können beengte Platzverhältnisse und die Zugangsmöglichkeiten zum Prüfling eine vor-Ort Messung erschweren.

Der vorliegende Beitrag liefert daher einen Ansatz zur Zustandsbewertung von Trockentransformatoren mittels Teilentladungsmessungen. Durch den Einsatz einer mobilen, tragbaren Spannungsquelle wird im Feld eine einphasige induzierte Spannungsprüfung durchgeführt. In Kombination mit einer Teilentladungsmessung wird der Isolierungszustand jedes Spulenkörpers individuell analysiert und bewertet. Anhand von Praxisbeispielen und Erfahrungsberichten wird dabei auf den Nutzen als auch auf die Herausforderungen eingegangen.

# Trockentransformatoren in veränderten Netzen und die Herausforderungen bei der Diagnose

Bernhard Engstler, Christoph Engelen, OMICRON electronics

## ► Agenda

- ▶ Veränderungen im Mittelspannungsnetz , neue Stressfaktoren für Transformatoren
- ▶ Diagnosemöglichkeiten Isolation – ölisierte Transformatoren vs. Trockentransformatoren
- ▶ Induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung
- ▶ Felderfahrungen und Fallbeispiele

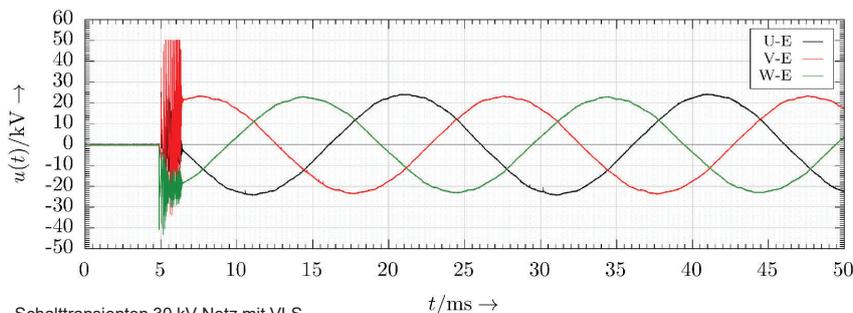
## ► Neue Stressfaktoren für Transformatoren

- PV-Anlagen schaffen neue Einspeisepunkte
  - ▷ Schnelle Lastwechsel, Lastrichtungswechsel
  - ▷ Infrastruktur muss ausgebaut werden => Hohe Nachfrage an Ortsnetzstationen => MS Transformatoren
  - ▷ Erhöhung Lieferzeiten MS Transformatoren => Wird Diagnose im MS-Netz immer relevanter?
  
- Gewichts- und Platzeinschränkungen (Bsp. Windenergie)
  - ▷ Herausforderungen an Materialien und Design
  - ▷ Grenzen von Isolationsfestigkeit werden schneller erreicht
  - ▷ Platzeinschränkungen erfordern portables Prüfequipment für vor-Ort Messungen
  
- Neue Technologien
  - ▷ Umrichter verursachen Oberwellen und hochfrequente Impulse
    - > Höhere Verluste durch Harmonische, zusätzliche thermische Belastung
    - > Resonanzeffekte im Transformator, erhöhter Stressfaktor für Isolation, Anregung von TE
  - ▷ Vakuumleistungsschalter erzeugen Schalttransienten, großes  $du/dt$  und  $di/dt$ 
    - > Wiedertzündung, Wanderwellen, Reflexionen und Brechung führen zu sehr hohen Überspannungen am und im Transformator



## ► Schalttransienten

- Vakuum Leistungsschalter (VLS)
  - ▷ Hartes schalten => großes  $du/dt$  und  $di/dt$
  - ▷ Wanderwellenvorgänge, Reflexionen und Brechungen können sehr hohe Spannungsspitzen erzeugen!
  - ▷ Schädigung der Isolation => TE => Windungsschluss => Ausfall

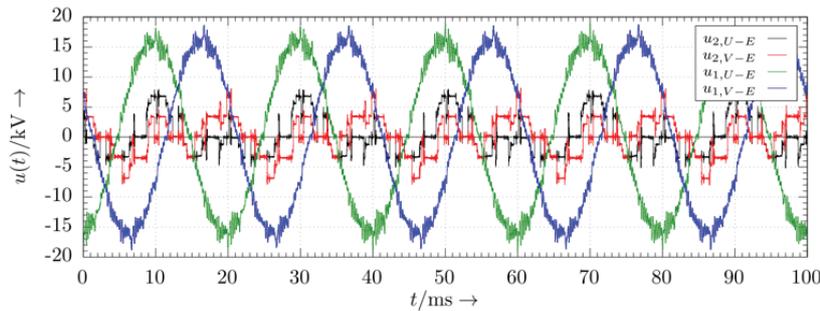


Schalttransienten 30 kV Netz mit VLS  
 Quelle: Roberto Schulze, OMICRON Diagnosewoche 2021, Ritz Instrument Transformers GmbH



## ► Anregung durch MS-Umrichter

- Schaltvorgänge von Umrichtern können Transformatorinterne Resonanzen anregen
  - Durch hochfrequente Schaltvorgänge der Umrichter sehr viele Anregungen pro Betriebsstunde
  - Zusatzbelastung für Isolation, Alterung
  - Durch Alterung Anregung von Teilentladungen bis hin zum Ausfall



Messung an Transformatoren mit Umrichtern auf der US-Seite  
 Quelle: Roberto Schulze, OMICRON Diagnosewoche 2021, Ritz Instrument Transformers GmbH



## ► Einsatz von Trockentransformatoren

- Einzug in vielen Anwendungsbereichen
  - Reduzierung von Brandlastrisiken
  - Grundwasserschutz
  - Wartungsarm
- Mittlerweile verfügbar für hohe Nennleistungen und Nennspannungen
  - Nennleistungen > 50 MVA
  - Nennspannungen bis zu 72,5 kV
- Diagnosemöglichkeiten der Isolation im Vergleich zu ölgefüllten Transformatoren eingeschränkt



## ▶ Gegenüberstellung Diagnosemöglichkeiten

▶ Ölgefüllte Transformatoren vs. Trockentransformatoren (Fokus auf Isolation)

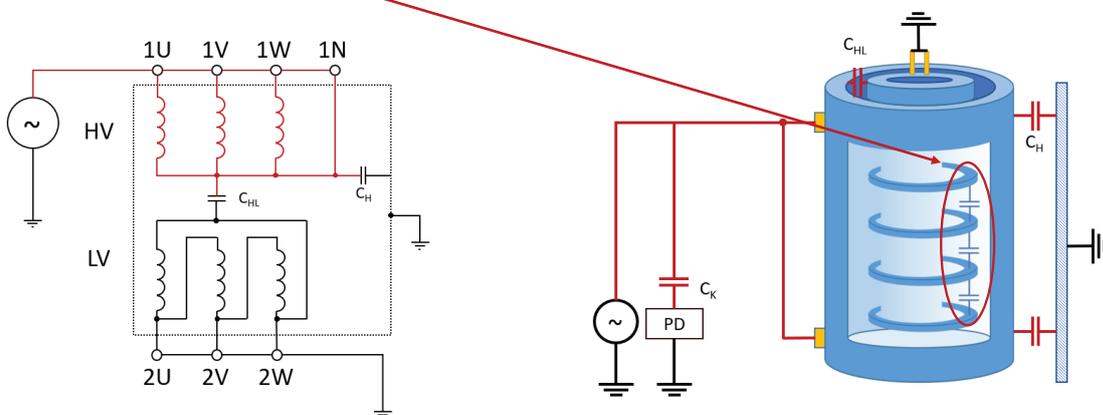
	Ölgefüllte Transformator		Trockentransformator	
Methode	Aufwand	Nutzen	Aufwand	Nutzen
DGA / Ölanalyse			n/A	n/A
Isolationswiderstand				
C-Verlustfaktor ( $\delta$ Delta)				
Teilendladungsmessung				



## ▶ Angelegte Spannungsprüfung

▶ Angelegte Spannungsprüfung

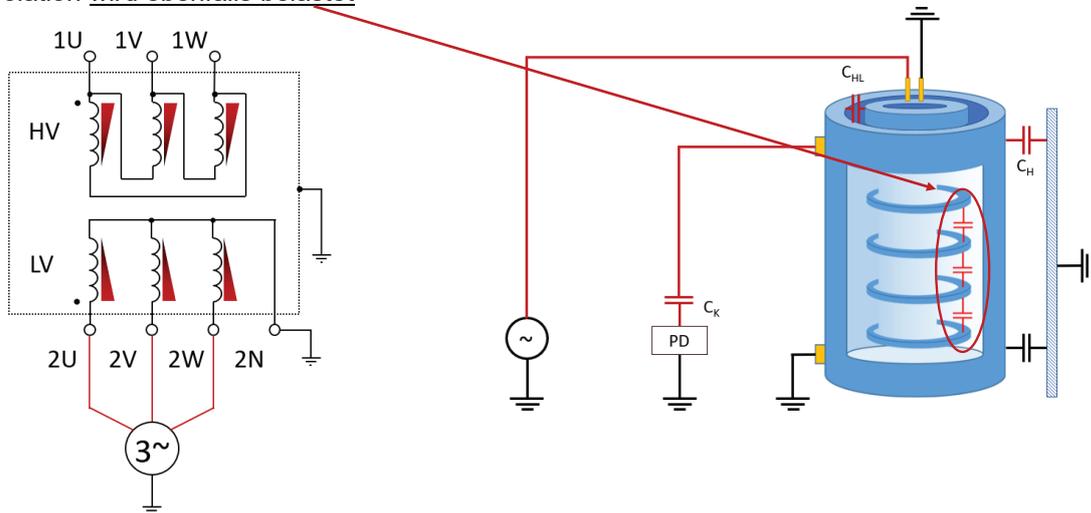
- ▶ Isolation Wicklung gegen Erde und andere Wicklungen wird belastet
- ▶ Lagenisolation wird nicht belastet!



## ▶ Induzierte Spannungsprüfung

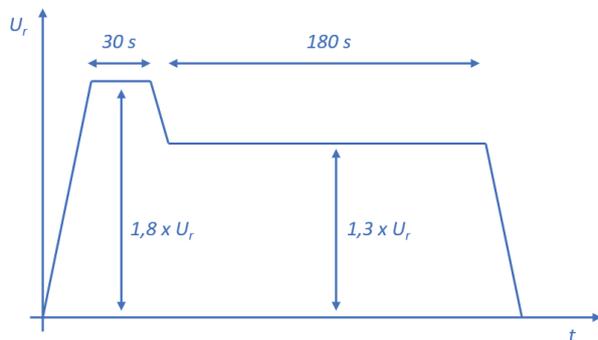
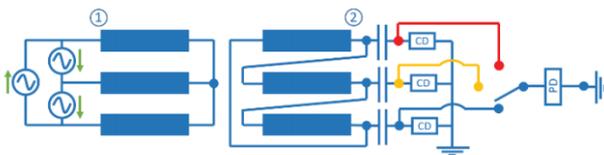
### ▶ Induzierte Spannungsprüfung

- ▶ Isolation Wicklung gegen Erde und andere Wicklungen wird belastet
- ▶ Lagenisolation wird ebenfalls belastet



## ▶ Induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung (IVPD)

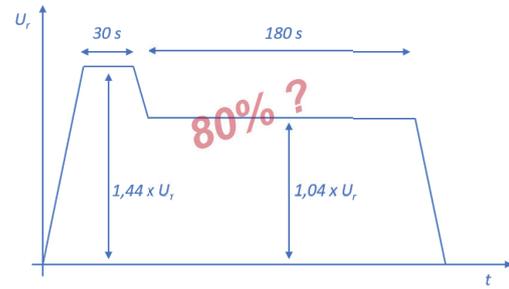
- ▶ Verfahren Werkprüfung nach IEC 60076-11



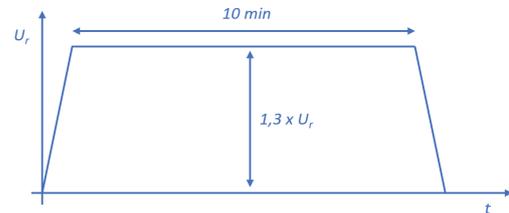
## ▶ Induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung (IVPD)

### ▶ Prüfzyklus und Bewertungskriterien vor Ort

- ▶ Wie wird der Transformator eingesetzt bzw. im Betrieb belastet?
- ▶ Was ist das Ziel der vor-Ort Messung?
- ▶ Bewertungskriterien
  - ▶ Hersteller: Pass/Fail Kriterien, Qualitätssicherung
  - ▶ Vor-Ort Messung:
    - Einsatzspannung
    - Klassifizierung der TE, Auswirkung auf Betriebssicherheit



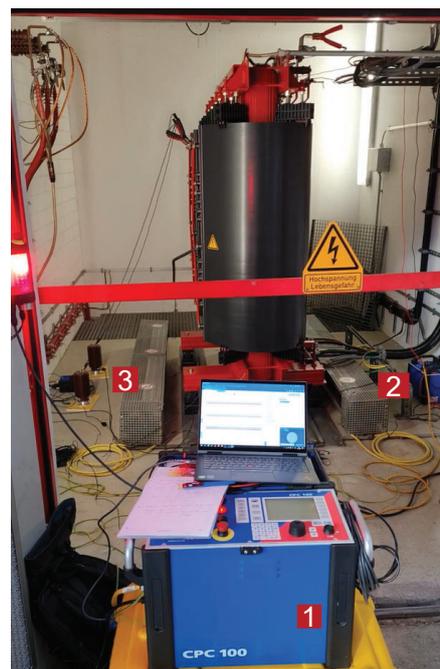
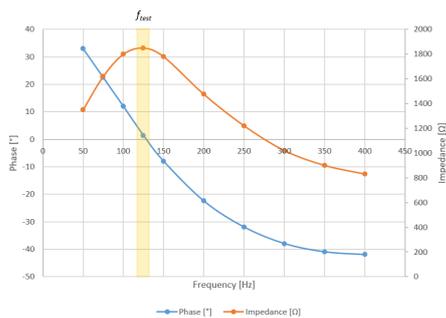
Vor Ort ??



## ▶ Induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung (IVPD)

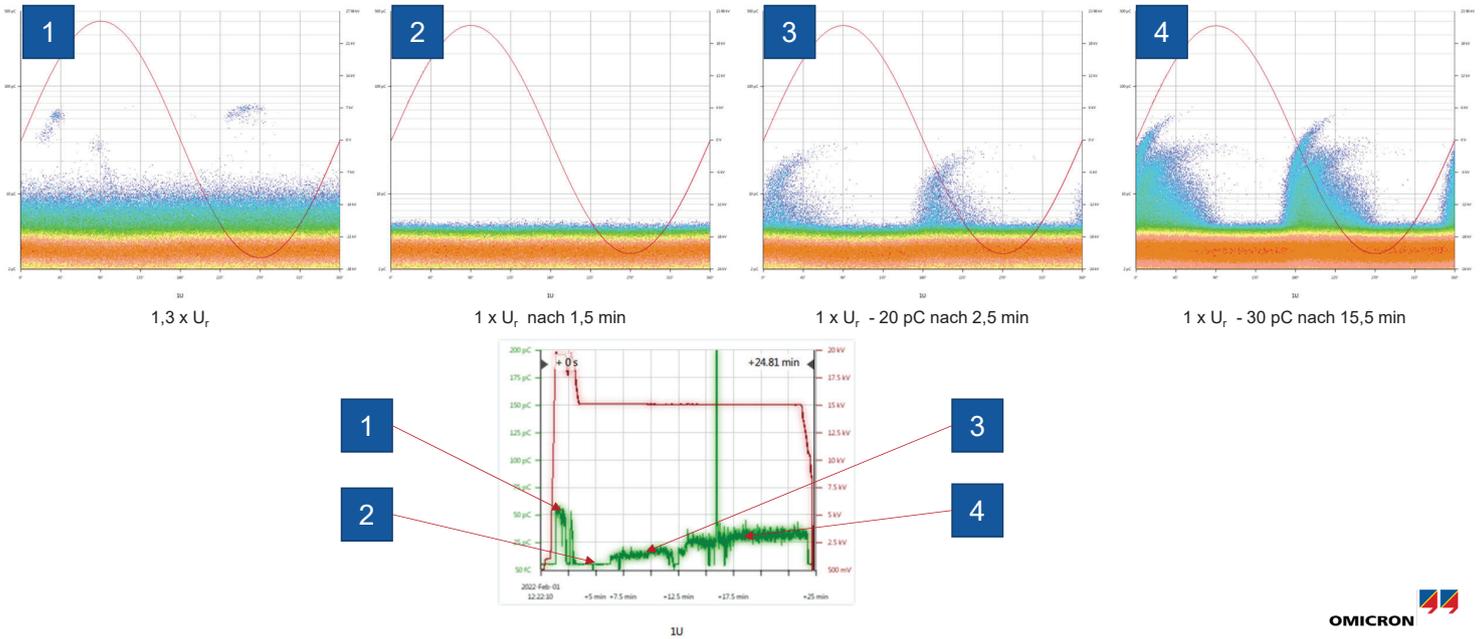
### ▶ Vor-Ort Prüfung - einphasig induzierte Spannungsprüfung

- ▶ Portable und frequenzvariable Spannungsquelle (1)
- ▶ Anpasstransformator (2)
- ▶ TE Messequipment (3)



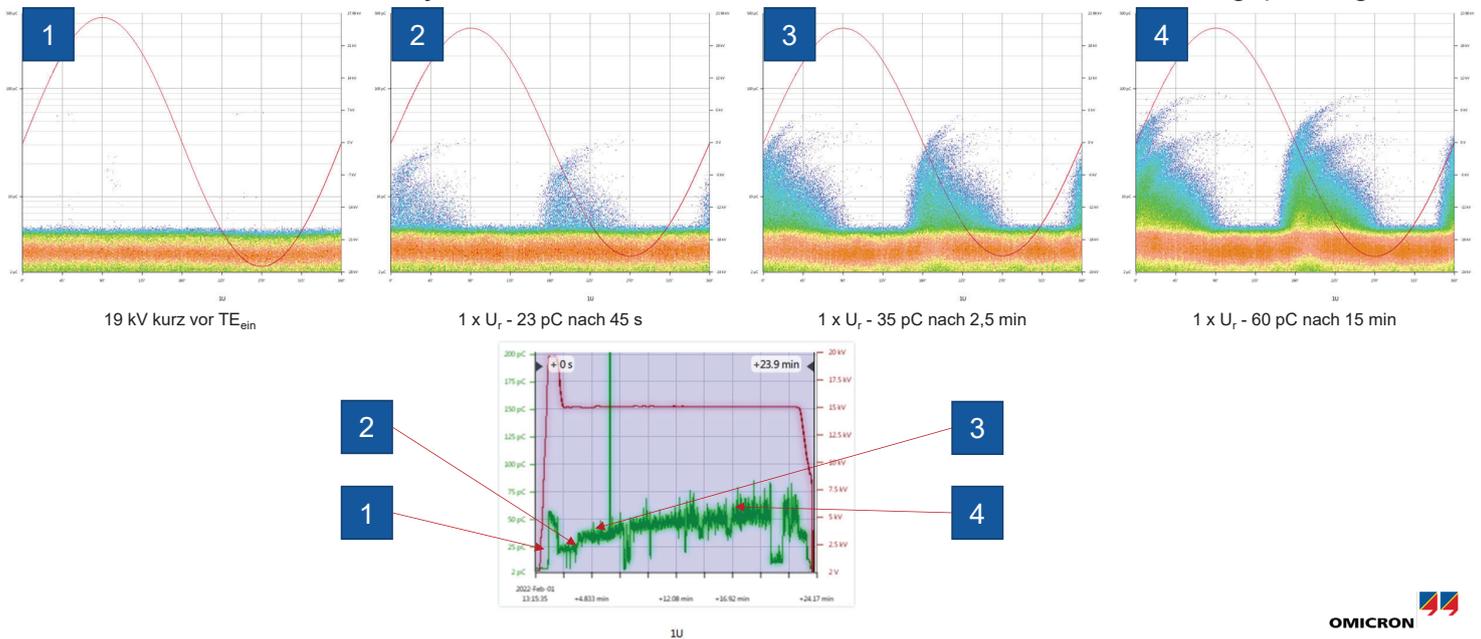
## ► Fallbeispiel 1 - Prüfzyklen

► Gießharztransformator Baujahr 2017: li0i0 15 kV / 2 x 1 kV – 1000 kVA – Erstprüfung



## ► Fallbeispiel 1 - Prüfzyklen

► Gießharztransformator Baujahr 2017: li0i0 15 kV / 2x 1 kV – 1000 kVA – Wiederholungsprüfung



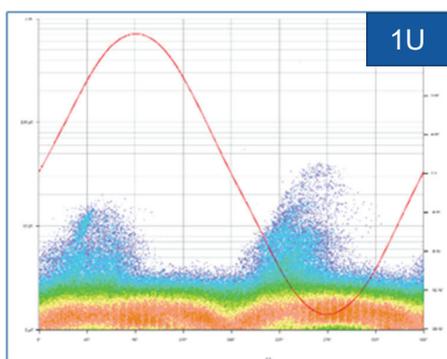
## ► Fallbeispiel 1 - Fazit

- Gewisse TE-Mechanismen brauchen eine Anregung
  - ▷ Vorstressphase für 30 s vor TE-Messphase
  - ▷ Bei verminderter oder fehlender Vorstressphase oder -spannung sollte die Messzeit erhöht werden
  - ▷ Einmal angeregt (z.B. Ionisierung im Hohlraum) treten TE bei kurz darauffolgenden Wiederholungsprüfungen schneller ein
  
- Interne TE wie Hohlraumentladungen können Zeitweise wieder aussetzen
  - ▷ Druck im Hohlraum steigt durch Erwärmung
  - ▷ Erhöhter Druck kann zum Zeitweisen Aussetzen von Hohlraumentladungen führen (Paschenkurve)
  
- Was bedeutet das für den Betrieb?
  - ▷ Anregung z.B. durch Oberwellen (Umrichter) bzw. Schaltspannungsspitzen

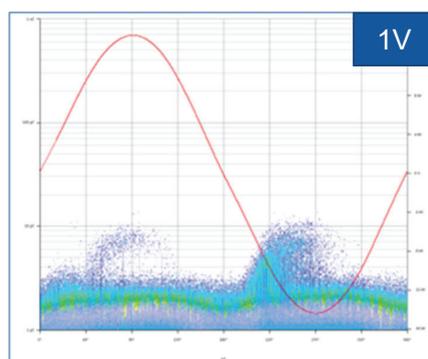


## ► Fallbeispiele 2 – TE-Trend Offline Messungen

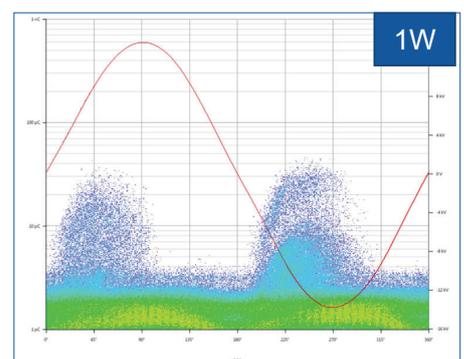
- Gießharztransformator Baujahr 2004: Dyn5 – 20 kV / 0,4 kV – 2500 kVA
  - ▷ Erstmessung 2020
  - ▷ Vorstressphase  $1,3 \times U_r$ , TE-Messung bei  $1 \times U_r$
  - ▷ 25 pC – 45 pC
  - ▷ Trotz Reinigung, Muster deuten auf Oberflächenentladungen hin (weniger Kritisch wie Hohlraumentladungen)
  - ▷ Empfehlung Wiederholungsmessung in einem Jahr



$1 \times U_r$



$1 \times U_r$

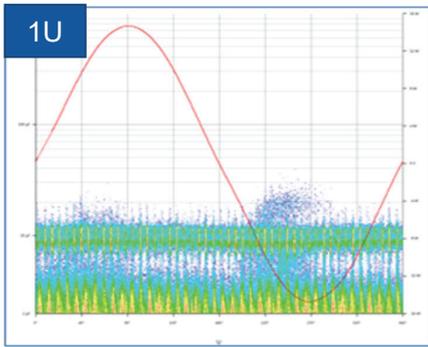


$1 \times U_r$

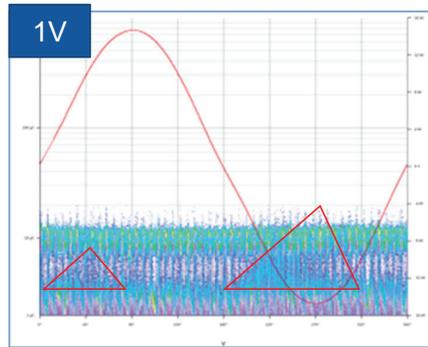


## ► Fallbeispiele 2 – TE-Trend Offline Messungen

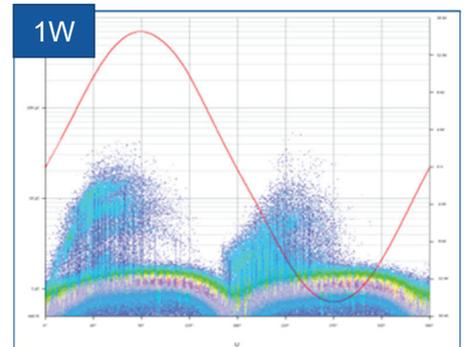
- Gießharztransformator Baujahr 2004: Dyn5 – 20 kV / 0,4 kV – 2500 kVA
  - ▷ Zweitmessung 2021
  - ▷ Zeitweise höhere Grundstörpegel, Muster jedoch erkennbar
  - ▷ 29 pC – 45 pC
  - ▷ Sehr Vergleichbar mit Erstmessung. Empfehlung: Wiederholungsmessung in zwei Jahren



$1 \times U_r$



$1 \times U_r$

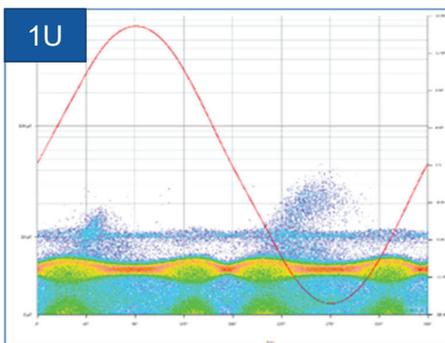


$1 \times U_r$

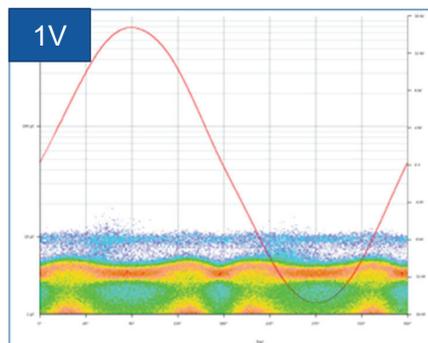


## ► Fallbeispiele 2 – TE-Trend Offline Messungen

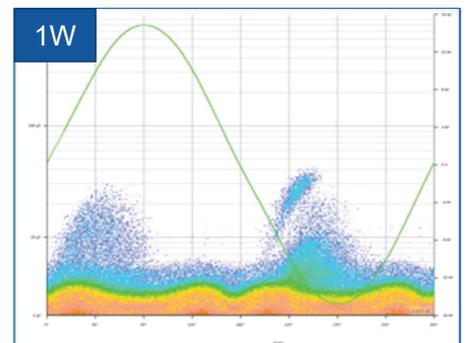
- Gießharztransformator Baujahr 2004: Dyn5 – 20 kV / 0,4 kV – 2500 kVA
  - ▷ Drittmessung 2023
  - ▷ 21 pC – 46 pC
  - ▷ Sehr Vergleichbar mit vorigen Messungen.



$1 \times U_r$



$1 \times U_r$



$1 \times U_r$



## ▶ Fallbeispiel 2 - Fazit

- ▶ Sehr hohe Reproduzierbarkeit
  - ▶ TE-Muster trotz unterschiedlicher Störbedingungen wiedererkennbar mit geringen Veränderungen
  - ▶ TE-Pegel ziemlich konstant über drei Jahre
- ▶ Bewertung von Gefährdungspotential durch Bestimmung der Art der TE
  - ▶ Oberflächenentladungen trotz gründlicher Reinigung vor jeder Messung
  - ▶ Oberflächenentladungen weniger kritisch als interne / Hohlraumentladungen, keine visuellen Beeinträchtigungen
  - ▶ Feststoffisolierte Dreiecksverbindung mögliche Quelle der Oberflächenentladungen?



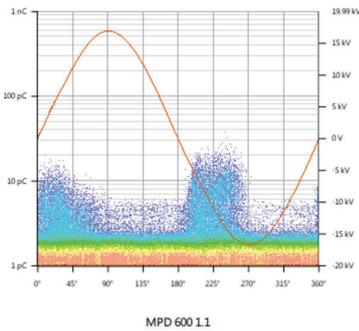
## ▶ Disclaimer

- ▶ Oberflächenentladung sind weniger kritisch für Betriebssicherheit
- ▶ Jedoch: Bei starken Oberflächenentladungen können Schäden entstehen (PD treeing)
- ▶ Wartungsarm bedeutet nicht Wartungsfrei!
  - ▶ Reinigung gehört zur Wartung

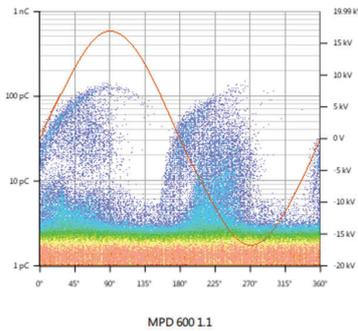


## Fallbeispiel 3

- ▶ Gießharztransformator Baujahr 2008: Dyn5 – 20 kV / 0,4 kV – 630 kVA
  - ▶ Erstprüfung 2019
  - ▶ TE Einsatzspannung bei nur 11,5 kV ( $0,57 \times U_r$  L-L)
  - ▶ TE Muster nach 45 s deuten auf interne Entladungen hin
  - ▶ Empfehlung: Austausch des Transformators



Einsetzen TE bei  $0,57 \times U_r - 12 \text{ pC}$

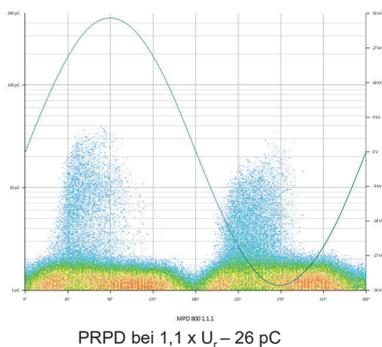


$0,57 \times U_r$ , nach 45 s – 100 pC

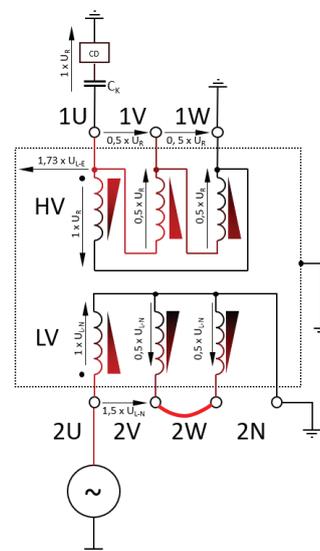


## Fallbeispiel 4

- ▶ Gießharztransformator Baujahr 2017: Dyn1 – 22,5 kV / 0,4 kV – 160 kVA
  - ▶ Oberflächenentladungen bei  $1,1 \times U_r$
  - ▶ Wie ist die Spannungsverteilung bei einphasiger Speisung?
  - ▶ Leiter-Erde Isolation wird mit 1,73-facher Spannung belastet! (Vergleich zu Drehstromspeisung)
  - ▶ Oberflächenentladungen werden begünstigt

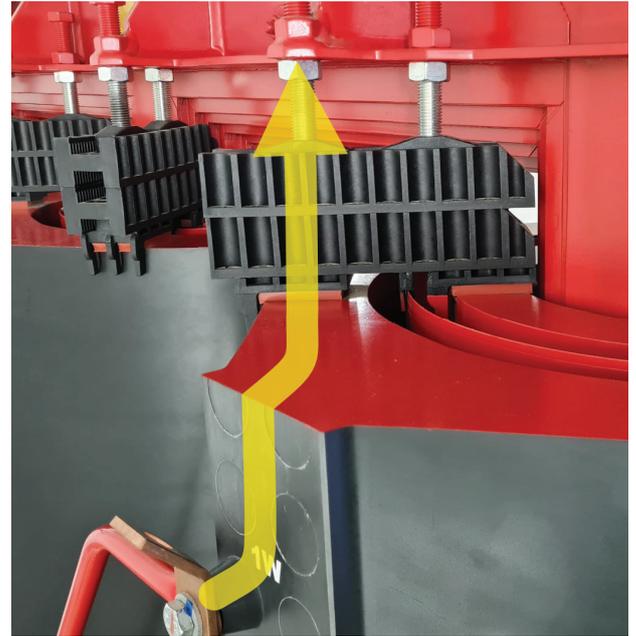


PRPD bei  $1,1 \times U_r - 26 \text{ pC}$



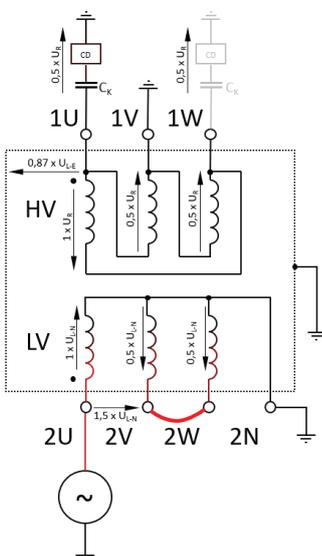
## ▶ Fallbeispiel 4

- ▶ Wie sieht diese Leiter-Erde Isolation bei Gießharztransformatoren aus?
- ▶ Kriechwege an der Spulenoberfläche und Stütz- / Spannelementen
- ▶ In der Regel gut zugänglich und sichtbar für visuelle Inspektion
- ▶ Verschmutzung und Luftfeuchtigkeit begünstigen TE
- ▶ Keine Aussage über Zustand der internen Isolierung / Lagenisolation
- ▶ => Für TE-Messung und Diagnostik zweitrangig

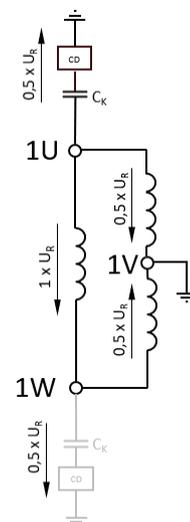


## ▶ Fallbeispiel 4

- ▶ Alternative Anschlussvariante zur Vermeidung von Oberflächenentladungen



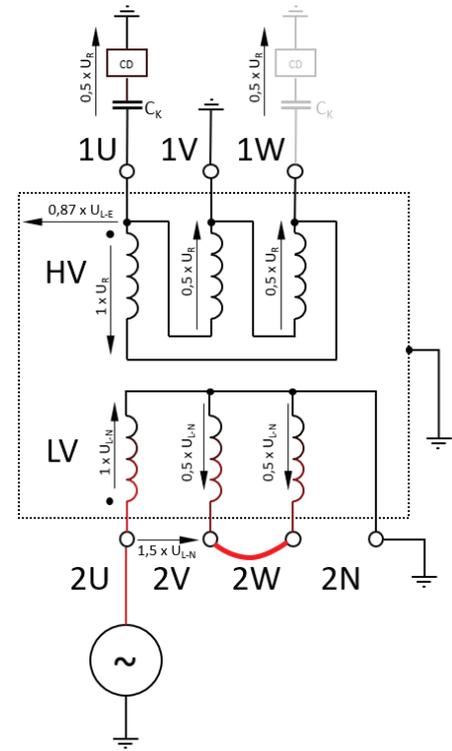
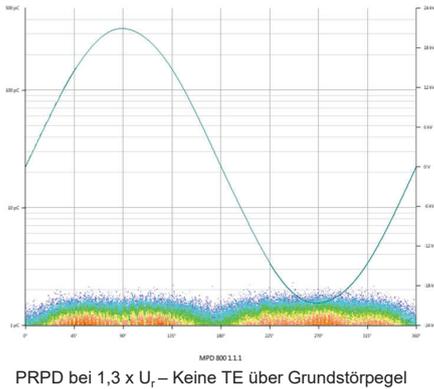
- ▶ Kurzschluss zwischen 2V-2W erzwingt symmetrische Flussverteilung im Eisenkern
- ▶ => 50/50 Spannungsverteilung auf der OS-Seite
- ▶ Erdung einer anderen Phase der Dreieckswicklung
- ▶ Zwei Wicklungen der Dreiecksverschaltung bilden einen Spannungsteiler
- ▶ Leiter-Erde Isolation wird nur mit 0,87-facher Spannung belastet (Vergleich zu Drehstromspeisung)
- ▶ Einsatz von Oberflächenentladungen werden weitestgehend vermieden
- ▶ Optional: Verwendung von zwei TE-Messkanälen für „Dual-end“ Messung



## Fallbeispiel 4

### Alternative Anschlussmethode

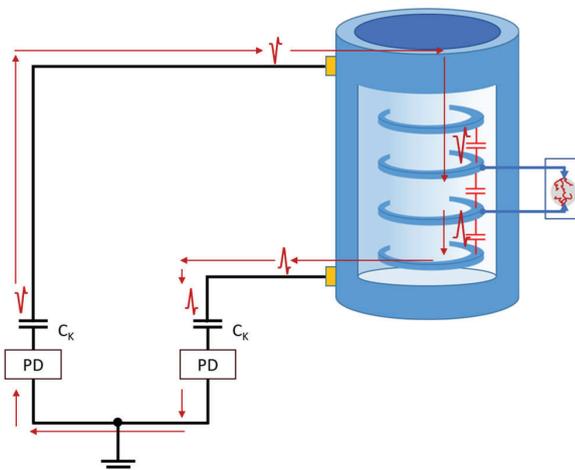
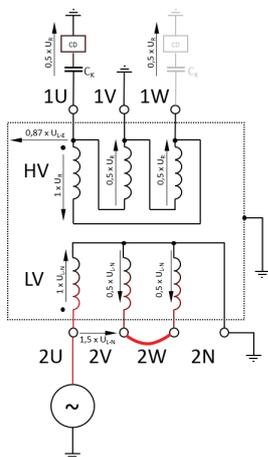
- ▶ Volle Spannung fällt über die zu prüfende Spule ab
- ▶ Halbe Spannung gegenüber Erde => halbe Spannung an TE-Messsystem! (Messung gegenüber Erdpotential)
- ▶ Keine Oberflächenentladungen bei  $1,3 \times U_r$
- ▶ => Transformator TE-frei



## Dual-end Messung

### Die zuvor gezeigte Anschlussmethode bietet einen weiteren Vorteil

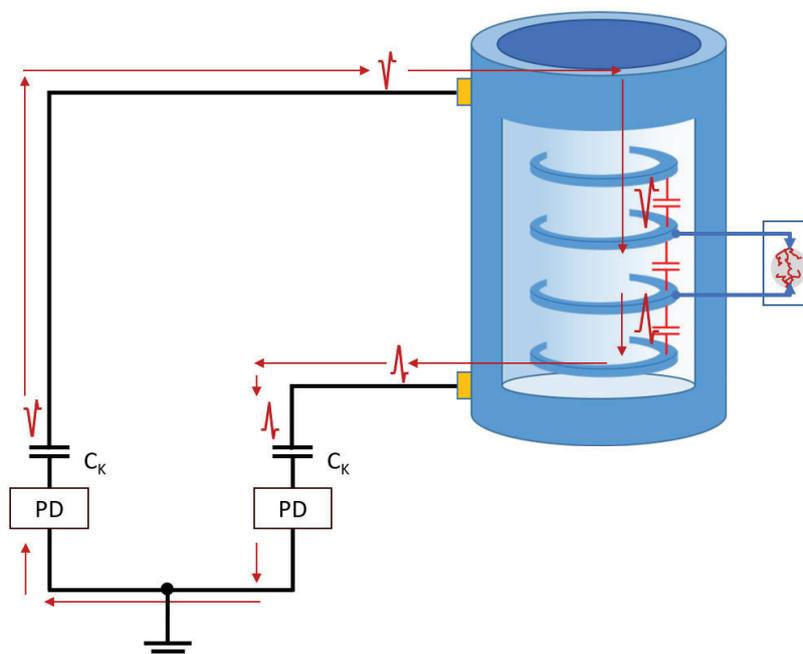
- ▶ „Dual end“ Messung => TE-Messung an beiden Wicklungsenden einer Spule im Dreieck
- ▶ Wicklungsinterne und externe TE lassen sich durch Polarität unterscheiden



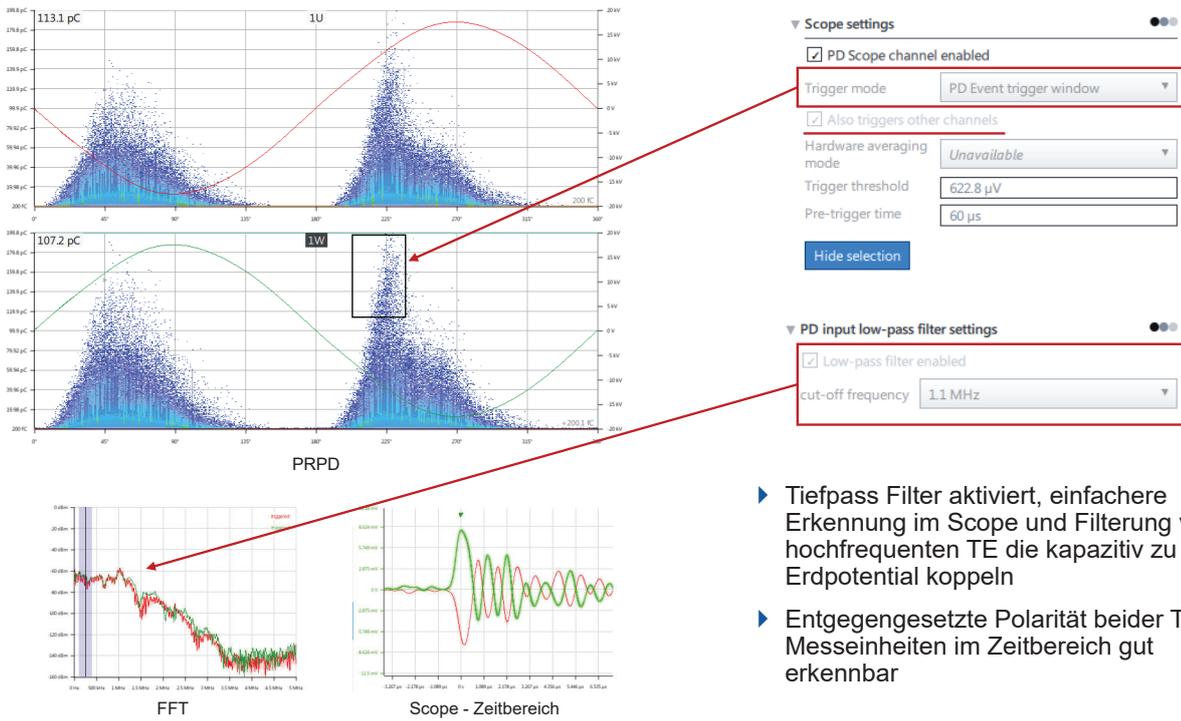
► **Versuchsobjekt – 20 kV / 0,4 kV / 100 kVA**



► **Eingebaute Fehler**



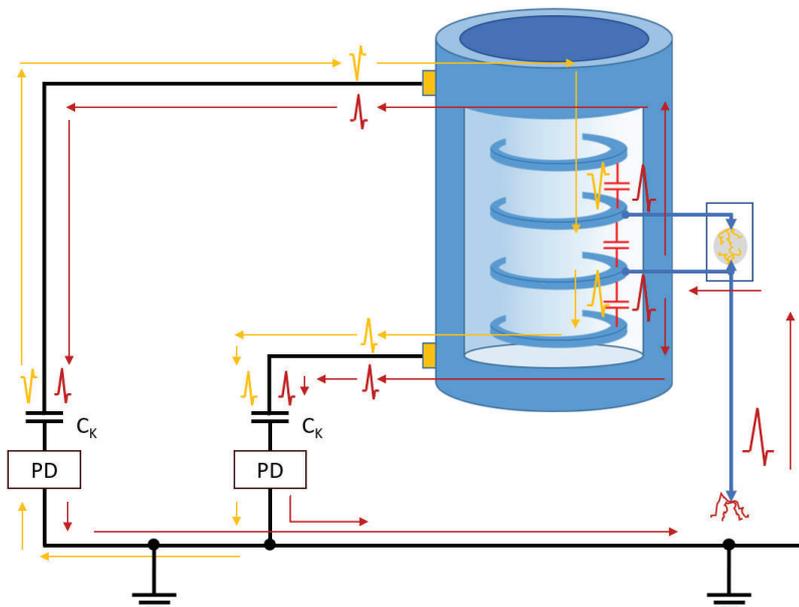
## ► Dual-end Messung



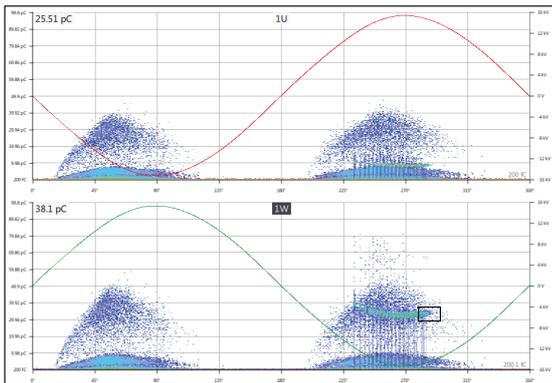
- Tiefpass Filter aktiviert, einfachere Erkennung im Scope und Filterung von hochfrequenten TE die kapazitiv zu Erdpotential koppeln
- Entgegengesetzte Polarität beider TE-Messeinheiten im Zeitbereich gut erkennbar



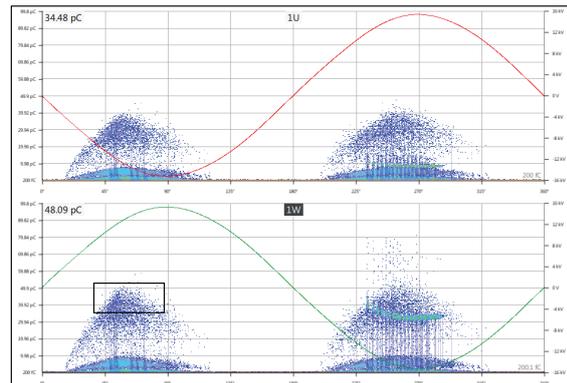
## ► 2 eingebaute Fehler



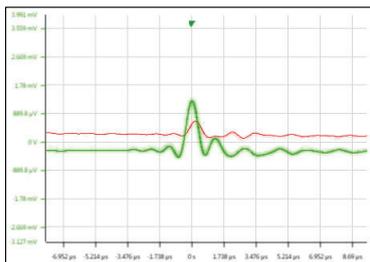
## ► Dual-end Messung



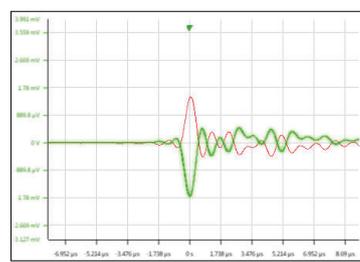
Auswahl Coronaentladungen im PRPD



Auswahl interne Entladungen im PRPD



Scope – Gleiche Polarität

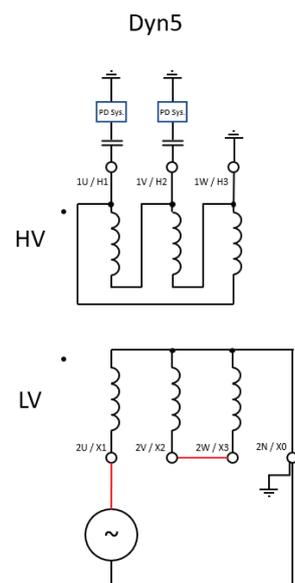


Scope - Entgegengesetzte Polarität



## ► Fazit

- Auswahl einer geeigneten Messanordnung wichtig für die einphasige Prüfung vor Ort
  - Fokus auf Belastung der Lagenisolation bei Trockentransformatoren
  - Vermeidung von Oberflächenentladungen
- Dual-end Messung bietet Vorteile
  - Beidseitige Messung der zu prüfenden Spule
    - TE Fehler die am „entfernten“ Ende auftreten besser Erkennbar
  - Klassifizierung der TE-Quelle(n)
    - TE-Quellen innerhalb der Wicklung haben entgegengesetzte Polarität an beiden  $C_k$
    - TE-Quellen zu Erdpotential hin (z.B. Oberflächen- und Corona Entladungen) haben die gleiche Polarität an beiden  $C_k$







STUTTGARTER HOCHSPANNUNGSSYMPIOSIUM 2024, 11-12.06.2024, ABB

# Intelligente und SF6-freie Schaltanlagen für die Mittelspannungsebene

© 2024 . All rights reserved.



## Christiane Müller



ABB Electrification Products Distribution Solutions



Global Program Manager ecoGIS



Oberhausener Straße 33  
40472 Ratingen  
Deutschland



+49 170 9651940

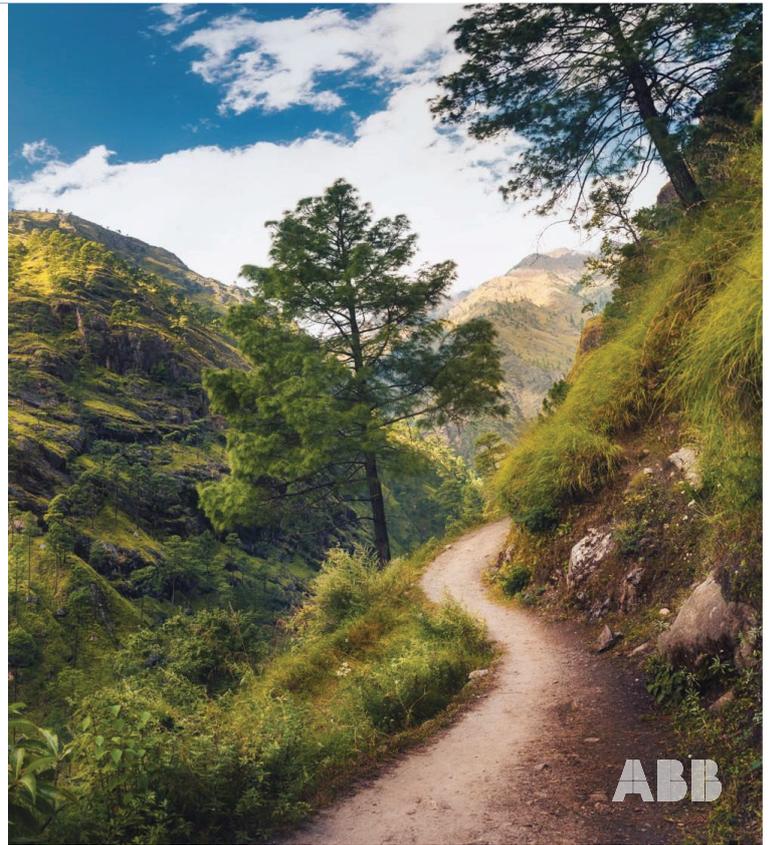


christiane.mueller@de.abb.com

## Inhalt

Intelligente und SF<sub>6</sub>-freie Schaltanlagen

01. **EU Vorschriften**
02. **Alternative Isoliergase**
03. **Herausforderungen**
04. **Digitalisierung**
05. **Produkte**
06. **Zusammenfassung**



## EU-Vorschriften

Wie die EU bis 2050 klimaneutral werden will

01.



## Beschränkungen von F-Gasen Hintergrund

### Eigenschaften von SF<sub>6</sub>

- SF<sub>6</sub> ist farblos, geruchlos, ungiftig, nicht brennbar und chemisch inert <sup>[1]</sup>
- SF<sub>6</sub> besitzt ein GWP von 24.300 CO<sub>2</sub>eq <sup>[2]</sup>
- SF<sub>6</sub> besitzt eine atmosphärische Lebensdauer von 1.000 Jahren <sup>[2]</sup>

### Motivation zur Regulierung

- F-Gase sind vom Menschen hergestellte Chemikalien
- F-Gase sind Treibhausgase
- SF<sub>6</sub> reichert sich zunehmend in der Atmosphäre an

[1] Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, Sachstand

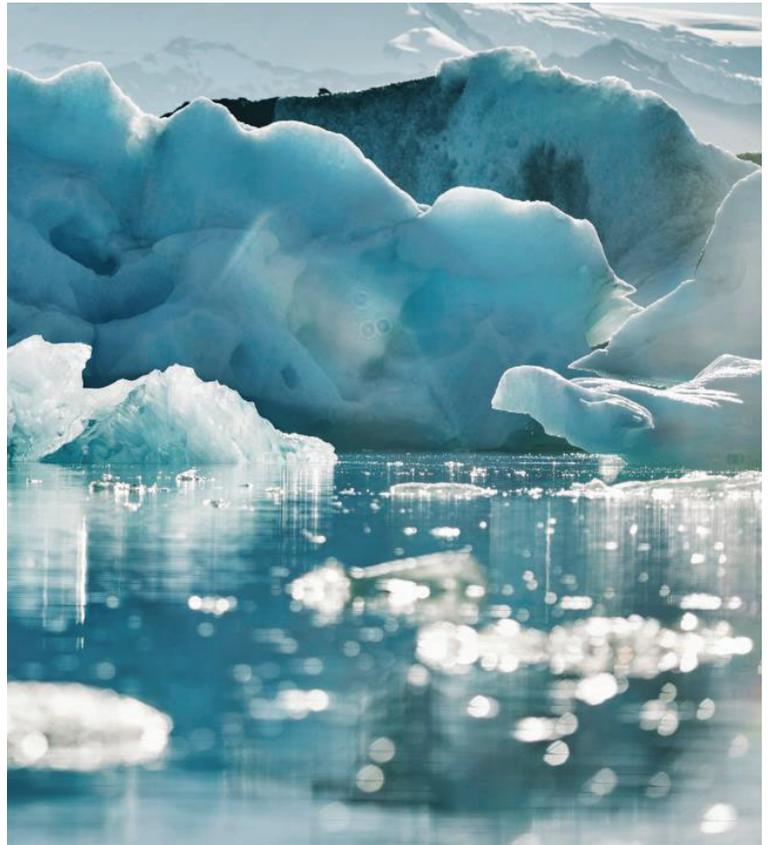
WD 8 - 3000 - 065/22, Titel: Schwefelhexafluorid

Untertitel: Anwendungen, Klimawirkung, Emissionsentwicklung und Maßnahmen zur Minderung, [Link](#)

[2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Report The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks and Climate Sensitivity, Chapter 7, [Link](#)

24. Oktober 2023

Folie 5



## Beschränkungen von F-Gasen Inhalt der Verordnung

Die EU-F-Gas-Verordnung 2024/573 ersetzt seit 11.03.2024 die bisherige Verordnung 517/2014 <sup>[3]</sup>.

Die Inbetriebnahme von elektrischen Schaltanlagen, die nach dem 11.03.2024 bestellt wurden und F-Gase enthalten, wird ab folgendem Datum verboten:

- 1. Januar 2026 Mittelspannungsschaltanlagen ≤ 24 kV;
- 1. Januar 2030 Mittelspannungsschaltanlagen > 24 kV und ≤ 52 kV;
- 1. Januar 2028 Hochspannungsschaltanlagen > 52 kV und ≤ 145 kV und ≤ 50 kA Kurzschlussstrom, mit GWP von 1 oder mehr;
- 1. Januar 2032 Hochspannungsschaltanlagen > 145 kV oder > 50 kA Kurzschlussstrom, mit GWP von 1 oder mehr.\*

Wartung, Reparatur, Erweiterung und Versetzen bestehender SF<sub>6</sub> - Schaltanlagen ist auch nach dem Verbotsdatum zulässig.

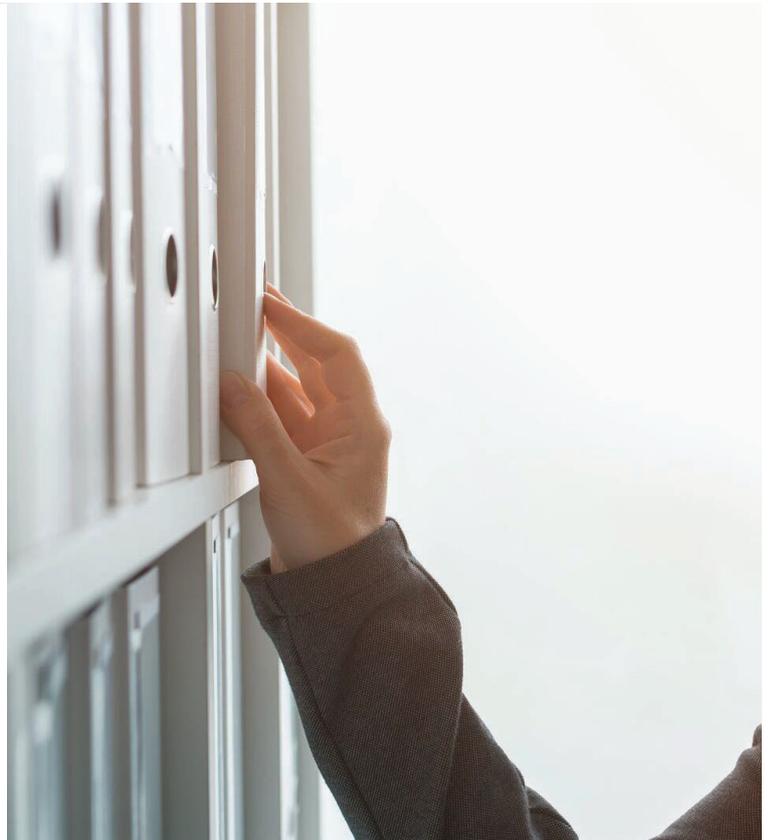
Ab 1. Januar 2035 muss dafür recyceltes oder aufgearbeitetes SF<sub>6</sub> verwendet werden.\*

\*Regelungen für Ausnahmen vorhanden

[3] European Union, Document 32024R0573, Verordnung (EU) 2024/573 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Februar 2024 über fluorierte Treibhausgase, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2019/1937 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 517/2014, [Link](#)

24. Oktober 2023

Folie 6



## Beschränkungen von F-Gasen

### Bewertung aus Herstellersicht

Eine Erweiterung des Verbots von SF<sub>6</sub> auf F-Gase bedeutet, dass umweltfreundliche Isoliergase basierend auf Fluorketonen oder -nitrilen in der Mittelspannung künftig NICHT erlaubt sind.

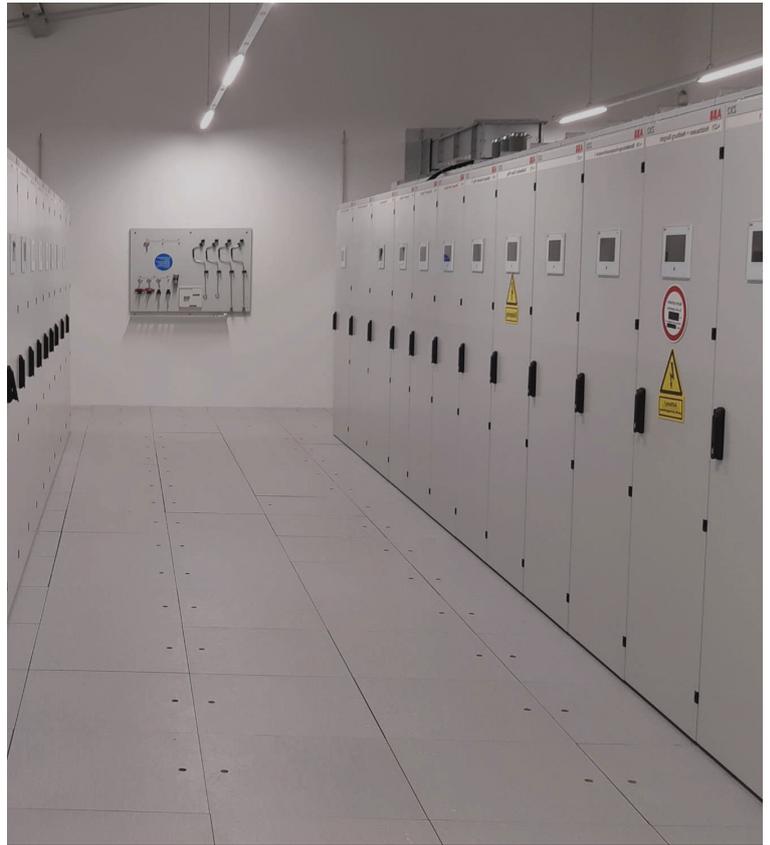
„Inbetriebnahme“ ist in der Verordnung selbst nicht klar definiert. Die Verantwortung für die Inbetriebnahme und damit die Umsetzung der Verordnung liegt beim Eigentümer der Anlage, nicht beim Produzenten.

(Zeitweise) Monopolbildung ist nicht untersagt.

Ein vollständiges Exportverbot wurde abgelehnt. D.h. eine Produktion von Schaltanlagen mit SF<sub>6</sub> oder AirPlus innerhalb der Europäischen Union ist weiterhin zulässig.

Verfügbarkeit eines SF<sub>6</sub>-freien Basisportfolios auf Herstellerseite. Standardisierung auf Kundenseite würde helfen den Übergang in der EU erfolgreich zu managen

24. Oktober 2023 Folie 7



## Beschränkungen von PFAS

### Inhalt des Regulierungsvorschlags

Per- und Polyfluoralkylsubstanzen (PFAS) werden in einem breiten Anwendungsspektrum eingesetzt.

PFAS reichern sich kontinuierlich in der Umwelt an und sind äußerst schwierig zu entfernen.

Einige (nicht alle!) PFAS sind giftig für Mensch und/oder Umwelt.

Die ECHA hat einen Vorschlag zur Beschränkung von PFAS unter REACH vorab veröffentlicht.

- Alle Stoffe, die eine -CF<sub>2</sub>- oder -CF<sub>3</sub>- Gruppe enthalten sollen ab ca. verboten. 2027. [4]

Zum Ende der Konsultationsphase am 25.09.2023 waren bei der ECHA mehr als 5.600 Kommentare eingegangen. [5]

[4] Europäische Chemikalienagentur, ECHA/NR/23/04, ECHA veröffentlicht PFAS-Beschränkungsvorschlag, Helsinki, 07.02.2023, [Link](#)

[5] Europäische Chemikalienagentur, ECHA/NR/23/24, ECHA erhält mehr als 5.600 Kommentare zum PFAS-Beschränkungsvorschlag, Helsinki, 26.09.2023, [Link](#)

24. Oktober 2023 Folie 8



## Beschränkungen von PFAS

### Bewertung aus Herstellersicht

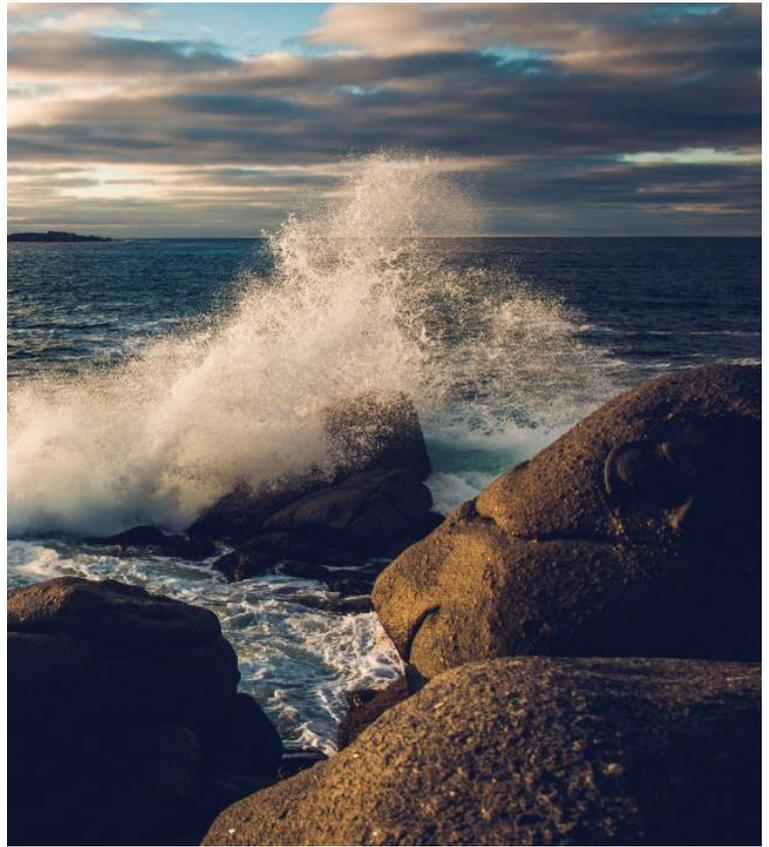
Die Regulierung würde ca. 10.000 verschiedene Substanzen mit unterschiedlichen Eigenschaften und Strukturen betreffen.

Die Grenzwerte befinden sich im Bereich von 25 ppb bis 50 ppm, das heißt auch Schmier- oder Trennmittel die während der Produktion eigentlich PFAS-freier Teile genutzt werden, könnten relevant sein.

Standortnachteil im globalen Wettbewerb für Unternehmen, die in der EU produzieren.

24. Oktober 2023

Folie 9



## Alternative Isoliergase

### Optionen zum Ersatz von SF<sub>6</sub> in gas-isolierten Schaltanlagen

02.

## Übersicht Isoliergase SF<sub>6</sub> und Alternativen

- SF<sub>6</sub> bietet hervorragende Isolier-, Lichtbogenlösch- und Entwärmungsfähigkeiten
- Technisch gleichwertige Alternativen zu finden ist eine Herausforderung
- Für die folgenden Alternativen gibt es teilweise installierte Piloten und erste Produkte<sup>[6]</sup>
  - Trockene Luft O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>,
  - Natürliche Gase O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> und deren Gemische
  - C5-FK (Fluoroketone C<sub>5</sub>F<sub>10</sub>O) und Mischungen mit O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>
  - C4-FN (Fluornitrile C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N) und Mischungen mit O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>
  - Feststoff

[6] M. Rabie and C. Hussy, 2016, Einordnung von Alternativen zum Einsatz von SF<sub>6</sub> in der elektrischen Energieversorgung [Link](#)



## Übersicht Isoliergase SF<sub>6</sub> und Alternativen

### Fluornitrile C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N (C4)

- Mischung mit Trägergas aufgrund des niedrigen Siedepunkts
- ca. 86 % der Spannungsfestigkeit von SF<sub>6</sub>
- Kompatibilitätsprobleme mit einigen Materialien
- Niederdruckanwendung möglich (Fülldruck ≤ 150 kPa abs)
- GWP 2100

### Fluoroketone C<sub>5</sub>F<sub>10</sub>O (C5)

- Mischung mit Trägergas aufgrund des niedrigen Siedepunkts
- Ca. 71 % Spannungsfestigkeit von SF<sub>6</sub>
- Kompatibilitätsprobleme mit einigen Materialien
- Niederdruckanwendung möglich
- GWP < 1

[7] A. Xiao, et al. ; Umweltfreundliche Isoliergase als SF<sub>6</sub>-Alternativen für Energieversorger; <sup>2</sup> Internationale Konferenz über elektrische Materialien und Energieausrüstung – Guanzhou, China, 2019

Physikalische Eigenschaften von SF <sub>6</sub> und Alternativen [7] (bei 25°C)	C5	C4	SF <sub>6</sub>
Molekulargewicht (g/mol)	266	195	146
Flammpunkt (°C)	Nicht brennbar	Nicht brennbar	Nicht brennbar
Gefrierpunkt (°C)	-110	-118	-51
Siedepunkt	27	-5	-64 (Sublimationspunkt)
Dampfdruck (kPa)	94	297	2149
Gasdichte bei 1 bar (kg/m <sup>3</sup> )	10.7	7.9	5.9
Spannungsfestigkeit bei 1 bar (kV über 2,5 mm Spalt)	18,4 bei Sättigung	27.5	14.0
Atmosphärische Lebensdauer (Jahre)	0,04	30	3200
Ozonabbaupotenzial (FCKW-11=1)	0	0	0
Globales Erwärmungspotenzial (100-Jahres-ITH, IPCC-Methode 2013)	<1	2100	23500
Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu SF <sub>6</sub>	≥99.99%	≥98%	---

## Übersicht Isoliergase SF<sub>6</sub> und Alternativen

Hydrofluorolefine zum Beispiel HFO-1336mzz(E)

- Pilotinstallation verfügbar, weitere Forschungsaktivitäten eingestellt haben

Luft

- Synthetische Luft (z. B. 80% N<sub>2</sub>, 20% O<sub>2</sub>)
- Getrocknete und aufbereitete Umgebungsluft

Natürliche Gase

- Natürliche Gase sind Stickstoff (N<sub>2</sub>), Sauerstoff (O<sub>2</sub>) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) sowie deren Mischungen in beliebigen Kombinationen<sup>[9]</sup>

[8] T. Eisenschmidt; Presentation; Quo Vadis Hochspannungstechnik? Schkopau, 18.9.24 (translated)

[9] IEC 62271-4

Physikalische Eigenschaften von SF <sub>6</sub> und Luft <sup>[8]</sup>	Symbol	Einheit	SF <sub>6</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	Luft
Durchschlagsfestigkeit	E <sub>d</sub>	kV/cm	89.3	33	27	32
Dichte	ρ	kg/m <sup>3</sup>	6.39	1.21	1.38	1.25
Rel. molekulare Masse	M	-	146	28	32	29
Ionisationsenergie	W <sub>i</sub>	eV	15.9...19.3	15.7	12.1	-
Freie Weglänge	λ <sub>E</sub>	μm	0.22	0.35	0.4	0.37
Kondensationspunkt	u <sub>K</sub>	°C	-63	-196	-183	-193
Wärmeleitfähigkeit	λ	W/(m*K)	1.28	2.38	2.46	2.41

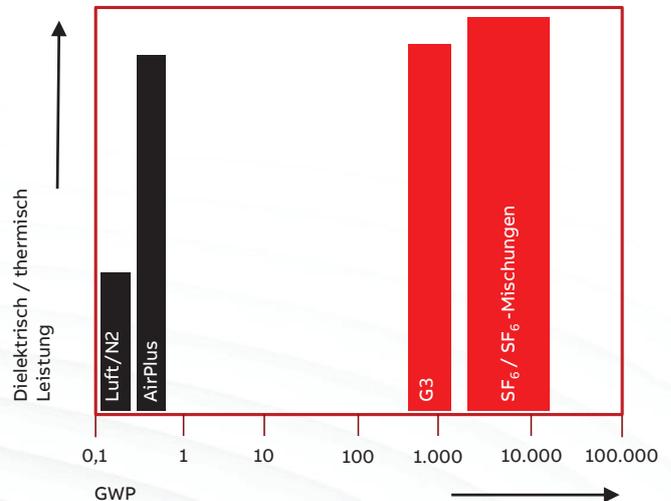
## Übersicht Isoliergase SF<sub>6</sub> und Alternativen

Basierend auf der finalen Fassung der EU-Verordnungen ist eine deutliche Tendenz zur Verwendung verschiedener Arten von Gemischen aus Luft und/oder natürlichen Gasen erkennbar.

Fast alle anderen Entwicklungen wurden gestoppt.

Im Vergleich zu SF<sub>6</sub>-basierten Schaltanlagen ergeben sich für alternative Gase:

- Dielektrische Herausforderungen
- Thermische Herausforderungen
- Mechanische Herausforderungen
- Schwierigkeiten bei der Erkennung von Leckagen





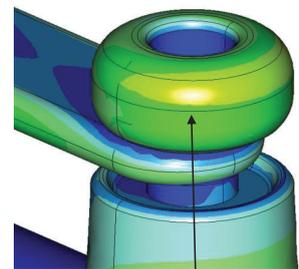
## Technische Herausforderungen

### Überlegungen für ein SF<sub>6</sub>-freies Schaltanlagen-Design

## Herausforderungen bei der Entwicklung neuer Schaltanlagen

### Dielektrische Optimierung

- Erforderliche Feldstärke für die Startentladung ist bei Luft im Vergleich zu SF<sub>6</sub> etwa dreimal geringer
- Spannungsfestigkeit abhängig von Geometrie, Funkenstrecke, Homogenitätsgrad, Druck und Polarität
- Für gas-isolierte Primärschaltanlagen kann in der Praxis typischerweise ein Faktor von zwei zwischen SF<sub>6</sub> und trockener Luft für die Überschlagsspannung gefunden werden
- Grundsätzlich gibt es vier Möglichkeiten, die entstandene Lücke auszugleichen:
  - Vergrößerung der Abstände, weniger kompakte Bauweise
  - Erhöhung des Drucks des Isoliergases
  - Einbringen von Feldsteuerelementen
  - Einguß in Feststoffisolierungen..oder eine Kombination der oben genannten
- Designoptimierungen erfolgen simulativ und werden durch Dielektrische und Teilentladungsprüfungen gemäß IEC 62271-200 Cl, 7.2.6 and 7.2.9 und IEC 62271-200 Cl, 7.2.10 geprüft



Keine kritischen Stellen

## Herausforderungen bei der Entwicklung neuer Schaltanlagen

### Thermische Optimierung<sup>[10]</sup>

- Wärme entsteht durch den Stromfluss in den Bauteilen.
- Die entstehende Wärme ist abhängig Strom (Stromstärke und Frequenz), Materialeigenschaften, Übergangswiderständen an Bolzenverbindungen und beweglichen Kontakten sowie Kühlmaßnahmen.
- Die molekulare Masse von SF<sub>6</sub>, die 5-mal größer ist als die von Luft, erweist sich als deutlich überlegen in Bezug auf den Wärmetransport.
- 30-40 % Strahlung, überwiegend aber konvektive Kühlung
- 20% höhere Temperatur für trockene Luft im Vergleich zu SF<sub>6</sub> bei 130 kPa abs.
- 325 kPa abs. trockene Luft entsprechen etwa 130 kPa abs. SF<sub>6</sub>
- Die Designoptimierung kann auf Basis von Simulationen erfolgen. Dabei werden CFD Analysen für eine erste Abschätzung genutzt. Oder thermische Netzwerkanalysen, wenn Trainingsdaten verfügbar sind.
- Erwärmungsprüfung gemäß IEC 62271-200 Cl. 7.5



Thermische Simulation eines GIS -Felds bei 2500 A, 50 Hz

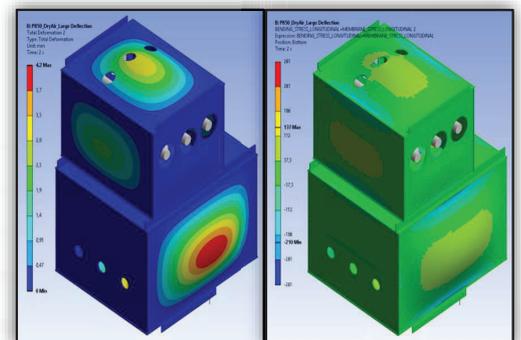
[10]: Wärmemanagement von mit reiner Luft gefüllten MV-GIS; J. Snajdr et al.; CIRED-Konferenz 2021

24. Oktober 2023 Folie 17

## Herausforderungen bei der Entwicklung neuer Schaltanlagen

### Einfluss des Fülldrucks (1/2)

- Um eine ähnliche Spannungsfestigkeit bei 36 kV zu erreichen und eine kompakte Bauweise beizubehalten, ist im Falle Isolierung mit Luft oder natürlichen Gasen ein erheblicher Druckanstieg erforderlich.
- Der typische Bereich liegt zwischen 270 kPa abs. und 300 kPa abs.
- Grundsätzlich gibt es drei Möglichkeiten, den hohen Druck zu beherrschen:
  - Rechteckiges Design, dreiphasig gekapselt (wie bei Niederdruck, aber mit einer großen Anzahl an Versteifungen und/oder verdicken Seitenwänden)
  - Rohrförmiges Design, dreiphasig gekapselt
  - Rohrförmiges Design, einphasig gekapselt
- Ab 150 kPa abs. Fülldruck sind zusätzliche Prüfungen erforderlich (IEC 62271-200 8.103 or IEC62271-203 7.104)
- Ab einem Designdruck über 300 kPa rel. müssen zusätzliche Prüfungen gemäß IEC 62271-203 7.104 und IEC 62271-203 7.103.2 berücksichtigt werden

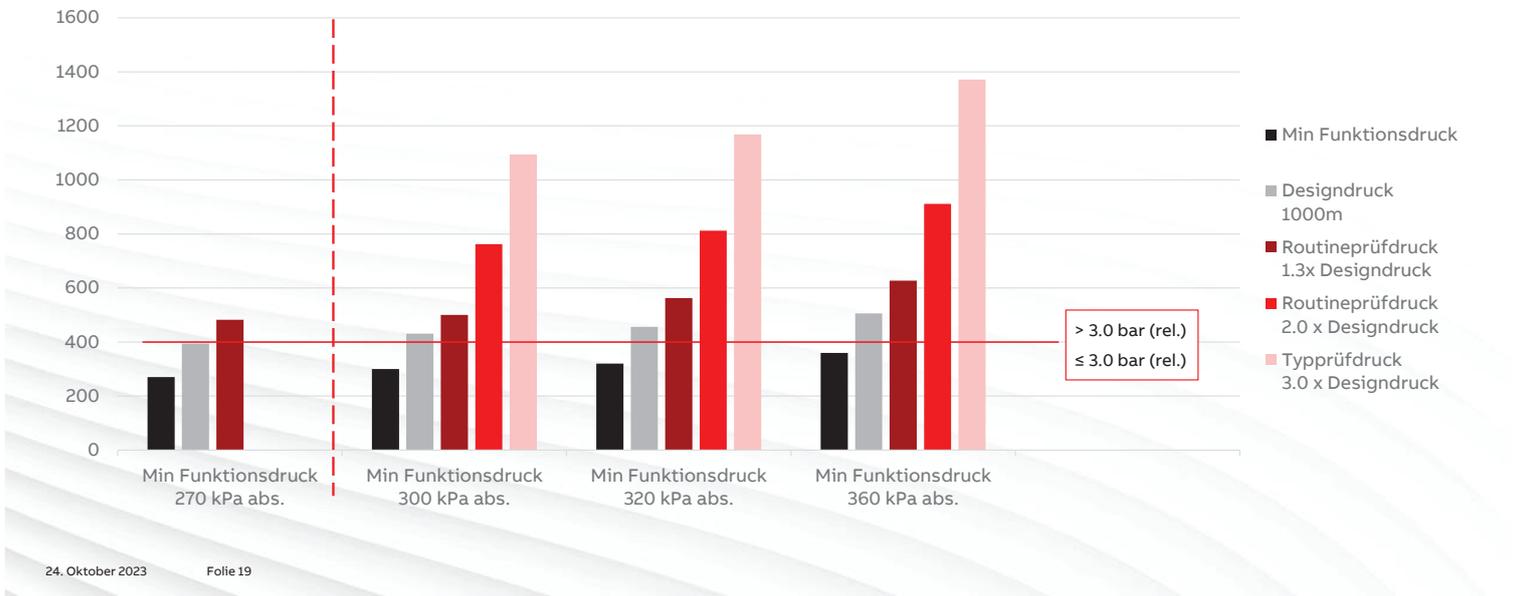


Beispiel einer mechanischen Simulation Verformung (links) und mech. Spannungen (rechts)

24. Oktober 2023 Folie 18

## Herausforderungen bei der Entwicklung neuer Schaltanlagen

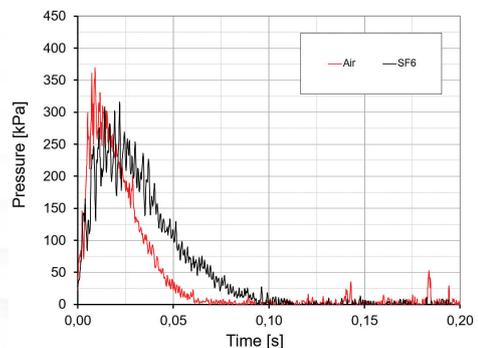
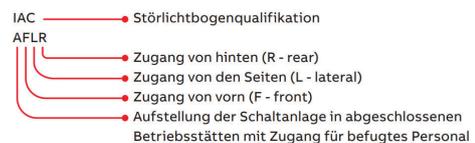
### Einfluss des Fülldrucks (2/2)



## Herausforderungen bei der Entwicklung neuer Schaltanlagen

### Störlichtbogenfestigkeit

- In der Regel wird für Primärschaltanlagen eine Lichtbogenklassifizierung AFL(R) nach IEC 62271-200 Cl. 7.105 and Annex A gefordert
- Wenn der gleiche Querschnitt der Druckentlastungsklappe verwendet wird, ist die Druckspitze bei luftisolierter Schaltanlage höher als bei SF<sub>6</sub>
- Bei SF<sub>6</sub> bleibt der Druck länger auf einem höheren Niveau als bei Luft
- Aus Umweltschutzgründen, erlaubt der IEC Standard auch für SF<sub>6</sub>-Schaltanlagen Störlichtbogenprüfungen mit Luft durchzuführen. Dies ist gelebte Praxis.
- Bei einem Hochdruckdesign liegt der Spitzenwert noch höher. Deshalb werden für Hochdruckdesigns spezielle Arten von Druckentlastungsklappen und Druckentlastungskanäle benötigt.



Beispiel eines Druckverlaufs für Luft- und SF<sub>6</sub>- Isolierung bei Störlichtbogenprüfungen (gleicher Fülldruck)

## Herausforderungen bei der Entwicklung neuer Schaltanlagen

### Feststoffisolierte Schaltanlage (SIS) im Überblick

#### Design<sup>[11]</sup>

- Erdungsschalter mit getrennter Vakuum-Schaltkammer
- Kombination aus Trennschalter + Leistungsschalter mit 2 synchronisierten Vakuum-Schaltkammern
- Hauptsächlich magnetisch angetriebener Aktuator
- Große Isolierteile auf Epoxidharzbasis
- Alle dielekt. kritischen Komponenten sind vergossen um hohe Feldstärken zu beherrschen
- Feststoffisolierte Sammelschienen
- Luftisolierung (Umgebungsdruck) zur Isolierung anderer Komponenten

#### Vorteile

- Kompakte Bauweise möglich
- Unabhängig von Isoliergasen
- Ggf. gibt es einen gewissen Vorteil bei den Gesamtbetriebskosten im Vergleich zu SF<sub>6</sub>-isolierten SWG<sup>[12]</sup>

#### Herausforderungen

- Teilentladungsfreiheit
- langfristige Spannungsfestigkeit aufgrund von Elektr. Alterung<sup>[13]</sup>
- Thermische (Last-)Zyklen
- Seismische Tests aufgrund hoher Isoliermassen
- Noch immer begrenzte Recyclingfähigkeit von Duroplasten
- Vergossene Metallteile sind in der Regel nicht wiederverwendbar, bei fehlerhaftem Verguss
- Beschränkung oft auf 25 kA Kurzschlussstrom

[11]: Verbundisolierte Struktur für Schaltanlagen der Mittelspannungsklasse; T. Hae et al.; 3. Internationale Konferenz über elektrische Energieanlagen – Schalttechnik, 2015 Busan, Korea  
[12]: SICHERHEIT DURCH DESIGN: FESTISOLIERTE TECHNOLOGIEN STELLEN DEN EINSATZ VON SF<sub>6</sub> IN MITTELSPANNUNGSSCHALTANLAGEN IN FRAGE, D. Durocher et al.; 2015 IEEE  
[13]: Untersuchung der Langzeitzuverlässigkeit feststoffisolierter Schaltanlagen; J. Sato et al.; 2012 IEEE

## Zusammenfassung



technische Alternativen zu SF<sub>6</sub> als Isoliergas verfügbar



Ausgleich für geringere dielektrische Leistung erforderlich



Ausgleich für schlechteres thermisches Verhalten erforderlich



erhöhter Materialeinsatz erforderlich



# Digitalisierung

Wie Schaltanlagen intelligenter werden

# 04.

## Manuelle Arbeit

Das Wartungspersonal hat Erfahrung/Routine mit der manuellen Erfassung von Messwerten

 **Gasdruck**  
vom Manometer >

 **Thermografie der Kabelverbindungstemperatur**  
mit IR-Pistole oder IR-Kamera >

 **Umgebungstemperatur und Luftfeuchtigkeit**  
von Zählern im Schaltraum >

 **Antrieb von Leistungs- oder Trennschaltern**  
Wartungskontrollen >

 **Physische Isolation**  
von stromführenden Teilen vor der Fehlersuche >

## Automatisierte Messwerte

Kontinuierliche Überwachung durch Sensoren und Beseitigung menschlicher Fehler

 **Gasdruck**  
Überwachung durch Gasdrucksensoren >

 **Temperatur der Kabelverbindungen**  
Überwachung durch Temperatursensoren >

 **Umgebungstemperatur und Luftfeuchtigkeit**  
Überwachung durch Umweltsensoren >

 **Antrieb von Leistungs- oder Trennschaltern**  
Überwachung mit Sensoren >

 **Physikalische Isolierung vom 3PS**  
Überwachung mittels Kamera und Bilderkennung >

## Automatisierte Warnungen

Richtige Interpretation durch Algorithmen und Predictive Analytics

 **Vorhersage des Gaswartungstermins**

 **Kabelverbindungsprobleme vorhersagen**

 **Umgebungstemperatur- und Feuchtigkeitsschwellenwerte**

 **Vorhersage des Gesundheitszustands des Antriebes**

 **3PS-Position zusammen mit Bilderkennung anzeigen**

## Erhöhte Sicherheit

Höhere Produktivität und bessere Kontrolle über Anlagen vor Ort/aus der Ferne



## Machen Sie Ihre Schaltanlage intelligenter Digitale Features

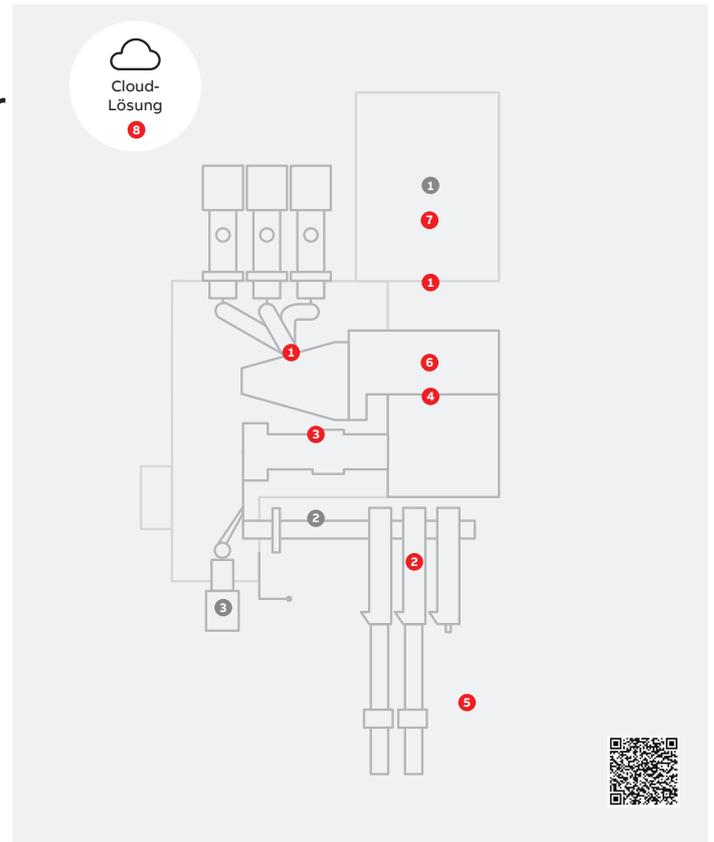
### Säule 1: Intelligente Automatisierung und Steuerung

- 1 IEC 61850 Buskommunikation
- 2 Stromsensoren
- 3 Spannungssensoren (in der Buchse) oder Spannungssensoren (am Kabelstecker)

### Säule 2: Überwachung und Diagnose

- 1 Fernüberwachung der Gasdichte
- 2 Kabelanschlussstemperatur
- 3 VI Schätzung der elektrischen Lebensdauer
- 4 CB-Mechanismus
- 5 Umgebung (Temperatur und Luftfeuchtigkeit)
- 6 Dreistellungsschalterüberwachung
- 7 TE-Überwachung
- 8 ABB Ability™ Asset Manager (Option)

© 2024 . All rights reserved.



## Produkte

Was es bereits auf dem Markt gibt

05.

## Produkte für primäre Verteilnetze

### Gasisolierte Schaltanlagen

Hersteller:	ABB	ABB	ABB	Siemens	Siemens	Schneider	Schneider	Nuventura	Nuventura
Produktname:	PrimeGear ZX0	ZX2 AirPlus	PrimeGear ZX2	8DAB12/ 8DAB24/ 8DAB40 – blue GIS	NXPLUS C 24 - blue GIS	GM AirSet Performance	GM AirSet	Nu1	(?)
Isoliergas: (Mischung)	C5-FK/Air (13,6%/86,4%)	C5-FK/Air (13,6%/86,4%)	N <sub>2</sub> /O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> /O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> (Unbekannt)	N <sub>2</sub> /O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> (Unbekannt)	Luft (-)	Luft (-)	Luft (-)	Luft (-)
Fülldruck (abs.):	130 kPa	130 kPa	150kPa	170 kPa / 330 kPa	190 kPa	220 kPa	(?)	300 kPa	340 kPa
Spannungsniveau:	...24 kV	...36 kV	...24 kV	...12 kV/ ...40.5 kV	...24 kV	...24 kV	...36 kV	...36 kV	...40.5 kV
Nennstrom/STC:	1250 A / 25 kA	2000 A / 31,5 kA	2500 A / 40 kA	2750 A /2500A 40 kA	2000 A / 25 kA	1250 A / 25kA	1250 A / 25kA	2000A / 31,5 kA	2500A / 31,5 kA
Sammelschiensystem:	SBB, feststoff- isoliert	SBB/DBB	SBB	SBB/DBB	SBB, feststoff- isoliert	SBB/DBB	SBB, feststoff- isoliert	SBB, feststoff- isoliert	SBB
Markteinführung:	2022	2016	2024	2020 / 2023	2021	2022	2024	2021	2024+
Produktportfolio:	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt
Mehr Informationen:	<a href="#">Link</a>	<a href="#">Link</a>		<a href="#">Link</a>	<a href="#">Link</a>	<a href="#">Link</a>	<a href="#">Link</a>	<a href="#">Link</a>	<a href="#">Link</a>

24. Oktober 2023 Folie 27

## Zusammenfassung

Was es bereits auf dem Markt gibt

06.

Zusammenfassung



Es gibt technische Alternativen zu SF<sub>6</sub> als Isoliergas.



Durch die Elektrifizierung und den Netzausbau wird der Bedarf an Mittelspannungsschaltanlagen weiter ansteigen.



Es ist (zumindest anfangs) mit erhöhten Kosten zu rechnen.



Standardisierung kann dabei helfen, Nachfrage und Angebot in Einklang zu bringen und Skaleneffekte zu realisieren.








# Inbetriebnahme und Betriebserfahrung mit der ersten Schaltanlage ihrer Art, die digitale und treibhausgasfreie Komponenten für die Stromübertragung integriert

**Peter Menke, Mark Kuschel (Siemens Energy)**  
**Marcel Engel, Fred Oechsle (Netze BW)**

12.6.2024

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.



© Siemens Energy, 2024

1

## SF<sub>6</sub>-freie Technologie bei Netze BW



Gemeinsam mit starken Industriepartnern

Verordnung (EU) Nr. 517/2014:  
„Die **Inbetriebnahme** der folgenden **elektrischen Schaltanlagen**, die **fluorierte Treibhausgase** als Isolier- oder Schaltmedien nutzen oder zu ihrem Funktionieren benötigen, ist wie folgt verboten [...]“

	2016	2018	2020	2022	2023
Hochspannung					
			Weltweit erste HS-Schaltfelder mit Vakuumschalter Nördlingen, 110 kV Gas: synthetische Luft 	Schaltanlage der Zukunft -nachhaltig und digital- Burladingen, 110 kV Gas: synthetische Luft + Digitale Messwandler und Prozessbus 	
Mittelspannung					
	Deutschlandweit erste Pilotanlage Trochtelfingen, 20 kV Gas: C5-Fluorketon / Luft 		Nachhaltige intelligente Umspannstation Buchenberg, 20 kV Gas: synth. Luft + Bioöltrafo 		Europaweit erste Pilotanlage Heiningen, 10 kV Gas: synth. Luft + Sicherungen im Trafefeld 

2

2

## Das Umspannwerk Burladingen



### 110/20-kV-Umspannwerk

- Transformatorleistung von 80 MVA erweiterbar auf 120 MVA
- HS-Betriebsmittel ohne Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) stattdessen synthetische Luft (80 % N<sub>2</sub> / 20 % O<sub>2</sub>)
  - GIS mit fünf Felder (H-Schaltung)
  - Gebäudedurchführungen
  - zusätzlicher Freiluft-Kombiwandler
- Inbetriebnahme: Oktober 2023



Juni 2024

### Schaltanlage der Zukunft: SF<sub>6</sub>-frei und digital

- 145 kV Vakuum-Leistungsschalter mit Bemessungskurzschlussstrom 40 kA
- Kombinierte Kleinsignalmesswandler zur Minimierung der Baugröße
- Digitale Schutz- und Leittechnik mit Prozessbus nach IEC 61850-9-2
- Betriebsmittel Online-Monitoring

Grid Technologies 3

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

3

## Clean Air ist zukunftssicher



### Zu berücksichtigende Aspekte

- Umwelt
- Gesundheit & Sicherheit
- Regulierungen
- Kosten
- Technische Leistungsfähigkeit

### Clean Air Isolation & Vakuum-Schalttechnik

Zero Treibhausgase, GWP = 0

Zero Zersetzungsprodukte im Betrieb  
Zero Toxizität, Zero PFAS-F-Gase\*

Zero Risiken Vorschriften (Kosten, Verbote)

Zero Wartung (für Hauptkomponenten)  
Niedrigste Lebenszykluskosten

Höchste Gasstabilität,  
Tieftemperaturanwendungen,  
Höchste Schaltperformance



80 % N<sub>2</sub> + 20 % O<sub>2</sub> Vakuum



Maximale Stakeholder-Akzeptanz



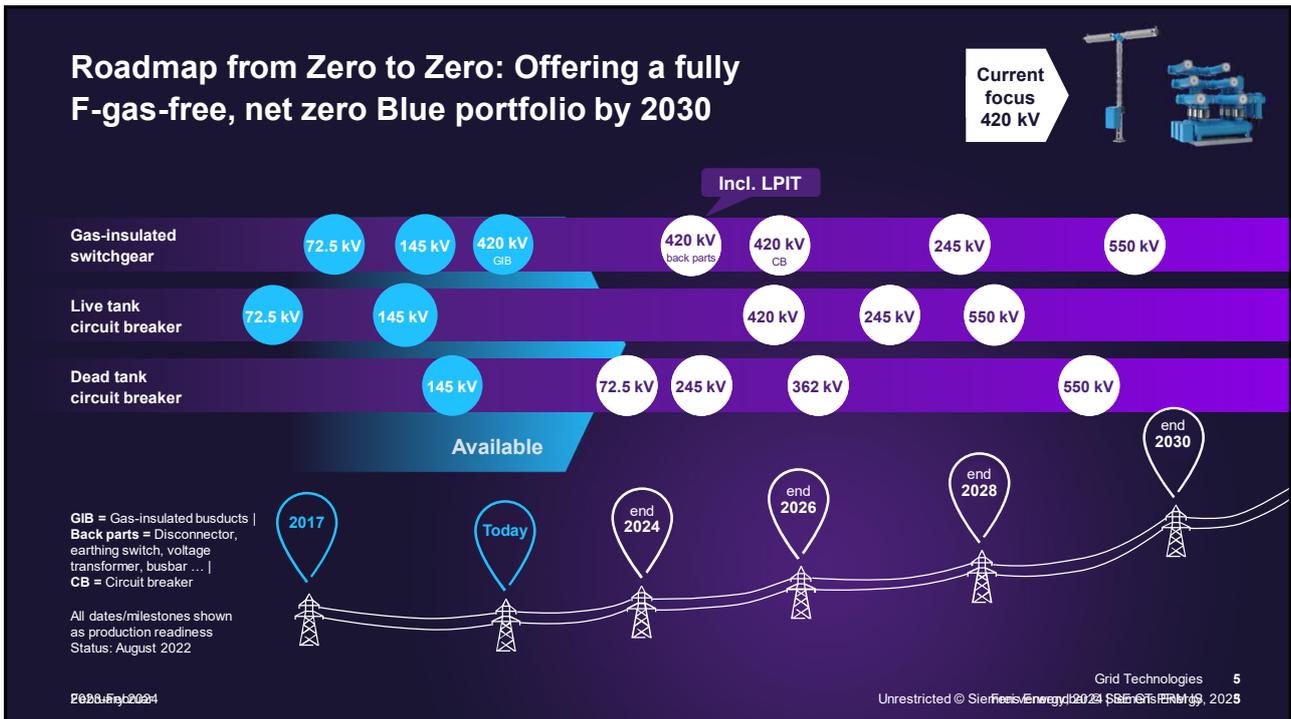
\*\*Per- und Polyfluorierte Substanzen inklusive SF<sub>6</sub>-Alternative C4FN Fluornitril & C5FK Fluorketon -> [www.bmu.de/faqs/per-und-polyfluorierte-chemikalien-pfas](http://www.bmu.de/faqs/per-und-polyfluorierte-chemikalien-pfas)

Juni 2024

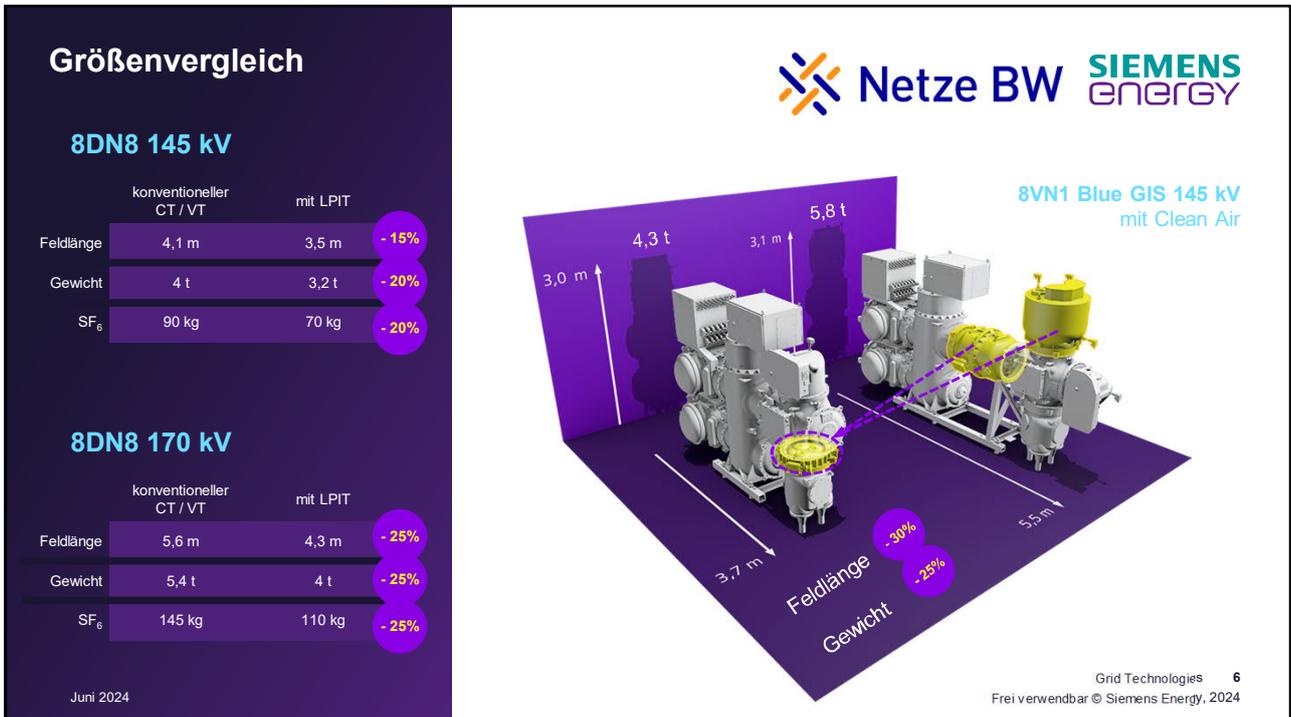
Grid Technologies 4

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

4



5



6

### Das LPIT Innenleben

Netze BW SIEMENS ENERGY

Juni 2024 Grid Technologies 7  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

7

### Die LPIT Sensoren: Rogowskispule and kapazitiver Teiler

Netze BW SIEMENS ENERGY

- Rogowski-Spule zur Strommessung (IEC 61869-10/-8)
- Kapazitiver Teiler zur Spannungsmessung (IEC 61869-11/-7)
- Die LPITs von Siemens Energy nutzen zusätzliche Korrekturmechanismen für Übersprechen und Temperaturabhängigkeit, die derzeit in den neuen IEC 61869-7 und -8 genormt werden.

**Ziel ist eine vollständig interoperable analoge Schnittstelle**

Typische Übersetzungsverhältnisse		
LPCT	LPVT (Teiler-Betrieb)	LPVT (Verschiebungsstrommessung)
130 bis 200 mV / kA	10.000:1 oder 100.000:1	10µA/kV oder 1µA/kV

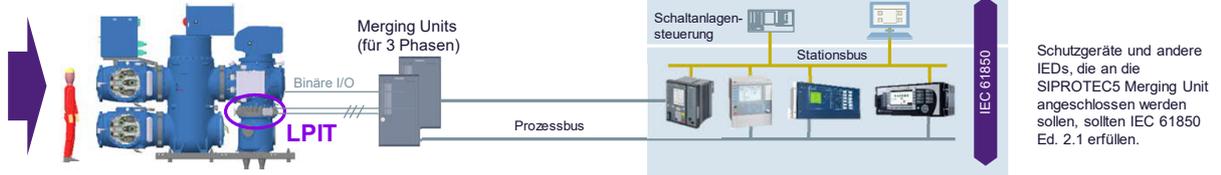
Juni 2024 Grid Technologies 8  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

8

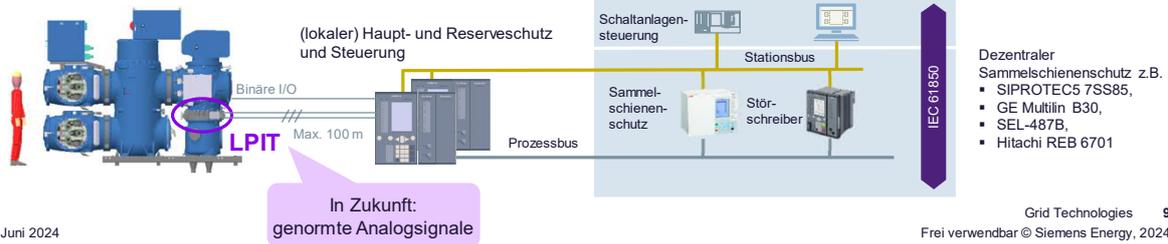
## Pfade zur Schutz- und Leittechnik



### Über eine Merging Unit



### Direkt zu einem Schutz/Feldleitgerät



Juni 2024

Grid Technologies 9

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

9

## Weitere kompatible Merging Units werden verfügbar



### SEL-700MU Merging Unit



Juni 2024

Grid Technologies 10

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

10

### Wandlerprüfungen im Herstellerlabor

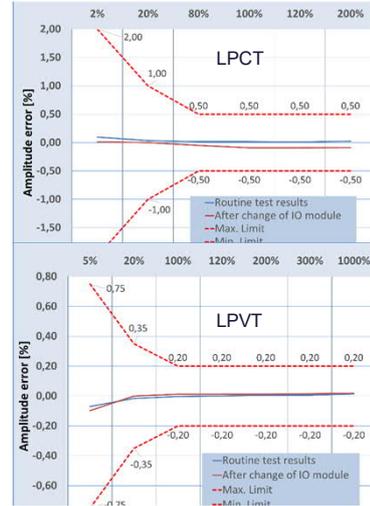


Überprüfung der Bemessungsgenauigkeiten und Baugruppentausch



SIEMENS ENERGY		
LPIT-145 (BVN1)	LPCT	151-152 + 251-252
2021 / LP00187	$I_{th} / I_{adm}$	40 kA (1 s) / 100 kA
IEC 61869	$I_{pr} / I_{adm}$	300 A / 3150 A
-30°C / +40°C	$K_{acc} / K_{th}$	10 / 100
185 kg	Klasse	0,2 / 5P / 10TPM 30 kA
Isolierstoffklasse E	LPVT	1a-1h
145 / 275 / 650 kV	$U_{pr} // Klasse$	110 / $\sqrt{3}$ kV // 0,5P
f, 50 Hz	$F_V$	3 / 2000 h

Made in Germany



Juni 2024

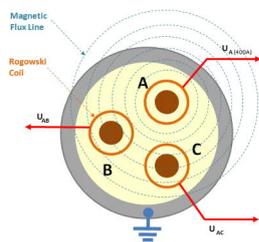
Grid Technologies 11  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

11

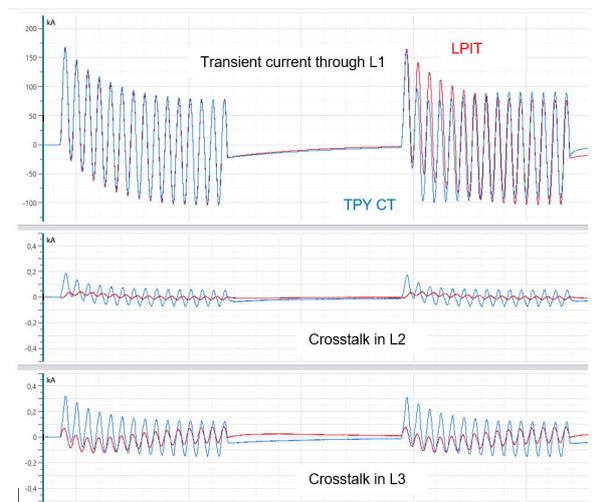
### Wandlerprüfungen im Herstellerlabor



Kurzschlussversuche



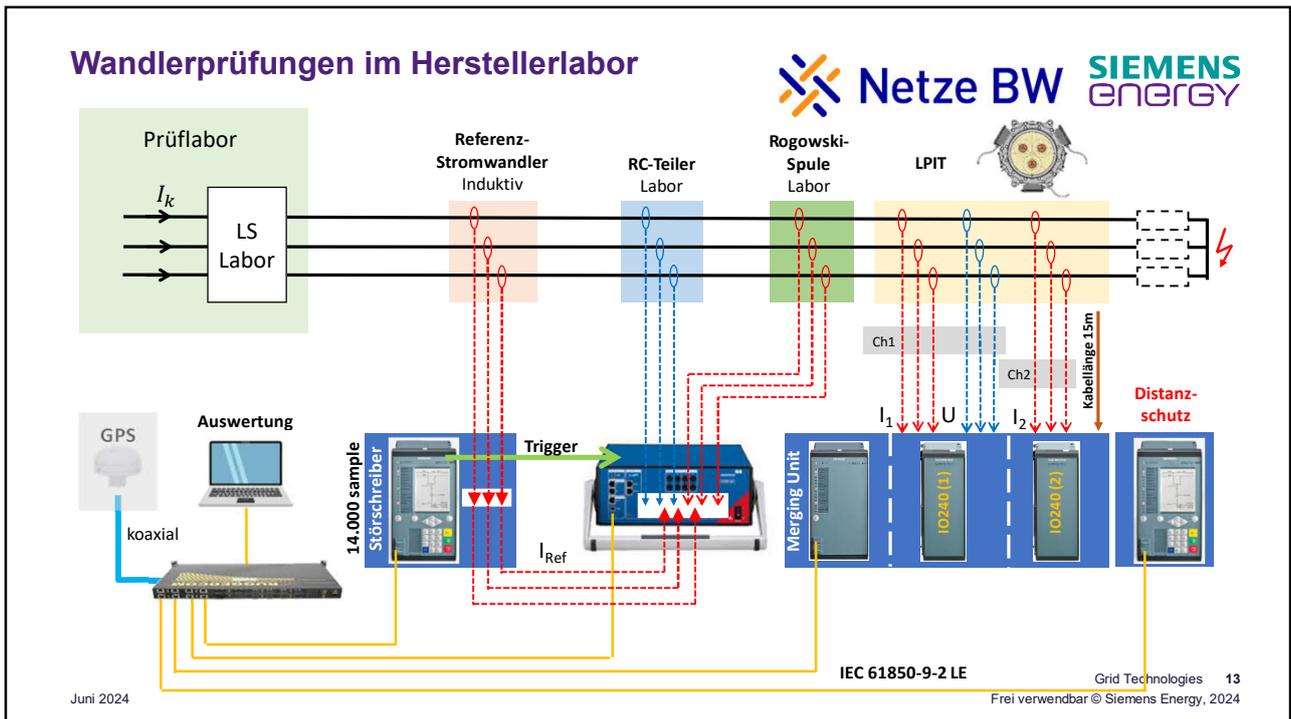
Crosstalk-Unterdrückung



Juni 2024

Grid Technologies 12  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

12



13

### Wandlerprüfungen im Herstellerlabor

**Binärspuren**

Distanzschutz	Zone Z1 Versuch 1	Zone Z1 Versuch 2	Zone Z2
Reichweite X / R	50 mΩ / 50 mΩ	150 mΩ / 150 mΩ	20 Ω / 10 Ω
Verzögerungszeit T	20 ms	20 ms	250 ms
Polygonwinkel phi	70°		

Juni 2024 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

14

## Schutztechnik in Burlandingen

### Schutzkonzept Leitungsfeld

FUNCTION	LINE PROTECTION
	LINE PROTECTION
	DISTANCE PROTECTION
	MONITORING
	EARTH FAULT LOCATION

FUNCTION	BUSBAR PROTECTION
	DIFFERENTIAL PROTECTION
	CIRCUIT BREAKER FAILURE
	MONITORING

FUNCTION	MERGING UNIT 1
	WITHOUT PROTECTION FUNCTIONS

FUNCTION	MERGING UNIT 2
	BACKUP OVERCURRENT

### Schutzprüfung

Juni 2024
Grid Technologies 15  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

15

## Schutztechnik

### Einspeisung ( 800A) über die isolierten Erder

EINGANGS-SMVs MU1	
Instantaneous values	
SMV_MU1.01ACTR1	-424.94 A
SMV_MU1.01BCTR2	-6.56 A
SMV_MU1.01BCTR3	0.06 A
SMV_MU1.01BCTR4	425.23 A

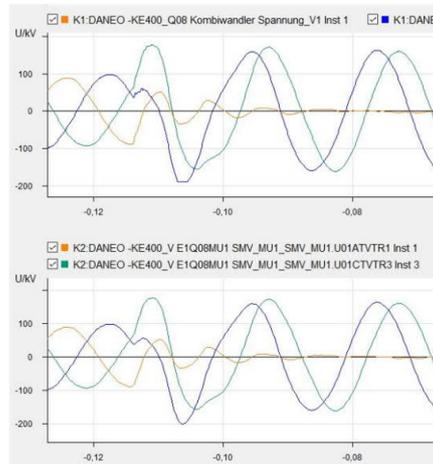
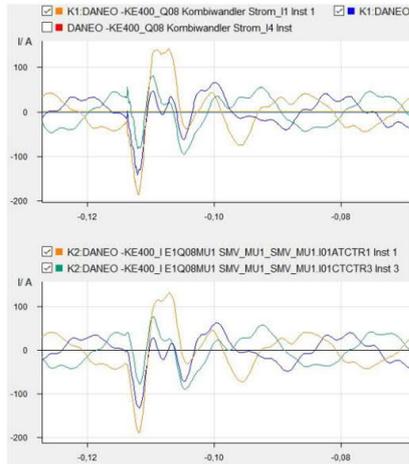
EINGANGS-SMVs MU2	
Instantaneous values	
SMV_MU2.01ACTR1	-424.91 A
SMV_MU2.01BCTR2	-6.83 A
SMV_MU2.01BCTR3	-0.52 A
SMV_MU2.01BCTR4	-426.26 A

Juni 2024
Grid Technologies 16  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

16

## Schutztechnik

### Erdschluss im 110-kV-Netz



Kombiwandler

LPIT

Juni 2024

Grid Technologies 17  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

17

## Primärprüfungen

- Alle normgerechten Typ- und Stückprüfungen bestanden
- Keine wesentlichen Unterschiede zwischen den Qualitätsverfahren für synthetische Luft und SF<sub>6</sub>
- Für die Stückprüfung und Dichtheitsprüfung vor Ort wurde Helium als Prüfgas verwendet
- TE-Messung vor Ort ohne Beanstandung
- Leichte Undichtigkeiten in wenigen Bausteinen erkannt – Nacharbeiten laufen



Juni 2024

Grid Technologies 18  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

18

## Fazit und Ausblick



- Die Kombination aus SF<sub>6</sub>-freier Technologie und kompakten Kleinsignalwandlern (LPIT) ist zukunftsweisend.
- Synthetische Luft ist sicher mit Blick auf zukünftige gesetzliche PFAS- und F-Gas-Beschränkungen.
- Leichte Undichtigkeiten in wenigen Bausteinen erkannt – Nacharbeiten laufen
- Schutz- und Leittechnik mit Prozessbus führt derzeit noch zu einem höheren Aufwand für Engineering und Material, insbesondere bei der erstmaligen Implementierung solcher Systeme und bei Anlagen mit wenigen Feldern.
- Zukünftige, verbesserte Engineering- und Testtools werden den Aufwand reduzieren.
- Für eine herstellerneutrale Anlogschnittstelle müssen die IEC-Normen für LPITs mit Blick auf hochgenaue und Hochspannungs-GIS-Anwendungen erweitert werden (Temperaturgang- und Übersprechkompensation). DKE471 hat einen entsprechenden Vorschlag erarbeitet, der noch in diesem Jahr in IEC 61869-7 und -8 veröffentlicht werden soll.

Juni 2024

Grid Technologies 19  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

19

## Vielen Dank!



2023-Februar



- ❖ Peter Menke, Mark Kuschel (Siemens Energy)
- ❖ Marcel Engel, Fred Oechsle (Netze BW)

Switching Products & Systems 20  
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

20

INTERNAL

**HITACHI**  
Inspire the Next

## SF<sub>6</sub>-freier 420 kV Leistungsschalter: Entwicklung, Anwendungsbeispiel und Umweltbilanz

Stuttgarter Hochspannungssymposium; Vortragender: Michael Gatzsche

2024-06-12

© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

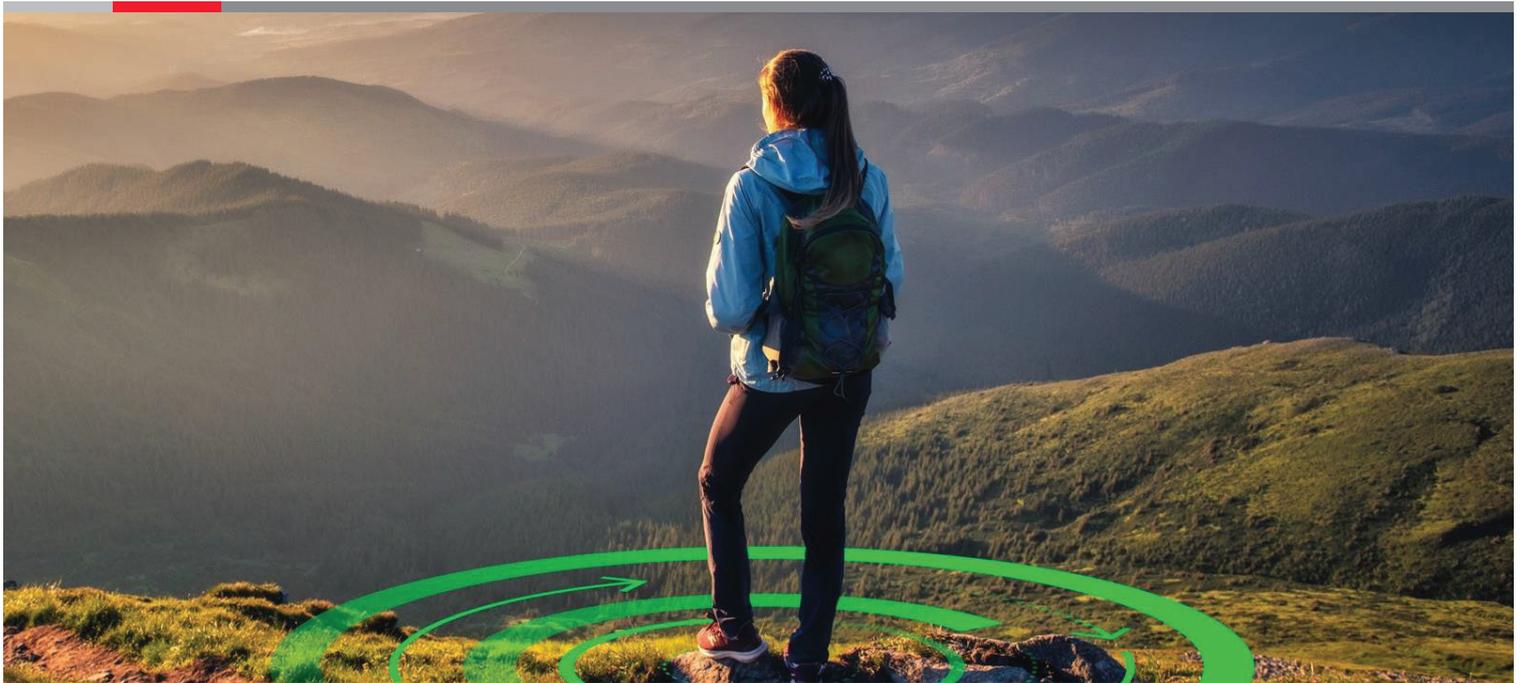
 **Hitachi Energy**

**HITACHI**  
Inspire the Next

### Inhalt

- SF<sub>6</sub> freie Technologie
- 420 kV Schalter: Konstruktion und Typenprüfungen
- Eindrücke vom Pilotprojekt
- Umweltbilanz

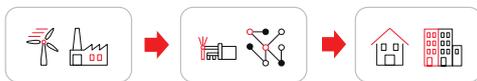
# SF<sub>6</sub> freie Technologie



3 Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

## Die Rolle von Schaltanlagen im Stromnetz

### Schaltanlagen sind wichtig für ein zuverlässige Stromversorgung



Kraftwerk

Stromnetz mit  
Umspannwerken

Städte und  
Haushalte

Kerneigenschaften der heutigen Technologie basierend auf Gasleistungsschaltern und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) → Zuverlässigkeit, Kompaktheit, Skalierbarkeit

Für breiten Einsatz müssen SF<sub>6</sub> Alternativen die gleichen positiven Eigenschaften aufweisen → CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>/C4-FN

Große Bedeutung des Übertragungsnetzes

### Situation Global

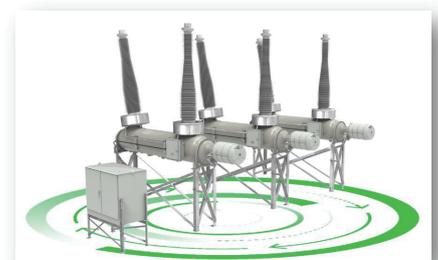
Übertragungsnetzbetreiber-Panel zu SF<sub>6</sub> Alternativen im Rahmen der CIGRE 2022 Session Paris

→ bei mehreren Anwendern wird eine Verdopplung der installierten SF<sub>6</sub> Menge bis 2030 erwartet, wenn keine SF<sub>6</sub> Alternativen implementiert werden

→ grosse Gasmengen insbesondere in 420 kV Anlagen

### Fallbeispiel USA

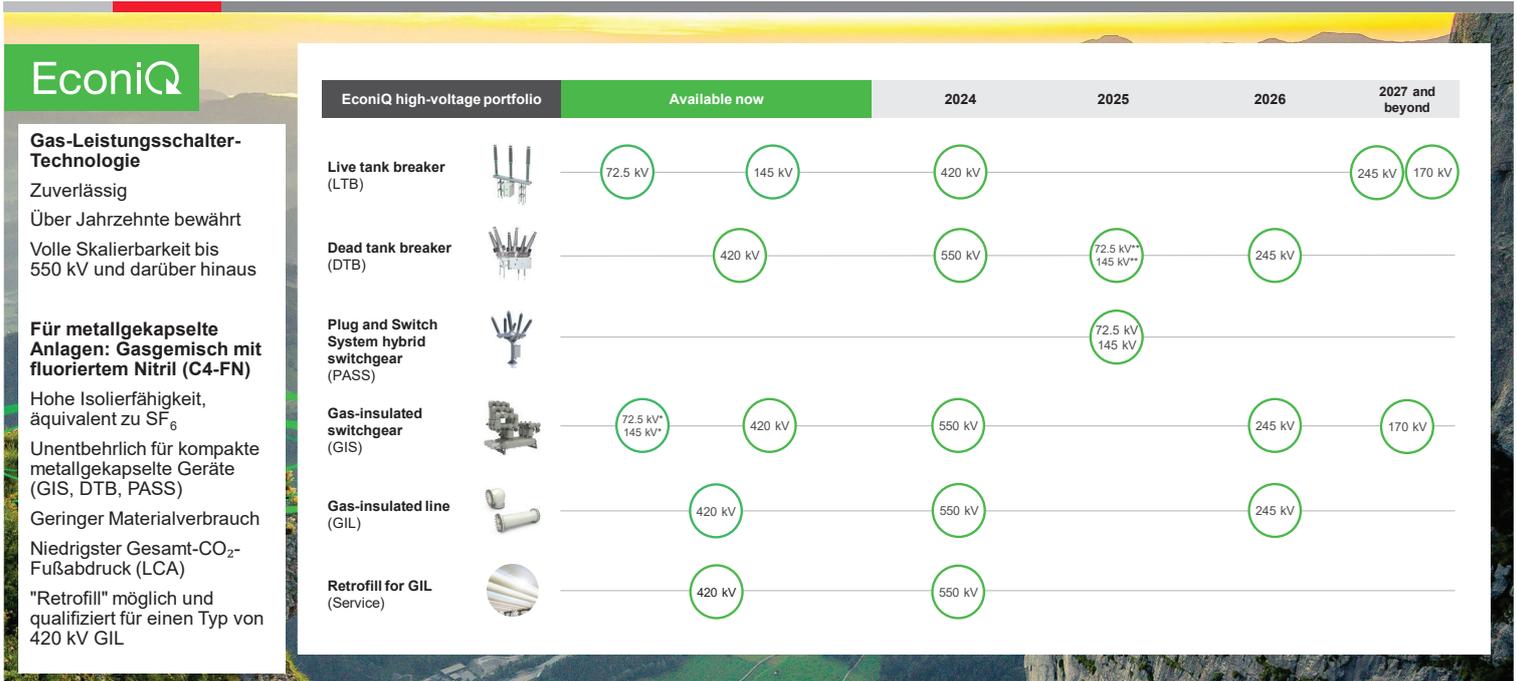
Eversource hat sich zum Ziel gesetzt, eine sauberere Energiezukunft für seine Kunden aufzubauen und bis 2030 klimaneutral zu werden.



**SF<sub>6</sub> freie Technologie für 420 kV ist entscheidend für starke und zuverlässige Netze sowie eine wirksame Dekarbonisierung**

Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

EconIQ™ high-voltage roadmap: Advancing a sustainable energy future for all



**EconIQ**

**Gas-Leistungsschalter-Technologie**  
 Zuverlässig  
 Über Jahrzehnte bewährt  
 Volle Skalierbarkeit bis 550 kV und darüber hinaus

**Für metallgekapselte Anlagen: Gasmisch mit fluoriertem Nitril (C4-FN)**  
 Hohe Isolierfähigkeit, äquivalent zu SF<sub>6</sub>  
 Unentbehrlich für kompakte metallgekapselte Geräte (GIS, DTB, PASS)  
 Geringer Materialverbrauch  
 Niedrigster Gesamt-CO<sub>2</sub>-Fußabdruck (LCA)  
 "Retrofill" möglich und qualifiziert für einen Typ von 420 kV GIL

5 Internal © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

\* 60 Hz will be available in 2025 | \*\* 63kA  
 This roadmap contains forward-looking information which are based on our current best expectations, estimates and projections. We reserve the right to make changes without prior notice.



Liefersituation Isoliergas und Gas Handling



**Versorgung mit C4-FN**

Ein in den USA ansässiger C4-FN-Hersteller wird die Produktion im Jahr 2025 einstellen

Patente des Herstellers für C4-FN Verwendung dieser Hochspannungsgeräte wird aufgegeben → Chance für neue Lieferanten

Es gibt mehrere alternative C4-FN-Lieferanten mit ausreichenden Produktionskapazitäten

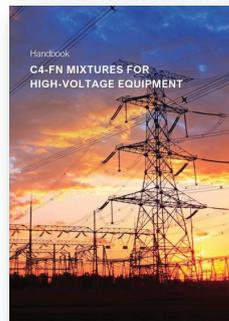
Spezifikation gemäß IEC-Vorschlag WG41 (kommende IEC 63360) wird von bestehendem und mehreren zusätzlichen Lieferanten erfüllt; bestätigt mit Gaschromatographie

Arbeit mit weiteren Lieferanten zur weiteren Diversifizierung

**Handbuch**

Technische Referenz für C4-FN-Gasmischungen in Hochspannungsprodukten, ~100 Seiten, öffentlich online verfügbar  
 Acht Autoren von zwei großen Herstellern

- Technische Eigenschaften
  - **Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltaspekte**
  - **Benutzerhandbuch / Gashandling**
- } Implementierung der IEC 62271-4 Ed. 2.0 für C4-FN Technologie



Maxime Perret, Michael Gatzsche, Thomas Berteloot, Lukas Zehnder, Yannick Kieffel, Moritz Böhm, Arnaud Ficheux, Max Claessens

**Sowohl C4-FN als auch Hochspannungsgeräte basierend auf C4-FN Gasmischungen sind von mehreren unabhängigen Lieferanten verfügbar**

Internal © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



# 420 kV Schalter: Konstruktion und Typenprüfungen



7 Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

## Schalter - Einleitung

### Einleitung

Der weltweit **erste SF<sub>6</sub>-freie 420-kV-Leistungsschalter** wurde vollständig typgeprüft

Der Gasleistungsschalter arbeitet nach dem Pufferprinzip, zwei in Reihe geschaltete Löschkammern, **einem Antrieb** (Federspeicherantrieb Typ HM) und zwei Steuerkondensatoren (einer pro Kammer)

Die gleiche Löschkammer deckt 50- als auch 60-Hz-Anwendungen sowie gasisolierte Schaltanlagen (**GIS**) und Dead-Tank-Breaker (**DTB**) Anwendungen ab

### Zusammenfassung Typenprüfungen

Die Typenprüfungskampagne wurde auf Effizienz und Geschwindigkeit optimiert und deckt **50 Hz und 60 Hz sowie IEEE- und IEC** ab → Kombination mehrerer Typprüfungen an einem einzelnen Prüfobjekt

Abstandskurzschluss: SLF75 hat eine größere Marge als SLF90

Klemmenkurzschluss: T100a gelöscht mit **75 ms DC-Zeitkonstante** (134 kA letzte Halbwellenspitzenwert)

Der Leistungsschalter hält die höheren IEEE-TRV-Spitzen in T10 und T30 (844 kV bzw. 813 kV)

Asymmetrisches Making mit Spitzenfaktor 3,1  
Ausgezeichnetes und zuverlässiges Verhalten beim Schalten von Drosselspulen und **kapazitiven Lasten (C2)**

**Extended electrical endurance (class E2)**

### Bemessungswerte

Rated voltage	U <sub>r</sub>	420 kV
Rated frequency	f <sub>r</sub>	50 Hz / 60 Hz
Rated lightning impulse withstand voltage	U <sub>lp</sub>	1425 kV
Rated switching impulse withstand voltage	U <sub>li</sub>	1050 kV
Rated power frequency withstand voltage	U <sub>1</sub>	650 kV
Rated continuous current	I <sub>r</sub>	5000 A
Rated short-circuit breaking current	I <sub>sc</sub>	63 kA
Rated short-time withstand current (3s)	I <sub>t</sub>	63 kA
Rated peak withstand current	I <sub>p</sub>	171 kA
Rated first-pole-to-clear factor	k <sub>pp</sub>	1.3 / 1.5
Capacitive load switching	class	C2
Capacitive voltage factor	k <sub>c</sub>	1.4
Rated capacitive currents	I <sub>c</sub> , I <sub>l</sub>	400 A
Shunt reactor current switching	Acc. to IEC 62271-110 and IEEE C37.015	2.5
Rated out-of-phase voltage factor		2.5
Electrical endurance	class	E2
Mechanical endurance	class	M2
Rated operating sequence		O-0.3s-CO-3min-CO or CO-1.5s-CO
Operating temperature		-30° C ... +50° C

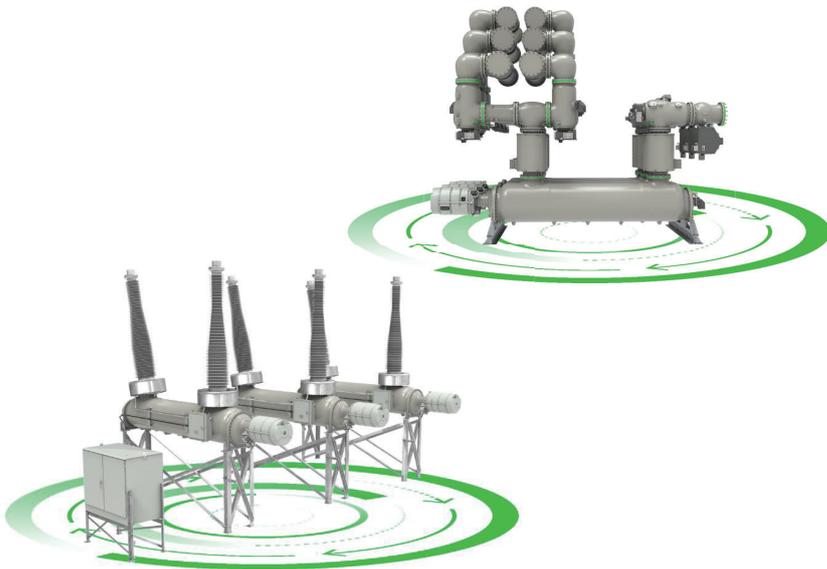
\*): Below -30°C with 10% lifetime

Mehr Lesen: [CIGRE B3/A3 Birmingham Colloquium, Paper 120](#), Drei Beiträge in der CIGRE Paris Session 2024



Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

**Aufbau der GIS- und DTB-Varianten**



**Erklärungen**

Beide Varianten wurden von Anfang an bei der Konstruktion berücksichtigt

GIS: Schaltergasvolumen durch zwei geschlossene Epoxy-Isolator abgeschlossen

DTB:

- Zwei Eco-Gas-zu-Luft Durchführungen sind Teil des Gasraums
- Stromwandler sind an der Basis der Durchführungen befestigt
- Optimierung von Leiterstab und Schilden für höchste dielektrische Anforderungen (chopped wave bis 1680 kV)

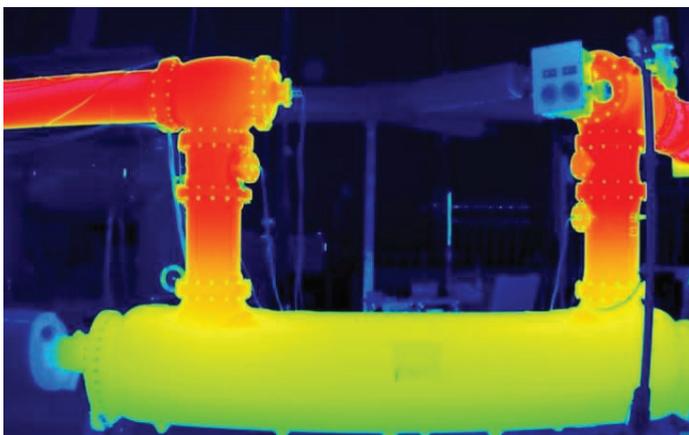
Quelle und mehr Informationen: [R1] "A3-10725, High voltage type testing of a 420 kV SF6-free High Voltage Circuit Breaker for Gas Insulated Switchgear and Dead Tank Breaker Applications" Peter Frei, Reto Karrer, Wilhelm Thunberg, Valeria Teppati, Brian Christopher, Matt Cuppett, Carl R. Kurinko; Cigre Session Paris 2024

9 Internal © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



**Typenprüfungen: Thermisches und Dielektrisches Verhalten**

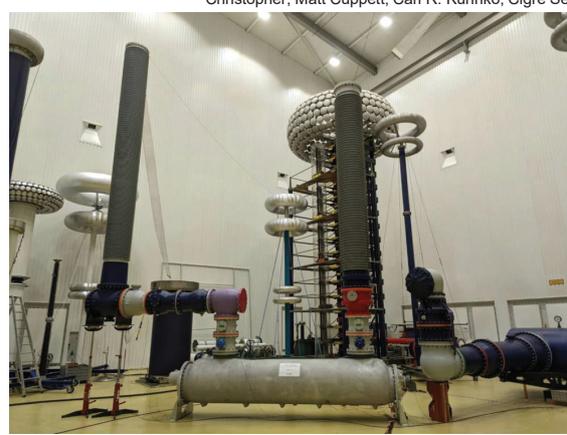
**Thermisch**



- 5000 A, 60 Hz – Infrarotbild (blau → kalt, rot → warm)
- Schalter zeigt klare thermische Reserven zu GIS-Modulen mit gleichem Rating
- Niedrige und langzeitstabile Verbindungswiderstände durch getrenntes Nennstrom- und Abbrandkontaktsystem

10 Internal © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

**Dielektrisch**



- Komplette Typentests an GIS und DTB-Variante nach IEC 62271-203/-100/-1 und IEEE C37.09/.04
- Chopped wave lightning impulse 1680 kV (DTB)
- Full wave lightning impulse 1430(+240) kV (GIS)
- Impulse voltage condition check, part of acceptance tests of extended electrical endurance test (class E2): 840 kV

Quelle und mehr Informationen: [R1] und "A3-10725, High voltage type testing of a 420 kV SF6-free High Voltage Circuit Breaker for Gas Insulated Switchgear and Dead Tank Breaker Applications" Peter Frei, Reto Karrer, Wilhelm Thunberg, Valeria Teppati, Brian Christopher, Matt Cuppett, Carl R. Kurinko; Cigre Session Paris 2024



## Typenprüfungen: Kapazitives und Induktives Schaltvermögen

**Kapazitives Schaltvermögen** (Leitungen und Kabel, Klasse C2) → kapazitiver Spannungsfaktor  $k_c = 1,4$  (bestanden für 60 Hz, deckt 50/60 Hz, IEC- und IEEE ab)

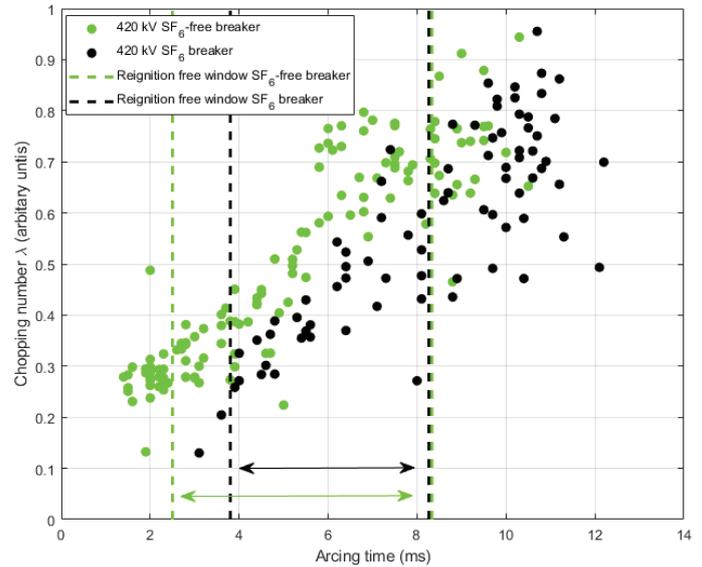
**Schalten von Drosselspulen** : erweitertes Programm (78 + 55 Schüsse) → alle Schüsse gelöscht

Sehr großes wiederzündungsfreies Lichtbogenzeitfenster (größer als ein SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter bei gleichen Bemessungswerten)

Sehr geringe Wahrscheinlichkeit mehrfacher hochfrequenter Wiederzündungen während eines einzelnen netzfrequenten Stromnulldurchgangs (im Gegensatz zum Vakuum, siehe [1])

Bei mehrfacher hochfrequenter Wiederzündung: sehr begrenzte oder keine Spannungseskalation

Schalten von Drosseldrosseln – Vergleich SF<sub>6</sub>- und SF<sub>6</sub>-freier Leistungsschalter



[1] R. Smeets et al., CIGRE TB 871, "Current Interruption in SF<sub>6</sub>-free Switchgear," 2022.

Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

## Eindrücke vom Pilotprojekt



# Motivation für moderne SF6-freie Dead-Tank-Leistungsschalter – eine Anwendersicht aus den USA



## Alternde Flotte von 345-kV-Dead-Tank-Leistungsschaltern

345-kV-DTBs machen ca. 52 % des installierten SF6-Volumens des Anwenders aus

345kV DTB installierte Basis

327 Stk. – 345-kV-DT-Schalter installiert (Tendenz steigend)

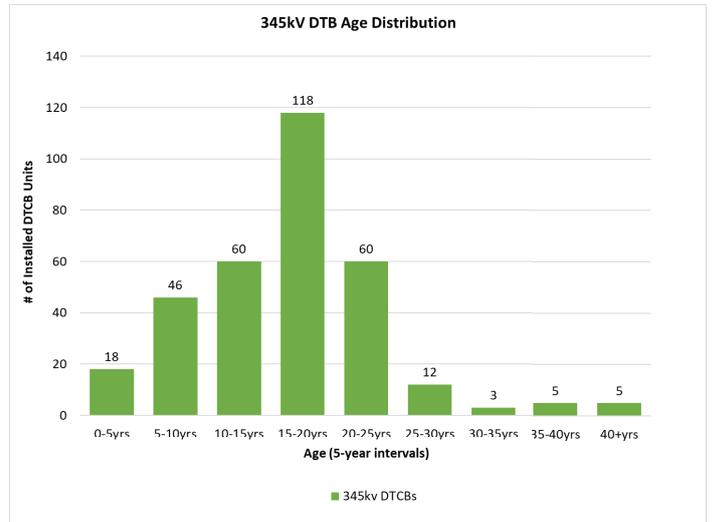
3000A, 63 kA

Durchschnittsalter = ~18 Jahre

Obsoleszenz/Ende der Lebensdauer für den Großteil der Flotte mindestens 15-20 Jahre in der Zukunft.

Studien zeigen, steigende Leckageraten im Laufe der Zeit

Die alternde Flotte stellt ein Risiko für das Erreichen der Nachhaltigkeitsziele dar



## Bedarf: Ein echter SF6-freier 1-zu-1 Ersatz

Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



# SF<sub>6</sub> freier 420 kV Leistungsschalter



Erster EconiQ™ 420 kV DTB hat die Werksabnahme bestanden und wurde im Juni 2023 an dem Anwender übergeben



## Übergabe an den Anwender im Juni 2023

Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



## Pilotprojekt: Installation und Inbetriebnahme (1)

### Vorhandener SF<sub>6</sub> Schalter



### Neuer, SF<sub>6</sub> freier Schalter



1-zu-1 Ersatz des Leistungsschalters mit minimalem Einfluss aufs Gesamtsystem

15 Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

## Pilotprojekt: Installation und Inbetriebnahme (2)

### Situation vor Ort



### Arbeit am Schaltschrank



### Erfahrungsbericht

Installation, Vor-Ort Prüfung und Inbetriebnahme sind sehr ähnlich zu unseren traditionellen SF<sub>6</sub>-Leistungsschaltern

Es werden andere Geräte zur Vor-Ort Gasanalyse sowie zur Gasdichtigkeitsprüfung eingesetzt, ihre Anwendung ist aber sehr ähnlich zu den Geräten, die wir für SF<sub>6</sub> Schalter verwenden.

Für die Vor-Ort Gasdichtigkeitsprüfung wird, genau wie auch bei der Fabrikprüfung mit der finalen Gasmischung CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>/C<sub>4</sub>-FN gearbeitet, dabei wird das C<sub>4</sub>-FN zur Detektion sowie Lokalisierung etwaiger Leckagen verwendet.

Nutzung der Erfahrung und Kompetenz von der SF<sub>6</sub> Technologie

16 Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

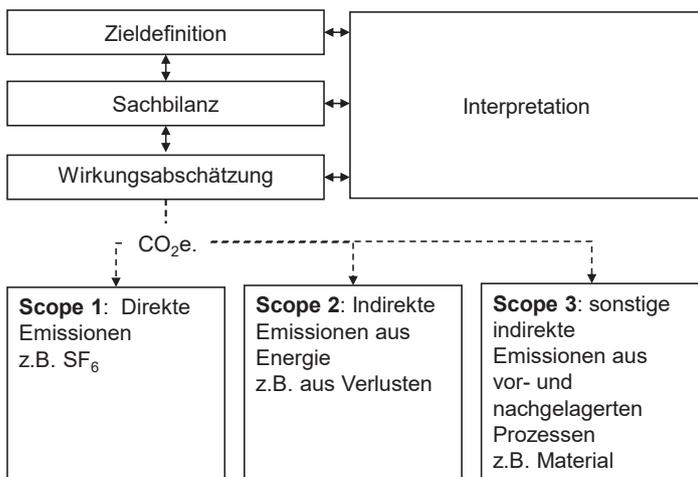
# 420 kV Schalter: Umweltbilanz



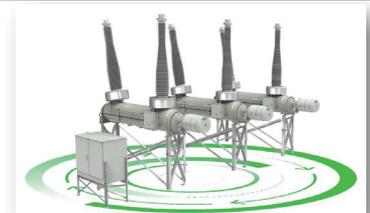
17 Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

## Lebenszyklusanalyse - Vorgehen

### Übersicht



### Vorgehen



#### Zieldefinition

Vergleich Isolations- und Löschmedien für einen 420kV Dead-Tank Leistungsschalter.

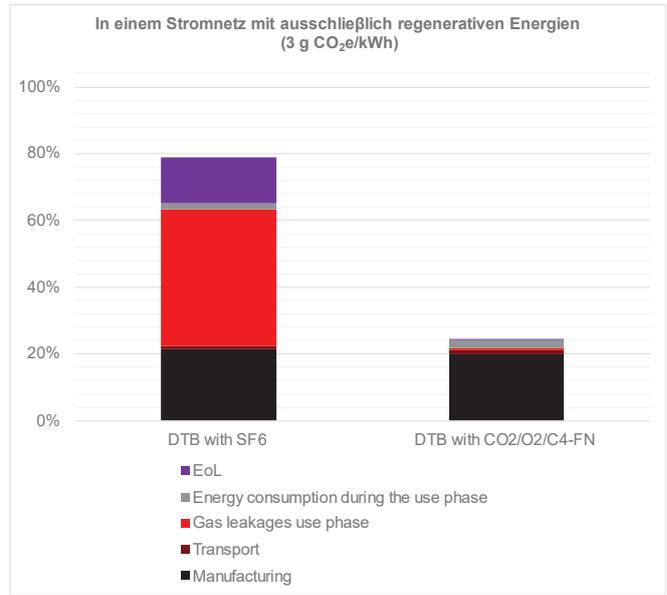
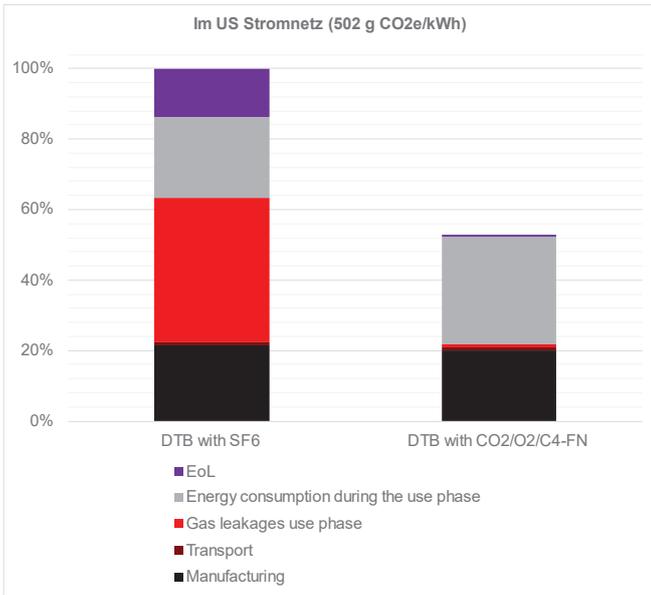
#### Sachbilanz

- Ein Leistungsschalter (drei Pole).
- Einbezogen: Stahlgerüst, Schaltschrank, Stromwandler
- Berücksichtigung entsprechend Lebenszyklusphasen
  - Herstellung: Materialien, Komponentenfertigung, Montage, Gasverluste, Transport,
  - Betrieb: Gasverluste, elektrische Verluste
  - Lebensende: Gasverluste, Recycling

**Die Lebenszyklusanalyse dient der ganzheitlichen Beurteilung eines Produkts oder einer Dienstleistung.**

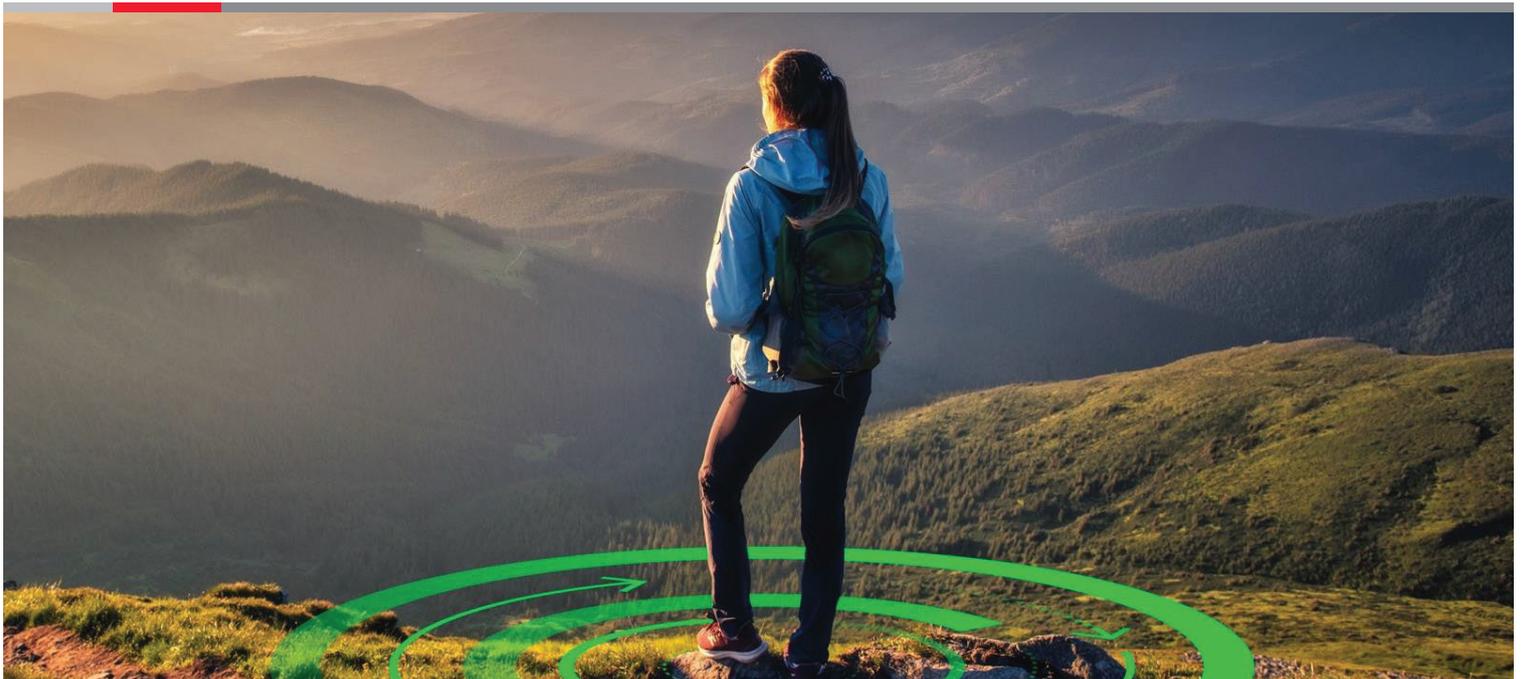
18 Internal  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

# Wirkungsabschätzung – Treibhauseffekt 100 Jahre



**Gasverluste spielen durch den Wechsel auf SF<sub>6</sub> freie Technologie praktisch keine Rolle mehr. Verbleibende Auswirkungen sind Stromwärmeverluste (abhängig von der regionalen Erzeugung) und die Herstellung des Schalters.**

# Zusammenfassung und Ausblick



**Technologie**

**Gas-Leistungsschalter-Technologie**

**Für metallgekapselte Anlagen: Gasmisch mit fluoriertem Nitril (C4-FN)**

Breites Produktportfolio inkl. Höchstspannung 420 kV verfügbar → große Gasvolumina, starker Zubau in den nächsten Jahren

Kompakte Bauform (wie SF<sub>6</sub> Anlagen) → auch für Anwendungen mit Platzbeschränkungen problemlos einsetzbar

Lösungen für den Teil der installierten Basis (SF<sub>6</sub>) mit langer verbleibender Lebensdauer

Stetige Erweiterung des Portfolios, 2024 GIS/GIL, DTB und Retrofill in 550 kV geplant → SF<sub>6</sub>-freie Lösungen für eine Spannungsebene, in der global große SF<sub>6</sub> Mengen eingesetzt werden

**420 kV Schalter**

Der weltweit **erste SF<sub>6</sub>-freie 420-kV-Leistungsschalter** wurde vollständig typgeprüft.

Plattform Lösung: Die gleiche Löschkammer deckt 50- als auch 60-Hz-Anwendungen sowie gasisolierte Schaltanlagen (**GIS**) und Dead-Tank-Breaker (**DTB**) Anwendungen ab

DTB pilot:

- erfolgreiche Werksabnahme und Übergabe an den Anwender Juni 2023
- erfolgreiche Installation und Inbetriebnahme im Dezember 2023

Mehrere komplett SF<sub>6</sub>-freie GIS-Projekte stehen kurz vor der Übergabe an den Kunden.

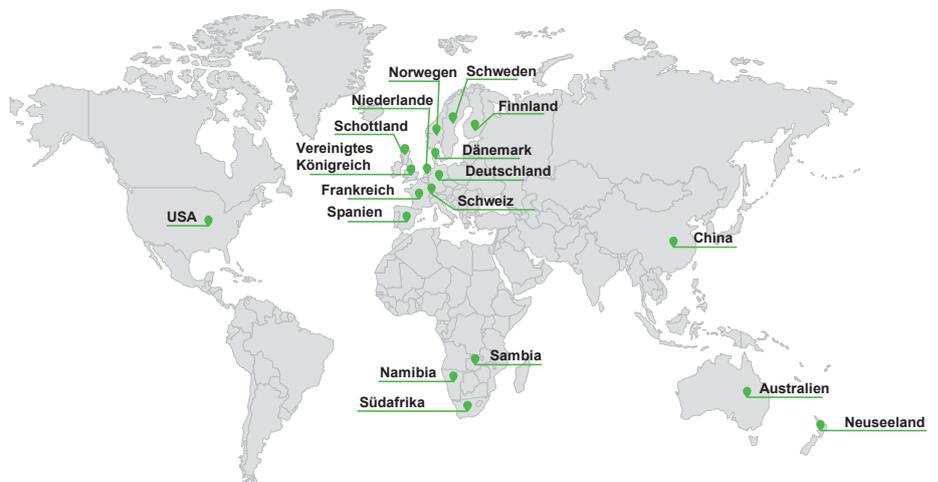
**SF<sub>6</sub>-freie Schaltanlagen sind für das Übertragungsnetz mit den großen Gasvolumina verfügbar. Wir können jetzt die Lösung einsetzen, die den kleinsten CO<sub>2</sub>-Fussabdruck über den gesamten Lebenszyklus hat.**

**EconIQ High-Voltage Global Footprint**



At the Forefront of **Eco-efficient Innovation**

- Weltweit erster Austausch von SF<sub>6</sub> in installierten Hochspannungsanlagen in Großbritannien (Retrofill)
- Vorstellung des weltweit ersten modernen SF<sub>6</sub>-freien 420-kV-Leistungsschalters
- Bereitstellung der weltweit ersten SF<sub>6</sub>-freien gasisolierten 420-kV-Schaltanlage in Deutschland
- Lieferung des weltweit ersten modernen SF<sub>6</sub>-freien 420 kV Dead-Tank-Leistungsschalters in den USA



<b>500+</b> EconIQ Einheiten weltweit	<b>MEHR ALS 15 km</b> EconIQ gasisolierte Leitungen	<b>&gt;10 YEARS</b> Erfahrung in ökoeffizienter Hochspannungs-Technologie	<b>18 LÄNDER</b> haben die EconIQ-Hochspannungs-Technologie zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele eingeführt
---------------------------------------	-----------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



**HITACHI**  
Inspire the Next

## **Herausforderungen an GIS und Bedeutung von UHF-Teilentladungsmess- und Überwachungssystemen**

### **Challenges at GIS and importance of UHF partial discharge measurement and monitoring systems**

**Stefan M. Hoek**

OMICRON Energy Solution  
stefan.hoek@omicronenergy.com  
Germany

**Mohammed Al-Gunaid**

OMICRON Energy Solution  
mohammed.al-gunaid@omicronenergy.com  
Germany

#### **KURZFASSUNG**

Die super-schnellen Anstiegszeiten der Teilentladungssignale (TE) in gasisolierten Schaltanlagen (GIS) führen zu Frequenzspektren, die sich bis in sehr hohe Frequenzen erstrecken. Bei diesen ultra hohen Frequenzen (UHF) fungiert die mechanische Struktur der GIS zunehmend als elektromagnetischer Wellenleiter, wobei die Grenzfrequenzen von den Abmessungen und der internen Struktur der GIS abhängen. Neben dem grundlegenden TEM-Signalausbreitungsmodus können sich höhere Moden (TE- und TM-Moden) je nach Geometrie und Signalbereich ausbreiten, was zu einem komplexen Ausbreitungsverhalten führt.

Verschiedene UHF-Messsysteme, einschließlich schmalbandiger, breitbandiger und mittelbreitbandiger Systeme, wurden entwickelt, um den Herausforderungen bei der TE-Messung in GIS zu begegnen. Schmalbandige Systeme nutzen beispielsweise einen abgestimmten schmalbandigen Filter mit variabler Mittenfrequenz, um TE-Signale bei bestimmten Frequenzen im UHF-Bereich zu extrahieren und so ein hohes Signal-Rausch-Verhältnis (SNR) sicherzustellen. Breitbandige Systeme hingegen messen TE-Signale über ein breites Frequenzspektrum und bieten so ein Gesamtbild der TE-Aktivität. Mittelbreitbandige Systeme stellen einen Kompromiss zwischen diesen Ansätzen dar und verwenden abgestimmte Bandpassfilter mit einer Bandbreite (80 MHz), die auf die individuellen Resonanzfrequenzen der TE-Sensoren zugeschnitten ist. Diese breitere Bandbreite reduziert das Risiko, Resonanzfrequenzen zu übersehen, und verbessert so die Empfindlichkeit auch in anspruchsvollen Umgebungen.

Die Kombination von breitbandigen und mittelbreitbandigen Ansätzen verbessert die Messabdeckung, insbesondere in Überwachungsanwendungen (Monitoring), wo Redundanz und Zuverlässigkeit von größter Bedeutung sind. Darüber hinaus gewährleistet die Implementierung eines zuverlässigen Alarmsystems, unterstützt durch die automatisierte Mustererkennung von PRPDs, eine schnelle Identifikation und Bewertung von TE-Ereignissen und minimiert so das Risiko von Fehlalarmen.

Zusammenfassend hat die Entwicklung fortschrittlicher UHF-Messmethoden sowie robuster Überwachungs- und Alarmsysteme die Zuverlässigkeit und Effektivität der TE-Erkennung in GIS erheblich verbessert. Diese Fortschritte spielen eine entscheidende Rolle für den sicheren Betrieb von Hochspannungs-Isoliertsystemen und tragen somit zur Gesamtzuverlässigkeit elektrischer Stromnetze bei.

### **ABSTRACT**

The super-fast rise times of partial discharge (PD) signals in Gas Insulated Switchgear (GIS) lead to frequency spectra extending to very high frequencies. At these ultra-high frequencies (UHF), the mechanical structure of GIS acts increasingly as an electromagnetic waveguide, with cut-off frequencies depending on GIS dimensions and internal structure. Alongside the basic TEM signal propagation mode, higher order modes (TE and TM modes) can propagate depending on the geometry and signal spectrum and which leads to complex propagation behavior.

Various UHF measurement systems, including narrowband, wideband, and medium-band, have been developed to address the unique challenges posed by PD measurements in GIS. Narrowband systems, for instance, utilize a tuned narrow-band filter with a variable center frequency to extract PD signals at specific frequencies within the UHF range, ensuring high signal-to-noise (SNR) ratios. Wideband systems, on the other hand, measure PD signals across a broad frequency spectrum, providing an overall picture of PD activity. Medium-band systems strike a balance between these approaches, employing tuned band-pass filters with a bandwidth (80 MHz) tailored to individual resonant frequencies of PD sensors. This wider bandwidth reduces the risk of missing resonant frequencies, enhancing sensitivity even in challenging environments.

Combining wideband and medium-band approaches enhances measurement coverage, particularly in monitoring applications where redundancy and reliability are paramount. Moreover, the implementation of a reliable alarm system, supported by automated pattern recognition of PRPDs, ensures prompt identification and evaluation of PD events, minimizing the risk of false alarms.

In conclusion, the development of advanced UHF measurement methods, along with robust monitoring and alarming systems, has significantly enhanced the reliability and effectiveness of PD detection in GIS. These advancements play a crucial role in ensuring the integrity and operational safety of high-voltage insulation systems, thereby contributing to the overall reliability of electrical power networks.

## 1 INTRODUCTION

The measurement of partial discharges is a worldwide accepted method for quality control in the factory and for on-site commissioning of high voltage (HV) insulation systems [1]. Partial discharges are local electrical discharges which lead to a partial breakdown of the HV insulation [2]. Especially in GIS with SF<sub>6</sub> insulation, they generate electromagnetic waves in a very broad frequency spectrum due to their short rise time [3][10]. Protrusions and particles on insulators may generate low-level partial discharges a very sensitive PD measurement at a high test voltage level is required for site acceptance tests (SAT) of GIS [4]. Generally, the method of PD measurement in the UHF frequency range is also used at other assets, like e.g. Power Transformer [5][6][7].

Due to the usually significantly influence of interference signal levels on site (compared to the optimized factory and laboratory environment), the PD measurement at GIS on-site is usually carried out in the UHF frequency band. The common bandwidth of the UHF PD measurement method is approx. 100 MHz to 2 GHz. For the most common defect (moving particles) a high sensitivity is achieved. Especially with the variable narrow-band method, the select frequency windows is selected to minimize the impact of interference and ensure a sensitive detection of the PD signal. The CIGRE recommends a sensitivity check which verifies the correct installations of UHF PD sensors in a GIS to achieve a minimum sensitivity of 5 pC for a certain type of defect [8]. Details of the implementation of the sensitivity check are discussed in the CIGRE Technical Brochure 654. For on-site commissioning testing of GIS, the UHF method has established itself as the standard method for PD measurements. Monitoring system have also the need to measure sensitively and reliable over the operation time [9]. To prevent false alarms in the monitoring system, a smart alarming system is essential.

## 2 PD SIGNAL IN GIS

The super-fast rise times of PD signals in GIS result in frequency spectra that extend to ultra high frequencies (UHF). Rise times down to 35 ps of PD signals generated by protrusions, corresponding to frequencies up to 10 GHz, have been verified several years ago [10].

For these higher frequencies, the mechanical structure increasingly acts as an electromagnetic waveguide. The cut-off frequencies limit depends on the dimensions and the internal structure of the GIS. In addition to the basic TEM signal propagation mode, higher order modes (TE and TM modes) can propagate depending on the geometry and signal spectrum. A example of one TE Mode is shown in the Figure 1.

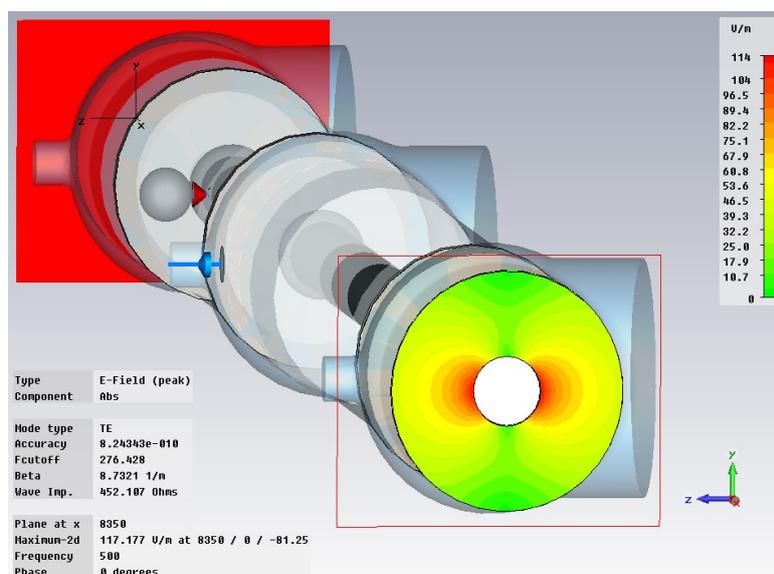


Fig. 1. Visualization of the TE<sub>11</sub> propagation mode in a simulation of a GIS [11]

Each of these higher order modes is reflected and refracted at discontinuities like e.g. T-pieces, disconnector or circuit breaker in its own way. The propagation speed for the mode is around cut-of frequency strongly frequency dependent. Signal propagation is dampened by refraction and absorption such as skin effect and lossy dielectric material. What is finally picked up at the broadband UHF PD sensor (installed in the GIS) is the complex superimposition of different modes, which is reflected in the frequency spectrum with different resonances and cancellations which are dependent on the source location. This together which leads to complex propagation behavior. In radio frequency engineering terminology, the GIS can be described as a heavily overmoded waveguide.

### 3 UHF MEASUREMENT

Various types of UHF measurement systems have been used in recent decades. They are working according to different measurement principles. Following are the most relevant UHF measurement methods [12]:

- Variable **narrowband** measurement tuned to the resonance frequencies in the spectrum
- **Wideband** measurement in entire spectrum
- Wideband combined with variable **medium band** measurement

The different methods and their combination will be explained and discussed below.

#### 3.1 Narrowband

Figure 2 (left) illustrates the principle of tuned UHF narrow-band measurement with a variable center frequency. A low-noise preamplifier (PreAmp) is positioned near the UHF sensor to mitigate sensitivity loss. Additionally, the diagram depicts the tunable narrowband filter and an exemplary quasi-peak (QP) detector arrangement, which supply data to the phase-resolved partial discharge (PRPD) visualization module.

The frequency window suitable for PD measurement sensitivity relies on a combination of factors, including the type of source, the propagation path, and the sensor used. Ideally, an appropriate measurement frequency window can be determined by observing the input frequency spectrum, where a high signal-to-noise ratio (SNR) correlates with heightened measurement sensitivity [5]. This can be further assessed through the recommended CIGRE sensitivity check [8].

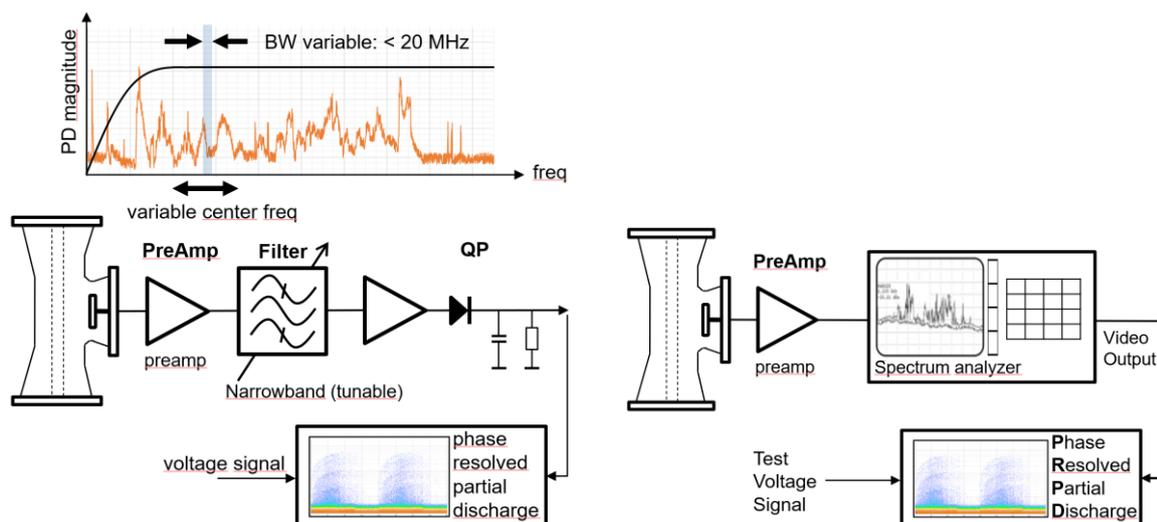


Fig. 2. Schematic setup of a narrowband system (left) and the implementation with a RF spectrum analyzer (right)

Once such a frequency window is determined, the center frequency of the narrowband filter is adjusted to align with it (as indicated by the blue bar in the spectrum in Figure 2, top left), with the bandwidth

set to, for example, 2 MHz. This configuration results in the extraction of the time-domain PD signal at a measurement frequency within the UHF range, characterized by a high SNR.

Subsequently, this signal can be visualized on a module designed for PRPD measurements, which operates in synchronization with the high-voltage test waveform. The presence of a phase-correlated pattern, as depicted in Figure 2, indicates the activity of a PD source synchronized with the test voltage, warranting further investigation. Conversely, the absence of a phase-correlated pattern suggests that the signal may originate from uncorrelated external interference, typically irrelevant for asset assessment. Even in challenging environments with elevated levels of ambient interference, suitable frequency windows with favorable SNR can often be identified through practice. [12][13]

This is frequently achieved by directing the video output of a superheterodyne spectrum analyzer (Figure 2, right) into the PRPD instrument. In this way, the spectrum analyzer provides the filtering and signal processing to adapt the frequency range to the connected PRPD instrument.

### 3.2 Wideband

Broadband UHF measurement with fixed bandwidth is widely used especially for monitoring systems. A schematic diagram of the PD signal spectrum measured across a bandwidth of several hundred MHz is comparable to the narrowband system but involving a wideband instead of a narrow band filter.

This is succeeded by a fixed broadband bandpass filter. The broadband frequency spectrum is then directly processed by the subsequent QP detector. An illustrative representation of the resulting signal, roughly reflecting the envelope of the input signal, is pictured in Figure 3.

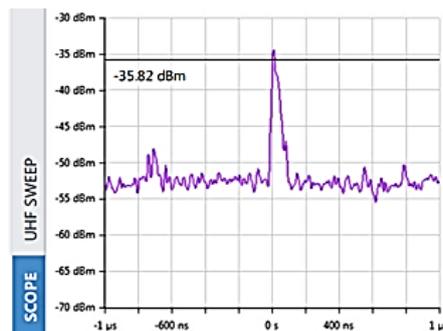


Fig. 3. QP output of broadband signal as power signal (dBm) vs. time

The maxima of the signal pulses are displayed directly in PRPD pattern format by synchronizing it to the test voltage.

### 3.3 Medium-Band

The tuned medium-band UHF PD method combines the advantages of less effort for measurement frequency evaluation, and with the individual optimizing of the signal to noise ratio (and noise reduction) at each PD sensor.

The design of the tuned medium-band UHF PD measuring system incorporates tuned band-pass filters with a bandwidth ranging from 10 to 80 MHz, applied within a frequency range of approximately 100 MHz to 2 GHz. Prior to the HV test, center frequencies are selected based on the individual resonant frequencies of the PD sensors location, as determined during the on-site portion of the CIGRE sensitivity test [8].

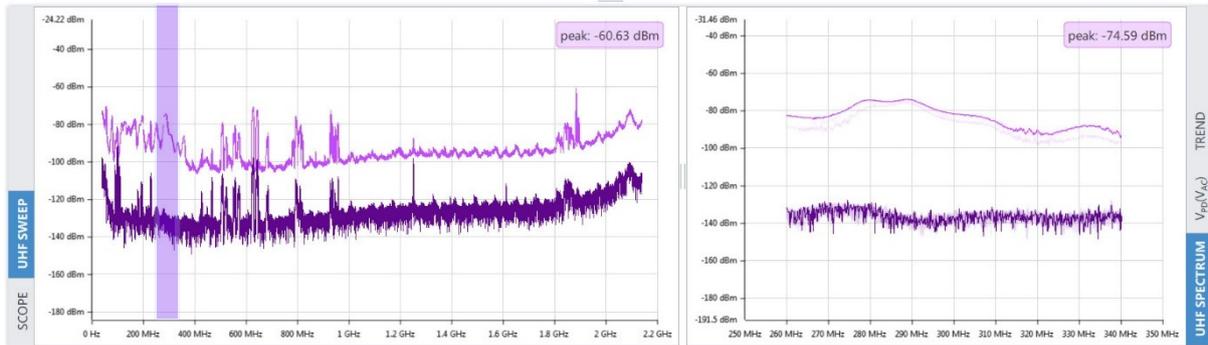


Fig. 4. Spectrum evaluated in a UHF Sweep (left) and 80 MHz selected subsegment (right)

Figure 4, left displays the spectrum sweep of the measurement signal. The upper curve illustrates the maximum values obtained from numerous measurements, assessed at least over one grid/voltage period. Conversely, the lower curve depicts the corresponding minimum values across the frequency spectrum. While the upper curve reflects the peaks of pulses, the lower curve signifies continuous disturbances, likely requiring avoidance.

The medium bandwidth facilitates the integration of individually shifted resonant frequencies of a PD signal at a PD sensor within a broader measurement bandwidth compared to the narrowband method [13].

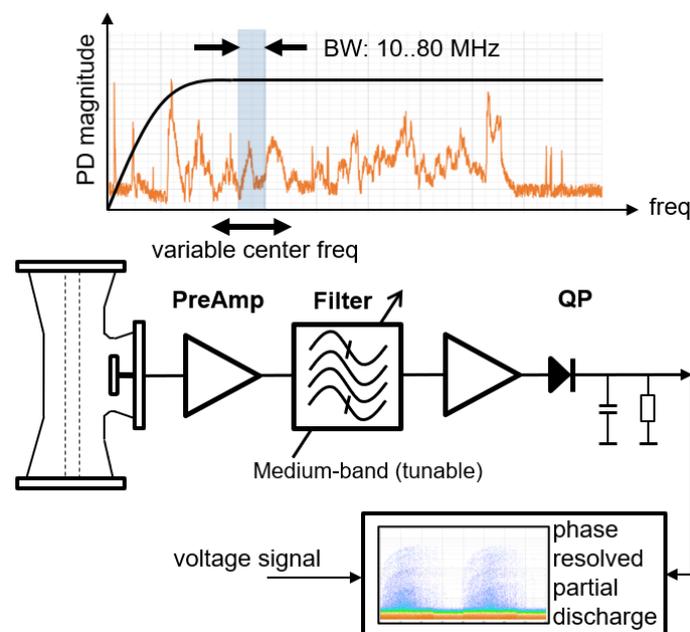


Fig. 5. Schematic setup of a medium-band system

The low noise preamplifier (PreAmp) is connected close to the UHF sensor. The filter frequency spectrum of the tunable Medium-band module is directly processed in the QP (Fig 5). The resulting signal is shown exemplary in Figure 6 and reflecting roughly the envelope of the filter output signal. Like the other filter concept, the maxima of the signal pulses are displayed directly in PRPD pattern format by synchronizing it to the test voltage.

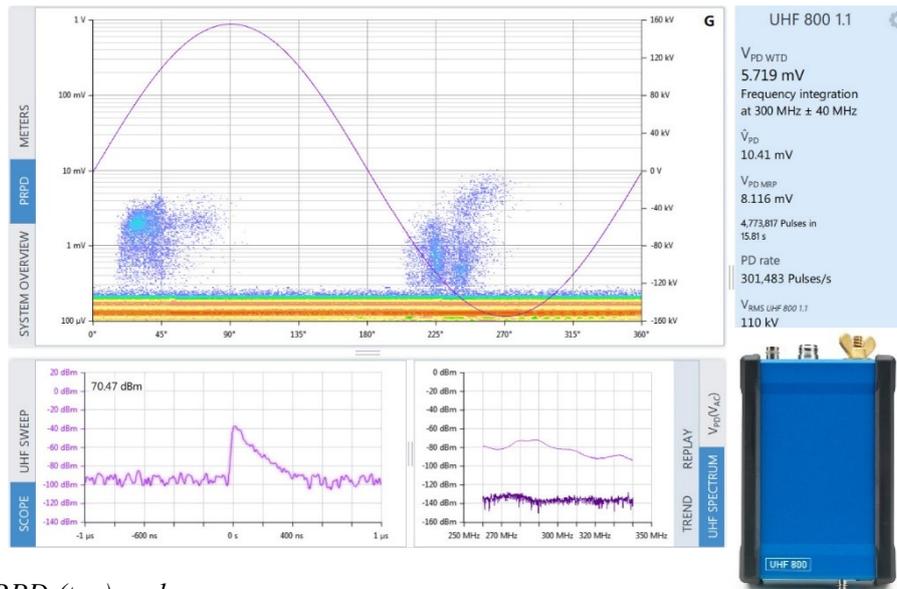


Fig. 6. PRPD (top) and QP output of medium band signal as power signal (dBm) vs. time (bottom-left)

The resulting signal of the QP output, roughly reflecting the envelope of the input signal with encountering a bandwidth of 80 MHz. This leads to a longer impulse duration compared to the wideband signal in Figure 3. Also, the comparable lower ground noise level of the medium band measurement is visible.

### 3.4 Variable medium-band multi-range measurement

Using the combination of wideband and the three variable medium-frequency bands, the coverage of the whole measurement frequency range is improved (see Fig.7). This is particularly beneficial when applied to monitoring applications, as redundancies and enhanced reliability over the observation period strengthen and improves this approach.

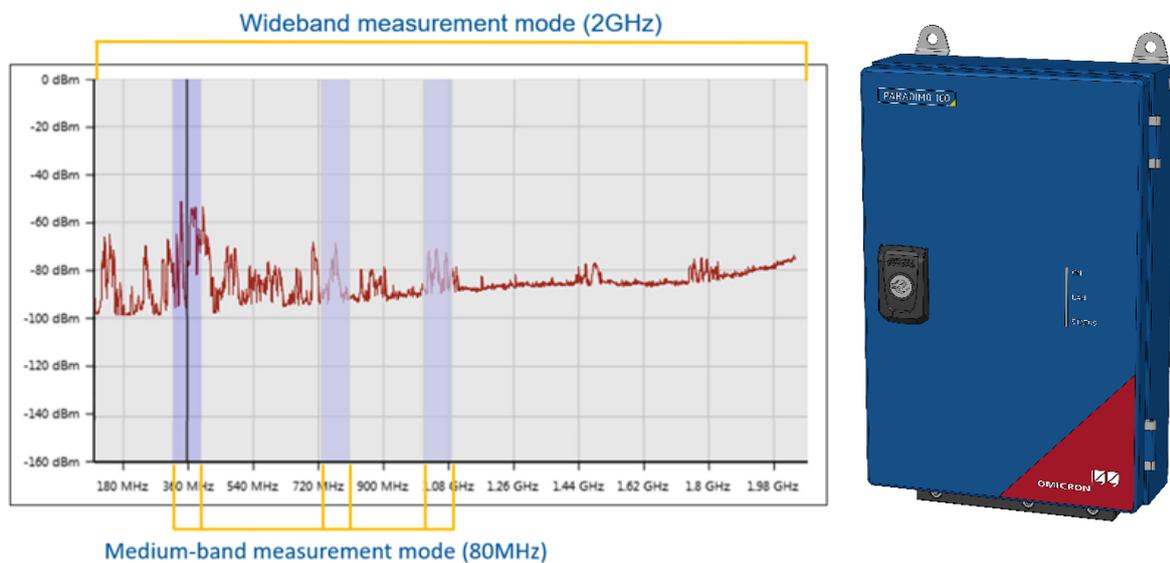


Fig. 7. Example of a multi-range configuration with three different medium-bands combined with wideband measurement mode

For the generation of the phase-correlated PD patterns, the different frequency bands can be displayed individually or can be combined. Fig. 8 shows an example of a possible display of the measurement data of one sensor. The signal of the medium bands and the wideband measurements are displayed in phase-

correlated histogram (PRPD) while the signal level of all measurement modes are displayed in trend graphs (here over a month).

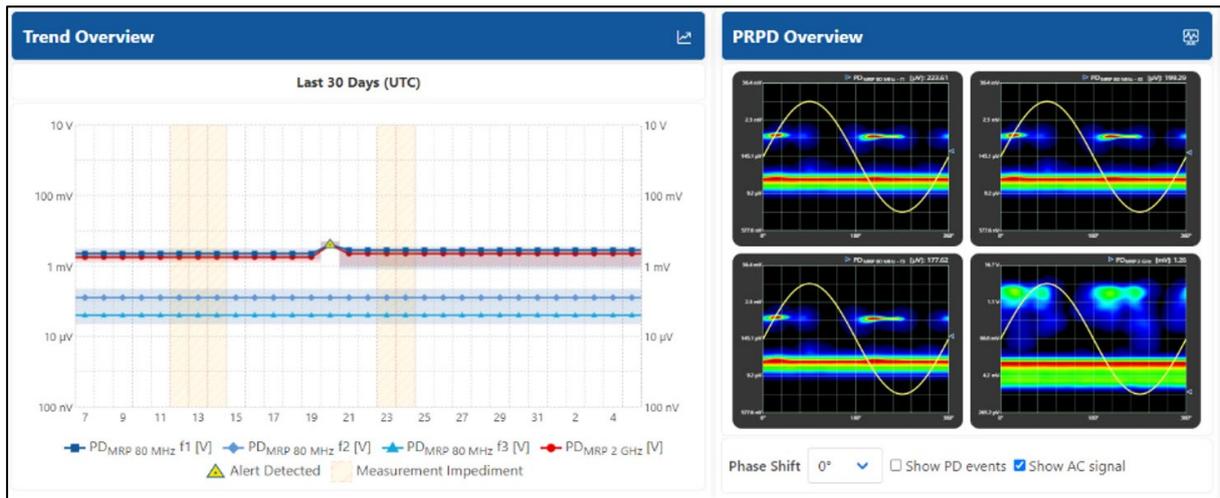


Fig. 8. Data display of one PD sensor of the three tuned medium-band and wideband method showing as a trend vs. time (left) and all four PRPDs for a certain time range (right).

When the measurement data of multiple PD sensors e.g. neighbor sensor are combined, specifically the trend graph indication of the three measurement bands of each individual PD sensor enables a coarse localization of the potential PD source based on the frequency-dependent damping of the signal. Another advantage is provided redundancy by the three distinct bands in the case one is polluted by disturbances signals.

This becomes even more important if an alarm system is to be installed. Reliable signals and PRPDs that can be automatically analyzed by a pattern recognition system and then classified and evaluated regarding patten class, magnitude, and result of the observation of a neighbor sensor.

#### 4 EXAMPLE AT 380 KV GIS

At the 380 kV GIS switch gear, a PD measurement was performed. The used sensor was close to the main bus bar compartment. During this period, a stable PD source, likely a particle on the insulator, was detected.

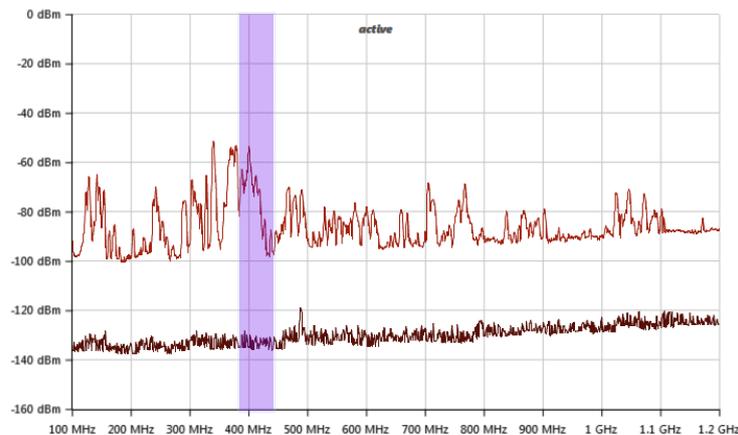


Fig. 9. Spectrum and used 80 MHz bandwidth for medium-band measurement

The PRPDs were recorded using an 80 MHz bandwidth centred at 400 MHz (see Fig 9), alongside wideband measurements spanning from 100 MHz to 2 GHz. There are notable differences in sensitivity and disturbance levels of factor of 3 in Figure 10 between the two measurements.

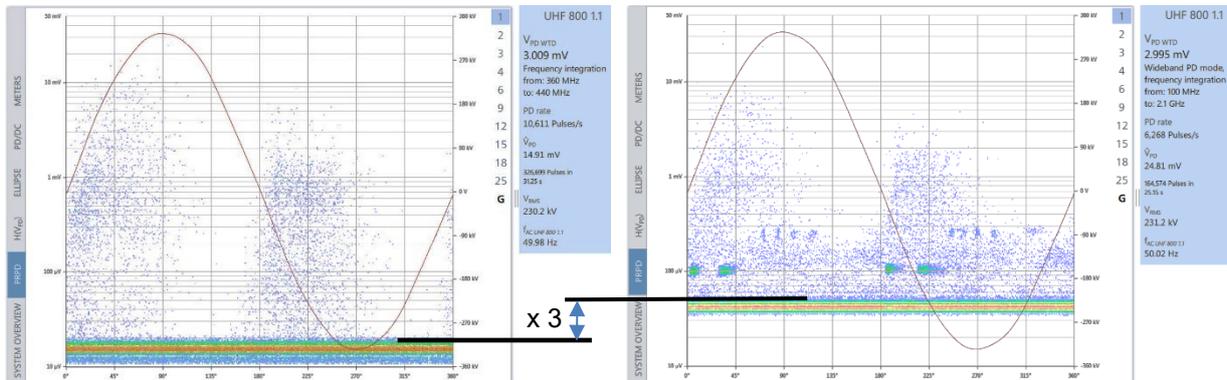


Fig. 10. PRPD with medium bandwidth at 400 MHz (left) and wideband (right) with UHF 800 [14]

The monitoring system PARADIMO 100 [15] which were installed right after the diagnostic measurement of the UHF 800 observed the suspicious area for approximately a month (Figure 11) and showed quite stable conditions. The trend highlights time frames with certain activity in magnitude within one of the bandwidths, which can be selected for further analysis. The PRPDs for different frequency settings are then displayed for the chosen time period (here selected day 07). In certain frequency ranges the potential particle on insulated can be recognized, in other just disturbances. Reliable PRPD pattern recognition systems are crucial for identifying pulse patterns originating from disturbance sources or corona discharge from nearby overhead lines.

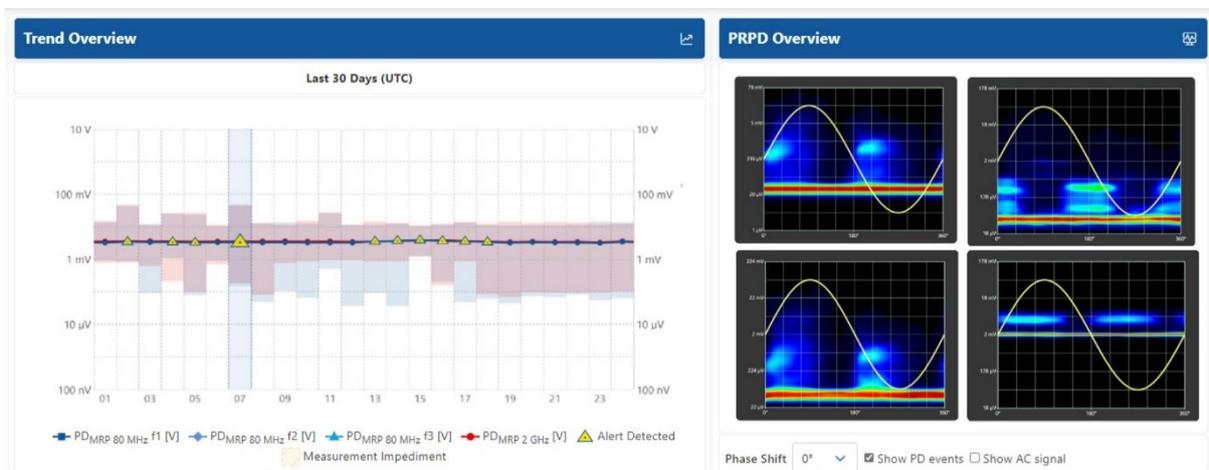


Fig. 11. Display of monitoring system PARADIMO 100 with trend vs. time (left) and the three tuned medium-band and wideband method PRPDs of one PD sensor for a selected time frame (right).

## 5 CONCLUSION

The proposed design of UHF measurement method offers several advantages for PD measurements, making it reliable for on-site testing and monitoring. Its main strength is its ability to combine high sensitivity with the capability to filter out interference signals while tuning into the most sensitive resonant frequencies of each PD sensor, ensuring accurate measurements even in challenging environments.

Compared to other UHF methods, our design excels in efficiency. While narrowband approaches require significant effort due to complex frequency selection, our design strikes a balance. It avoids interfering

frequencies while capturing specific PD sensor resonant frequencies, thanks to its balanced and adaptable bandwidth.

Diagnostic measurement can benefit from the medium-band to improve sensitivity and avoiding disturbances.

Monitoring system can benefit by the combination of Wideband and Medium because is much less susceptible to appearing disturbances.

Moreover, a flexible multi-range configuration enhances system robustness, especially crucial for smart alarming where reliability and continuous operation are essential.

## ACKNOWLEDGEMENT

The authors gratefully acknowledge fruitful technical discussions with Wojciech Koltunowicz.

## REFERENCES

- [1] D. König and Y.N. Rao: "Partial Discharges in Electrical Power Apparatus", VDE 1993
- [2] IEC 60270:2000+AMD1:2015, "High-voltage test techniques – Partial discharge measurement", Version 2000, 3rd Edition
- [3] M.D. Judd, S. Meijer and S. Tenbohlen, "Sensitivity check for RF PD detection for power transformers," IEEE Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Peking, China, April 21-24th, 2008, paper No. K1-03
- [4] CIGRE Joint Working Group 33/23.12 "Insulation co-ordination of GIS; return of experience on site tests and diagnostic techniques"; Electra No 176, February 1998
- [5] CIGRE Technical Brochure 861 "Improvements to PD measurements for factory and site acceptance tests of power transformers", 2022.
- [6] W. Koltunowicz, L-V. Badicu, "Challenges in Monitoring of Power Transformers", in proceedings of MyTransfo Conference, Torino, Italy, 2016.
- [7] W. Koltunowicz, L-V. Badicu, U. Broniecki and A. Belkov, Increased Operation Reliability of HV Apparatus through PD Monitoring, IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation, 2016, vol. 23, no.3.
- [8] CIGRE Technical Brochure 654 "UHF Partial Discharge Detection System for GIS: Application Guide for Sensitivity Verification", 2016.
- [9] CIGRE Technical Brochure 674 "Benefits of PD diagnosis on GIS condition assessment", 2017.
- [10] A.J. Reid, M.D. Judd; "High Bandwidth measurement of Partial Discharge Pulses in SF<sub>6</sub>"; 14<sup>th</sup> ISH Beijing, China, August 25-29<sup>th</sup> 2005; G-012
- [11] S.M. Hoek, M. Koch, M. Heindl, "Emission and Propagation Mechanisms of PD Pulses for UHF and Traditional Electrical Measurements" IJEEI, Vol4, No3 Oct 2012
- [12] S.M. Neuhold, "On site tests of GIS", HIGHVOLT Kolloquium '11, Dresden, Germany, May 2011
- [13] S.M. Hoek, "Tuned Medium Band UHF PD Measurement Method for GIS", D1-304 CIGRE, Paris, France, August 2012
- [14] UHF 800 – User Manual, OMICRON 2022
- [15] PARADIMO 100 – User Manual, OMICRON 2024

# IMPLEMENTIERUNG DER NEUEN F-GASE-VERORDNUNG

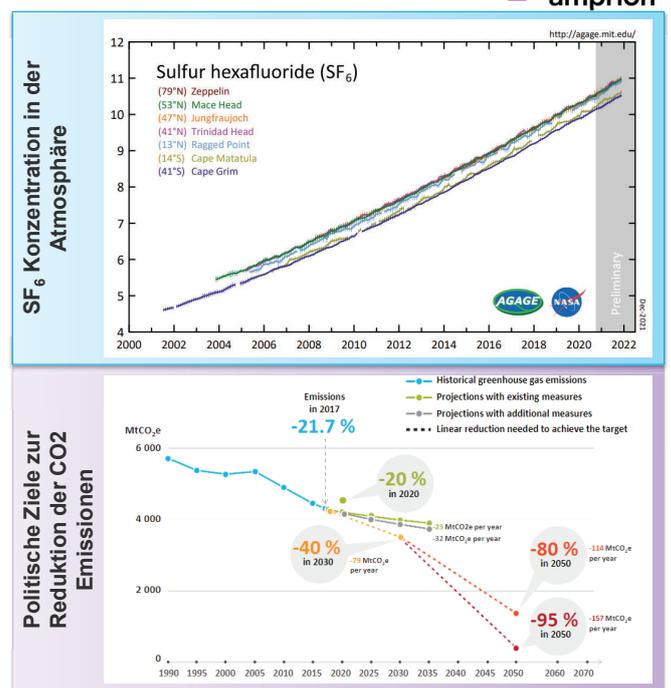
DR.-ING.  
BARTOSZ RUSEK  
ASSET MANAGEMENT

Stuttgarter Hochspannungssymposium 12.06.2024



## HINTERGRUND ZUR F-GAS-VERORDNUNG

- F-Gas-Verordnung ist **erstmalig 2006** in Kraft getreten
- 2014** wurde die Verordnung **überarbeitet** mit dem Ziel, die Verwendung diverser F-Gase in der Industrie (Klimaanlagen, Verglasung, Kühlschränke, Schuhherstellung, ...) entweder deutlich zu reduzieren oder komplett zu verbieten.
  - Die Hochspannungsanwendungen wurden mangels Alternativen nicht weiter reglementiert.
  - Im Wesentlichen wurde die Notwendigkeit der Gasbehälterüberwachung und Druckwächter-Wartung festgeschrieben
- 2020** wurde die Notwendigkeit von weiterer Überarbeitung erkannt, da
  - die Konzentration von SF<sub>6</sub> weiterhin zunimmt.
  - die bedeutende Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen nur mit weiteren Maßnahmen möglich ist.



## 4 JAHRE INTENSIVER VERHANDLUNGEN F-GASE-VERORDNUNG (EU) (ALT 517/2014)

- **2019** erste Indikation zur Aktualisierung der F-Gas-Verordnung
  - März. 2020 Bericht der Ökorecherche zu SF<sub>6</sub> und Alternativen in elektrischen Schaltgeräten
  - Sep. 2020 Kommentierung der Roadmap der Europäischen Kommission (EC) zu F-Gasen
  - Dez. 2020 Umfrage zur Effizienz der aktuellen F-Gas-Verordnung
  - 2021 Diverse Positionspapiere und Diskussionen zum Entwurf der EC
    - ❖ **5. Apr. 2022** Einreichung eines Vorschlags zur Aktualisierung der F-Gas-Verordnung ein
    - ❖ Apr-Dez 2022 Diskussion des Vorschlags im europäischen Parlament
    - ❖ Dez 2022 Kommentierung des Entwurfs des Parlaments
      - **Ab Feb. 2023** Trilog zwischen europäischer Kommission, europäischem Parlament and europäischem Ministerrat
      - Mai. 2023 Kommentierung des Entwurfs von europäischem Ministerrat
        - **5.10.2023** Einigung im Trilog
        - **11.4.2024 Inkrafttreten der neuen F-Gase-Verordnung 2024/573**

## F-GASE-VERORDNUNG 2024/573 (1)

### Nutzungsverbot der fluorierten Gase

Art. 13 (9) Inbetriebnahme von elektrischen Schaltanlage, deren Funktion auf fluorierten Gasen (...) beruht, ist verboten

(...)

- (c) **ab 1 Januar 2028**, für HS-Schaltgeräte von 52 kV bis 145 kV und bis 50kA, mit GWP größer 1
- (d) **ab 1 Januar 2032**, für HS-Schaltgeräte ab 145 kV und ab 50kA, mit GWP größer 1

### Ausnahmen

Art. 13(11 & 11b) **Inbetriebnahme der Schaltgeräte mit GWP <1000 ist erlaubt**, wenn die Schaltgeräte mit GWP <1 die technische Spezifikation nicht erfüllen und

- zwei Jahre nach dem Verbotsdatum (bis 2034 für U>145kV) weiterhin **nicht** oder **nur durch einen** Hersteller angeboten werden oder
- nach zwei Jahren ab Verbotsdatum (nach 2034 für U>145kV) weiterhin **nicht** angeboten werden

Art. 13(12) **Schaltgeräte mit GWP >1000 (SF<sub>6</sub>) können zum Einsatz kommen**, falls keine Angebote für Schaltgeräte <1000 erhalten wurden oder die technische Spezifikation nicht erfüllt wird

Art. 13(14) **Das Verbot** ist gültig für Schaltgeräte, die **nach dem Inkrafttreten der Regulierung ab 11.04.2024** bestellt wurden.

Art.13 (18): Das erstmalige Inverkehrbringen von Anlagenteilen für Reparatur, **Erweiterung** oder Service **ist erlaubt**, wenn keine Änderung des Typs des verwendeten fluorierten Treibhausgases erfolgt

## F-GASE-VERORDNUNG 2024/573 (2)



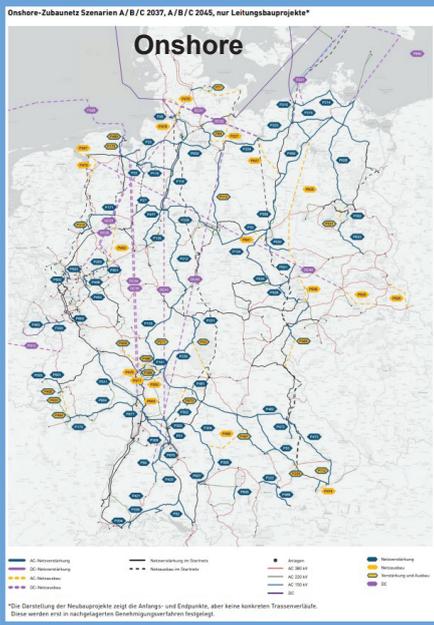
Verordnungstext	Voraussichtliche Auswirkung auf ÜNB
Art. 4 (1) Verpflichtung, unnötige Emissionen (ausgenommen technisch-bedingter) zu vermeiden (trifft auch fluoridierte Alternativen zu)	Technisch-bedingte Emissionen aus elektr. Schaltanlagen sind/bleiben erlaubt und sind zu minimieren. Aus der Selbstverpflichtung wurden die Prozesse zur Minimierung der Emissionen bereits eingeführt. Bisher wenig bzw. keine fluoridierten Alternativen im Einsatz.
Art. 5 (1): Dichtheitskontrollen und Art. 6 (1): Leckage-Erkennungssysteme	Die bisherigen Kontrollen von SF <sub>6</sub> - und C4FN-Dichtewächter kann beibehalten werden.
Art. 8 (1): Rückgewinnung und Zerstörung (auch fluoridierte Alternativen)	Die bisherigen Prozesse für SF <sub>6</sub> können beibehalten werden. Sollten die fluoridierten Alternativgase zum Einsatz kommen, müssen die Prozesse für neue F-Gase entsprechend adaptiert werden.
Art. 10(1): Zertifizierung (auch fluoridierter Alternativen)	Die Auffrischung des Zertifikats (alle 5 oder 7 Jahre je nach dem Personenkreis) wird einen zusätzlichen personellen Aufwand erfordern. Bestehende Zertifikate bleiben gültig. Deren Auffrischung ist bis spätestens 12.03.2029 obligatorisch.
Art. 13(13) Ausnahme für alle Geräte, welche unter Direktive 2009/125/EC fallen und einen besseren CO <sub>2</sub> Fußabdruck haben als in (5) betrachtete Geräte.	Die Direktive 2009/125/EC beschreibt Ökodesign und Energieeffizienz für Transformatoren. Nutzung für die Schaltanlagen ist nicht direkt möglich.

## F-GASE-VERORDNUNG 2024/573 (3)

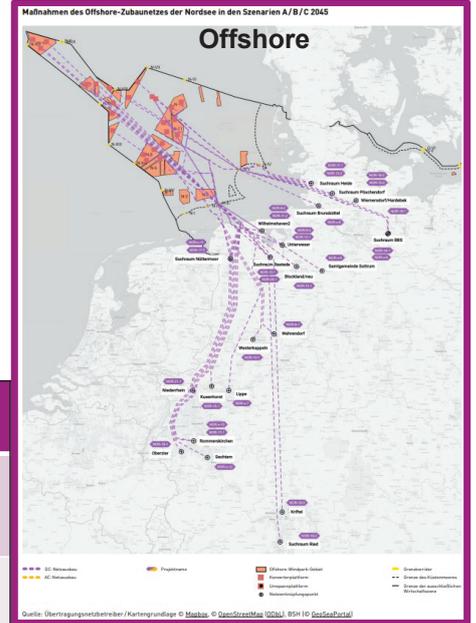


Verordnungstext	Voraussichtliche Auswirkung auf ÜNB
Art. 11(5): Möglichkeit der Ausnahme von den Verboten für max. 4 Jahre durch die KOM auf Antrag einer Mitgliedsstaatbehörde	Die ÜNB streben eine zügige Dekarbonisierung an. Die aktuellen Verbote fördern die Entwicklung der Alternativgase. Aus unserer Sicht sollte dieser Punkt nicht gezogen werden.
Art. 12(1): Kennzeichnung (auch fluoridierter Alternativen)	Die Prozesse für fluoridierte Alternativgase müssen ggf. neu aufgesetzt werden. Für SF <sub>6</sub> ist die Kennzeichnung bereits üblich und sinnvollerweise an jedem Gasanschluss.
Art. 13 (7): ab 01.01.2035 nur noch aufgearbeitetes oder recyceltes SF <sub>6</sub> /C4FN für Wartung und Reparatur	Aus der Erneuerung des Bestands kann voraussichtlich ausreichend SF <sub>6</sub> -Gas gewonnen werden. Voraussichtlich wird ein Markt für recyceltes Gas SF <sub>6</sub> und C4FN erforderlich sein/entstehen. Nachweispflicht welches Gas verwendet wird.
Art 13 (16) Dokumentation der Betriebsmittelvergabe soll aufbewahrt werden. Die kompetente Behörde (Bundesland) soll über die Anwendung der Ausnahmen (10, 11, 12, 13, 14 und 15) informiert werden.	Zusätzlicher Dokumentationsaufwand Betreiber/ÜNB müssen eine rechtssichere Dokumentation durchführen, um Ausnahmen der Inbetriebnahme-Verbote in Anspruch zu nehmen

# NEP-VERSION 2023 FÜR JAHR 2045 ZEIGT EINEN DEUTLICH STEIGENDEN NETZAUSBAUBEDARF ONSHORE UND OFFSHORE



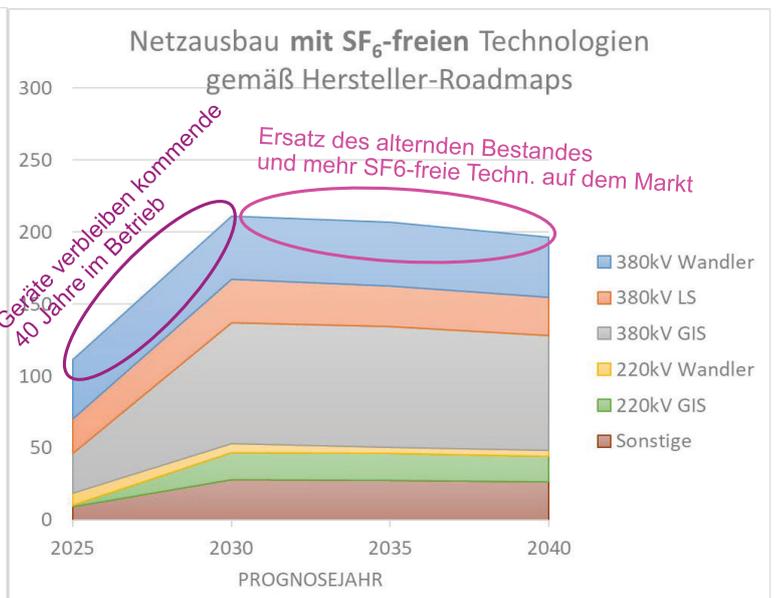
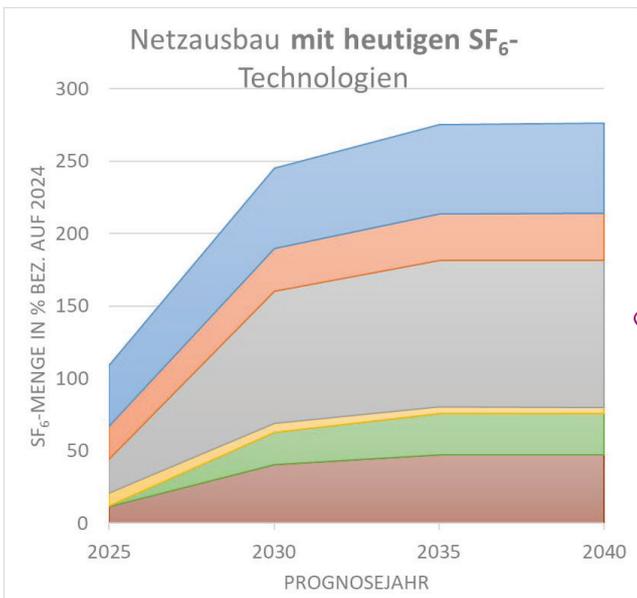
NEP 2037/2045 (2023)	Summe in km Onshore
Startnetz (aus bisherigen NEP's)	7.000
A 2037	12.400



NEP 2037/2045 (2023)	Summe in km Offshore
Startnetz (aus bisherigen NEP's)	8.455 (20 neue ONAS)
A 2045	13.300

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP%20kompakt\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2E\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_2E_1.pdf)

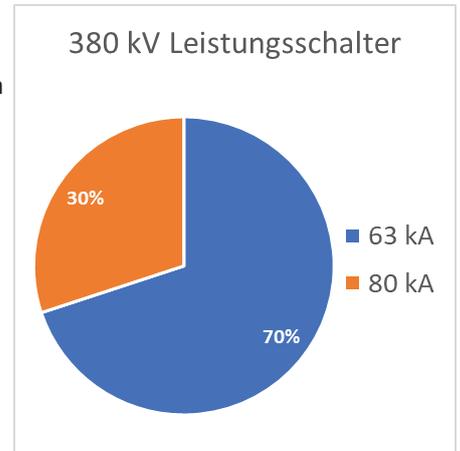
# DURCH EINSATZ SF6-FREIEN TECHNOLOGIEN KANN DIE ERFORDERLICHE SF6-MENGE REDUZIERT WERDEN



# NISCHEN KÖNNEN SICH DURCH DIE STEIGENDE NETZVERMASCHUNG ZUM STANDARD ENTWICKELN



- Die **steigende Kraftwerksleistung** erforderte ab ca. 70er/80er vermehrte Anschlüsse **an das 380-kV-Netz**. Aufgrund der Anzahl und der Nähe der Kraftwerke werden hier SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter mit Kurzschlussausschaltstrom von **80-kA** benötigt, die im internationalen Kontext als **Nische** gelten.
- Ca. 30% (ca. 200 Felder) aller Amprion Leistungsschalter sind 80-kA-Leistungsschalter.
- Veränderung der Netzstruktur (Wegfall der konventionellen Erzeugung und lastferne erneuerbare Erzeugung) führt zur Steigerung des Vermaschungsgrades des 380-kV-Netzes. Einführung von mehreren Sammelschienen und **steigende Kurzschlussströme** sind die Folge. (Siehe NEP2045 (2023)).
- Im Zielnetz kann sich die **Anzahl der 80-kA-Felder** im Vergleich zu heute **verdoppeln!**



➔ **Folge: 380-kV-Leistungsschalter mit 80-kA-Kurzschluss-Ausschaltstrom werden weiterhin und sogar in größeren Mengen als bisher benötigt.**

# WESENTLICHE HANDLUNGSOPTIONEN FÜR 420 KV LEISTUNGSSCHALTER



	Option 1 (GWP<1)	Option 2 (GWP<1)	Option 3 (GWP<1000)	Option 4 (GWP >1000)
Isolier- und Schalt-Gas	O <sub>2</sub> + N <sub>2</sub> mit Vakuumschalter	CO <sub>2</sub> + O <sub>2</sub>	NOG <sup>1)</sup> + C4FN <sup>2)</sup>	SF <sub>6</sub>
Betriebsdruck	👎	👎	👍	👍
Abmessungen	👎	👎 GIS, 👍 AIS	👍	👍
Robustheit des Schalters (über IEC)	👍	👎	👎	👍
Entwicklungsstand	TRL 6: Labortests beim Hersteller	TRL 6: Labortests beim Hersteller	TRL 7: Erste Anwendung in Realumgebung	TRL 9: Höchste Reifestufe, hoher Standardisierungsgrad
Aktuelle Verfügbarkeit von Standard	👎	👎	👍	👍
Voraussichtliche Verfügbarkeit von 80-kA bis 2030 / 35	👎	👎👎	👎	👍

## OFFENE PUNKTE UND RISIKEN



- **Einsatz von SF6 weiterhin erforderlich**
  - Noch nicht alle SF6-freien Anwendungen auf dem Markt
  - Insbesondere für die Nischenanwendungen (z.B. 80-kA) gibt es keine Lösungen
- **Zuverlässigkeit der neuen Geräte**
  - Einsatz/Pilotierung der Produkte, die noch geringe Reife haben und/oder Betriebsprobleme verursachen können
  - Sollten die Geräte mit GWP<1 nicht vorhanden sein, müssen Geräte mit GWP<1000 eingesetzt werden, obwohl diese Technologie gem. F-Gas-VO-Stufenkonzepts nur mittelfristig am Markt bestehen bleibt. Gerätetausch nach 2 Dekaden nicht ausgeschlossen.
- **Verzögerungen bei Netzausbauprojekten**
  - Unklare Bedeutung des Begriffes „Inbetriebnahme“ und Inbetriebnahme der bereits bestellten SF6/C4FN Anlagen (z.B. durch GU)
  - PFAS-haltige Gase können genehmigungsrelevant werden
  - Behandlung der Angebote für die Mischanlagen (sowohl 2 unterschiedliche Spannungslevel z.B. 145/170 als auch SF6-LS Rest SF6-frei) ist nicht klar
- **Kostensteigerung**
  - Durch Markteinschränkung oder nicht fertige Entwicklung kann es zu Preissteigerungen kommen

## ZUSAMMENFASSUNG



- Das Erreichen der klimatischen Ziele **erfordert Einsparungen von CO<sub>2</sub>-Emissionen** in jeglichen Wirkungsbereichen
- **Die F-Gase-Verordnung ist für ÜNB ambitioniert**, da (fast alle) neuen Technologien noch nicht beschaffen und pilotiert werden können.
- Allerdings lässt F-Gas-verordnung mit **diversen Ausnahmen ausreichend Spielraum**, falls die Technologieentwicklungen misslingen oder sich verzögern sollen.
- Trotzdem müssen **diverse Risiken** durch die Netzbetreiber mit geeigneten Maßnahmen behandelt werden
- **Bedeutender Netzausbau** ist für Energiewende und Reduktion der CO<sub>2eq</sub>-Emissionen **erforderlich**.
- Realisierung des Ausbaus mit heutiger **SF<sub>6</sub>-Technologie würde zur Verdreifachung der SF<sub>6</sub>-Menge** führen. Kommen die **Lösungen gemäß Hersteller-Roadmaps**, wird sich die SF<sub>6</sub>-Menge **verdoppeln**.
- Ein Grund dafür sind die steigenden Kurzschlussströme im Netz, die 80-kA-Technologie erfordern, die derzeit nicht entwickelt wird und in absehbarer Zeit nicht zur Verfügung stehen wird.
- Je schneller die SF<sub>6</sub>-freien Technologien verfügbar sind, desto mehr SF<sub>6</sub> kann eingespart werden. **Lösungen mit GWP<1 werden dringend benötigt!**

VIELEN DANK  
FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT

## ZUSAMMENFASSUNG IMPLEMENTIERUNG DER NEUEN F-GASE-VERORDNUNG, B. RUSEK

Die F-Gas-Verordnung reglementiert die zukünftige Anwendung eines bisher wichtigsten Gases für die Hochspannungstechnik – Sulfurhexafluoride ( $SF_6$ ), da die Konzentration des Gases in Atmosphäre weiterhin ansteigt und das Erreichen der Klimaziele weitere strengere Maßnahmen erfordert. Die Aktualisierung der F-Gase-Verordnung hat 4 Jahre in Anspruch unter Abwägung diverser Positionen genommen. Neue F-Gase-Verordnung 2024/573 verbietet die Anwendung von  $SF_6$  in elektrischen Schaltanlagen zu bestimmten Zeitpunkten und definiert außerdem diverse Ausnahmen zum Verbot. Im Weiteren werden Maßnahmen zur Reduktion der Erzeugung des neuen Gases und Reduktion der Emissionen ergriffen.

Amprion steht vor einem enormen Ausbau des Übertragungsnetzes (sowohl in AC als auch DC). Ohne neue  $SF_6$ -freie Produkte kann sich die Menge des  $SF_6$ -Gases verdreifachen. Sollten die  $SF_6$ -freien Produkte entsprechend der Hersteller Roadmaps zum Einsatz kommen, kann die  $SF_6$ -Menge deutlich auf ca. doppelte  $SF_6$ -Menge reduziert werden.

Derzeitige Alternativprodukte ersetzen  $SF_6$ -Gas nicht 1-1. Es muss mit diversen Einschränkungen in Robustheit und Dimensionen gerechnet werden. Insbesondere für die Nischen-Anwendungen gibt es derzeit noch keine Entwicklungen, obwohl auch diese aufgrund der Netzveränderung in großer Anzahl benötigt werden.

Der Einsatz von neuen Technologien ist immer mit diversen Risiken verbunden. Die Zuverlässigkeit der Geräte kann in ersten Betriebsjahren geringer ausfallen. Ein Austausch der gesamten unreifen Produktreihe ist denkbar. Schnelle Verfügbarkeit der  $SF_6$ -freien Produkte ist daher von hoher Relevanz sowohl um die gekauften  $SF_6$ -Mengen zu reduzieren als auch die neuen Produkte zu pilotieren. Projekt-Verzögerung können nicht völlig ausgeschlossen werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die F-Gas-Verordnung zur nachhaltigen Reduktion der  $SF_6$ -Emissionen beitragen wird. Besonders wichtig ist Verfügbarkeit der  $SF_6$ -freien Produkte auf dem Markt, um einen maximalen Beitrag in Anbetracht der anstehenden Ausbaubedarfe des Übertragungsnetzes zur Verringerung der  $SF_6$ -Mengen zu erreichen. Die F-Gase-Verordnung bietet viele Ausnahmen zum Einsatzverbot, die wiederum die Übergangsphase flexibilisieren.



# Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment

Stuttgart 12. Juni 2024



Siemens Energy is a registered trademark licensed by Siemens AG.

Restricted © Siemens Energy, 2020

## Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment

### Agenda

- TOP1 Einführung, Motivation und Herausforderungen
- TOP2 Circular Economy (Kreislaufwirtschaft)
- TOP3 Review Ecodesign Regulation Transformers
- TOP4 Life Cycle Assessment
- TOP5 Digital Product Passport (DPP)



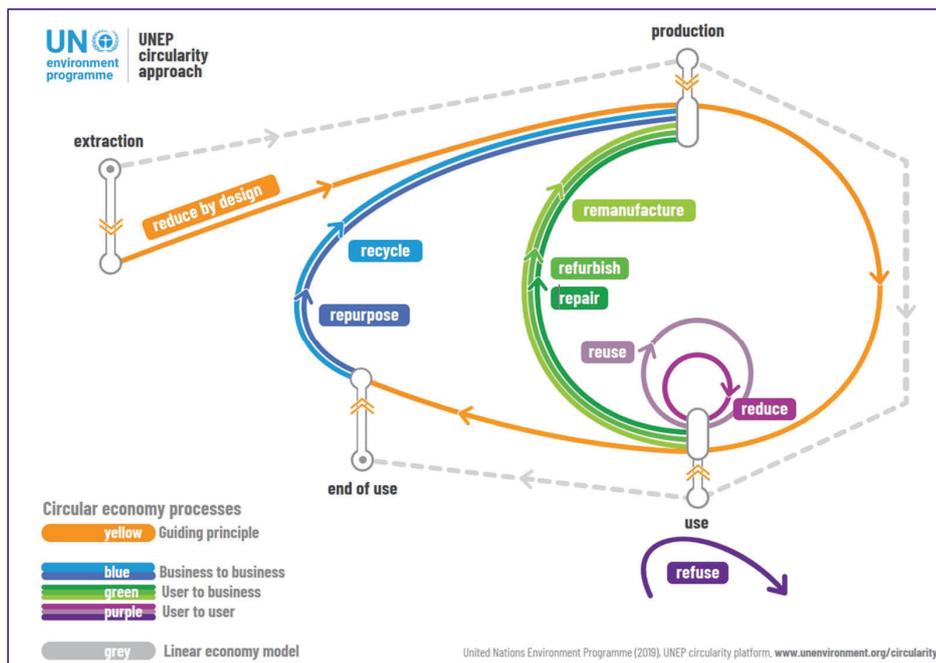
# Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 3  
Restricted © Siemens Energy, 2020

# Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



2024-06-12



Michael Heinz | SE GT PRM IS 4  
Restricted © Siemens Energy, 2020

## Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



**DNV startet ein gemeinsames Industrieprojekt für Leistungstransformatoren  
Mit dem Ziel Nachhaltigkeit zu fördern und Umweltvorteile für den Energiesektor zu erzielen  
Start November 2023**

Teilnehmer: **DNV, Siemens Energy (Mitinitiator), Hitachi Energy, SGB Smit Group, Thyssenkrupp, TenneT TSO, Elia Group, TransnetBW TSO, Nynas, Cargil, M&I Materials.**

Zielsetzung:

1. Standardisierte Grenzen und **KPI's für Leistungstransformatoren**
2. Eine **empfohlene LCA-Methodik** mit Regeln und Parametern für Materialpass und EPD-Reports
3. Eine Bewertungsmethodik und Parameter **für die Auswirkungen für alle Endverbraucher-Segmente**, basierend auf deren Kriterien.



2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 5  
Restricted © Siemens Energy, 2020

## Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



Arbeitspakete:

1. Zusammenstellung und Bewertung der Angaben, Ergebnisse und mögliche Einflussfaktoren auf die Umwelt im Rahmen einer LCA
2. Speicherung von Daten über die Umweltauswirkungen in verschiedenen Lebenszyklusphasen (z.B. Ecoinvent 3.9.1, GaBi Datenbasis)
3. Bewertung von Software zur Erstellung von LCA [z.B. **Simapro**, **openLCA**, LCA for Expert Software (vormals **GaBi**)]
4. Schnittstellen zwischen TSOs und OEMs und Lieferanten bzw. OEMs



2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 6  
Restricted © Siemens Energy, 2020

# Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



Power Transformers  
Ecodesign requirements apply to this product.

→ Study for the review of Commission Regulation EU 2019/1783  
Ecodesign of small, medium and large power transformers

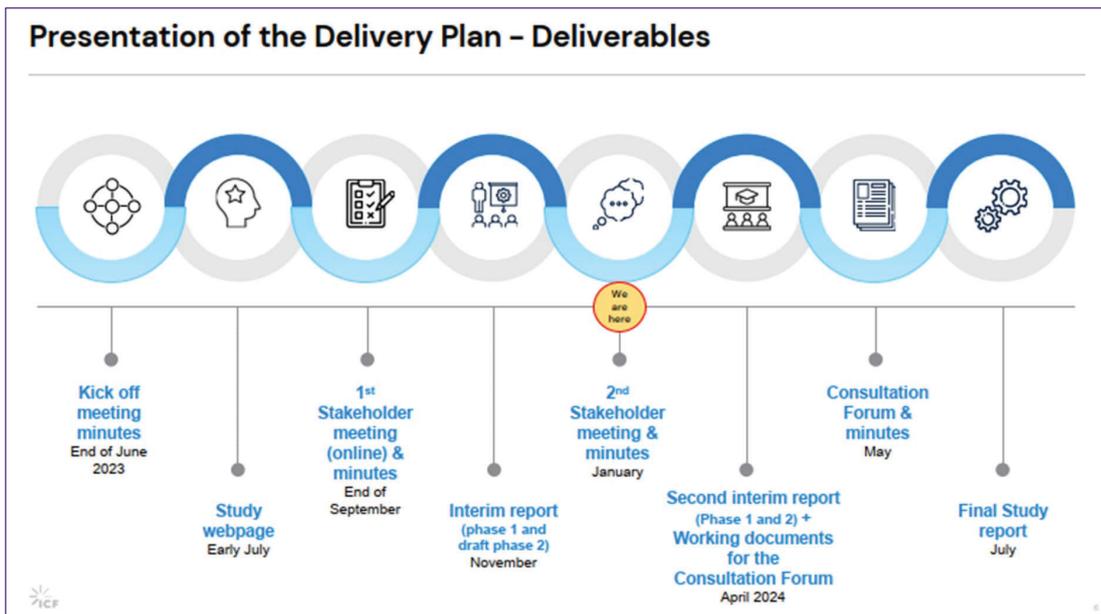
ICF

2nd Stakeholder meeting  
Laurent Petithuguenin – Project Manager  
Tom Lock – Project Director  
16 January 2024

2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 7  
Restricted © Siemens Energy, 2020

# Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 8  
Restricted © Siemens Energy, 2020

# Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



**Material efficiency**

i) Material efficiency aspects;

m) Strengthening potential of the existing MEPS and the potential of introducing material efficiency requirements (MMPS)

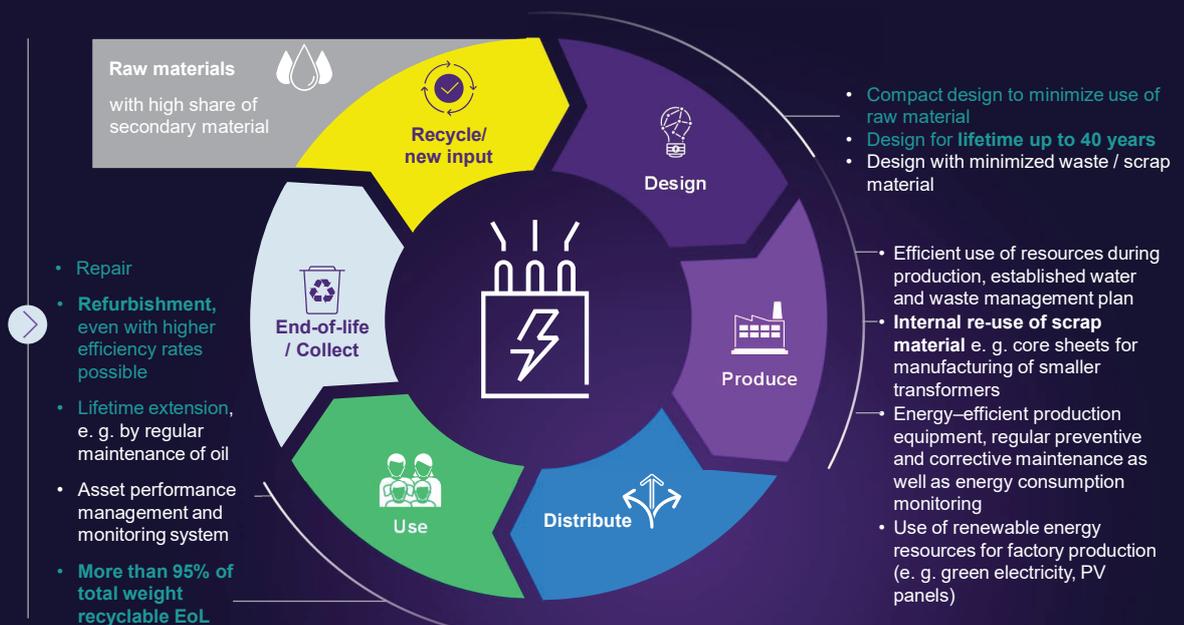
- Phase 2 will review the potential benefits of **disassembly requirements to allow for repair**. Base Case modelling will determine the impacts of **lifetime extension**.
- Phase 2 will **review the implementation of the article 1.3** to determine common practice and responsibilities of the repair process.
  - This will inform recommendations on potential changes to article 1.3
  - Stakeholders are invited to provide insight into current practices.
- The **benefits of recovery and regeneration of mineral oil** will be included under Phase 2 modelling.

2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 9  
Restricted © Siemens Energy, 2020



## Example: How circular is a transformer today?

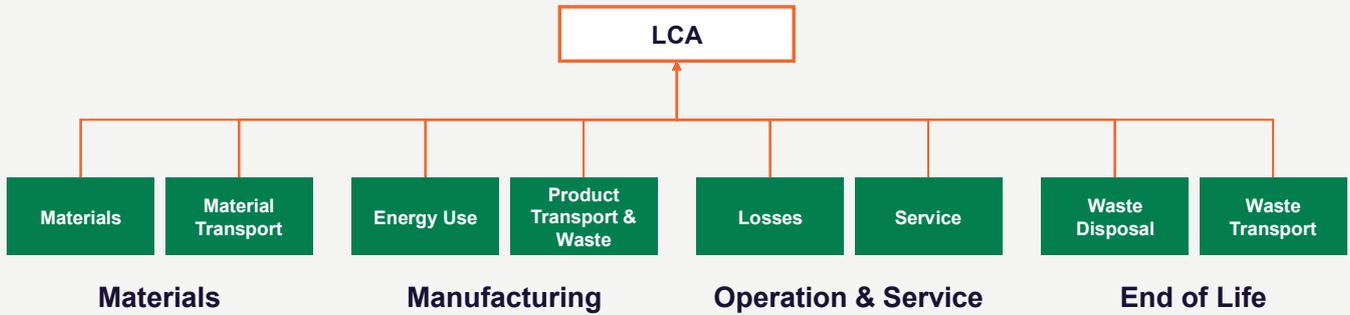


2024-06-12

Siemens Energy is a registered trademark licensed by Siemens AG.

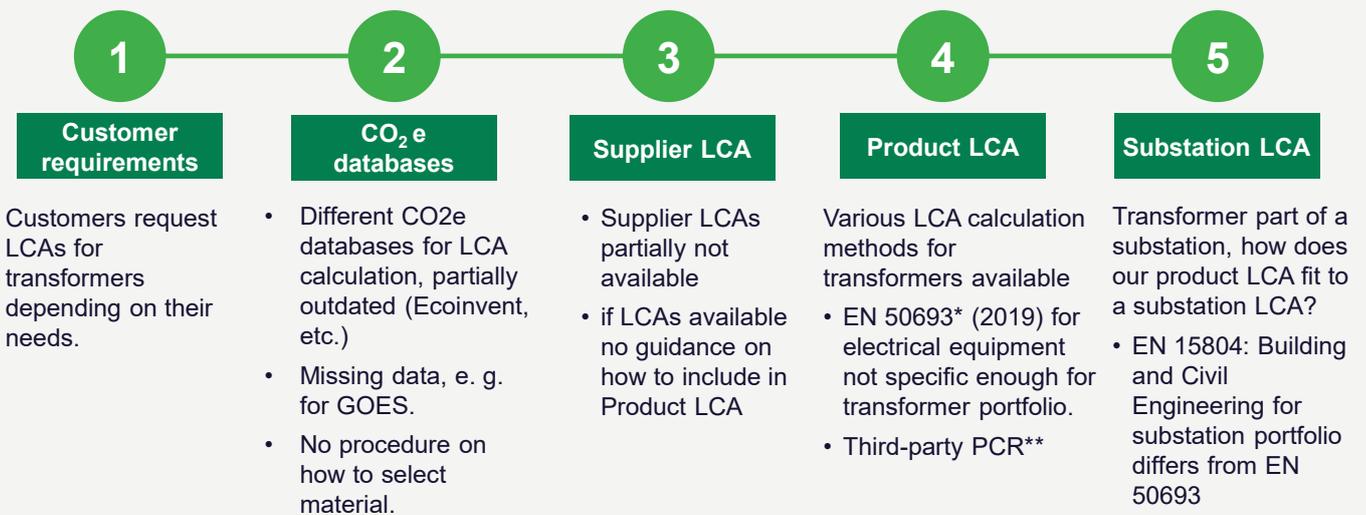
Michael Heinz | SE PRM IS 10  
Restricted © Siemens Energy, 2020

## Joint Working Group A2 / C3: Life Cycle Assessment (LCA) for Transformers



Restricted © Siemens Energy, 2020

### Recap = Additional Background



\*EN 50693: Product category rules for life cycle assessments of electronic and electrical products and systems

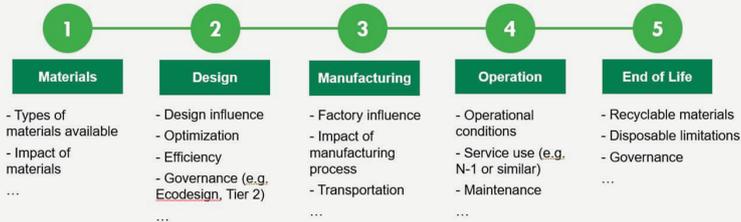
\*\* third-party PCR: Product Category Rules for products available by third-parties, e. g. Environdec, EPDItaly



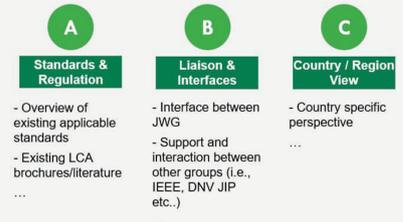
Restricted © Siemens Energy, 2020

## Proposed Working Stream & Task Force set up

### Working Streams



### Task Force Teams



- Potential structure for Technical Brochure
- Many possible case studies exist (e.g., previous CIGRE & IEEE presentations)

- Support the Working Streams and influence potential structure and content of Technical Brochure.

#### Action required:

1. Nominate members to participate in each Working Stream & Task Force
2. Nominate Lead and Co-Lead for each Working Stream & Task Force
3. Define scope within each Working Stream & Task Force



3-12

Restricted © Siemens Energy, 2020

## Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment

### ESPR Ecodesign for Sustainable Product Regulation

30. März 2022:

EU KOM veröffentlicht Legislativvorschlag für eine Ökodesign-Verordnung für nachhaltige Produkte (Ecodesign Requirement for Sustainable Products)

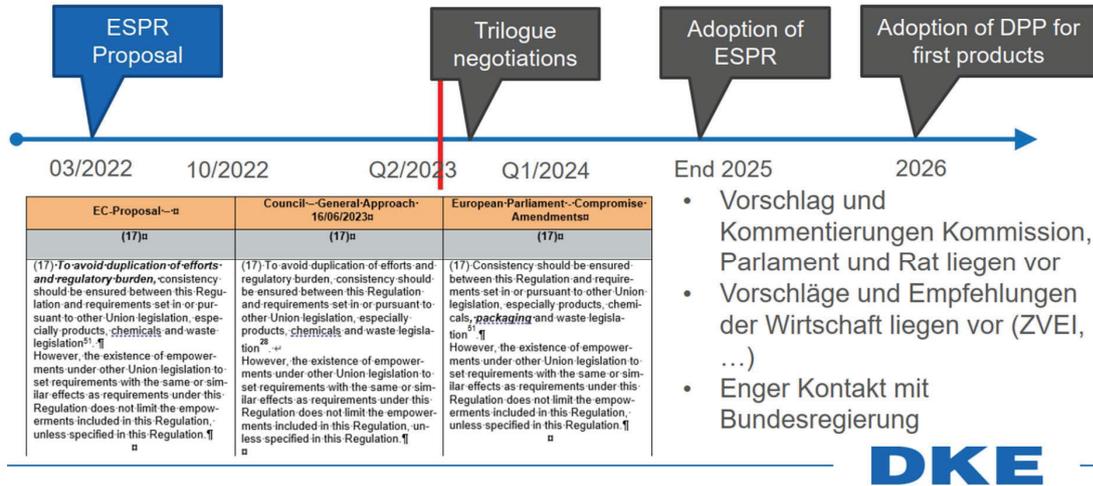
➔ Anforderungen an den Digitalen Produktpass



## Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



### Overall Timeline DPP Regulation and Standardization: Regulatory – Research – Standardization



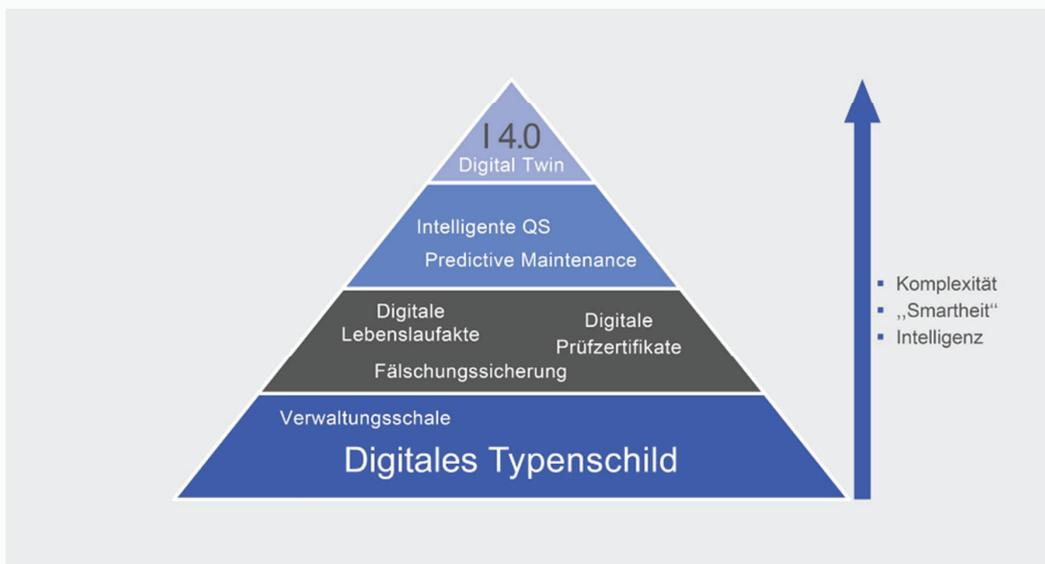
2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 15  
Restricted © Siemens Energy, 2020

## Transformatoren im Umfeld von Circular Economy und Life Cycle Assessment



Digitales Typenschild: Grundlage für Industrie 4.0



Das digitale Typenschild: Grundlage für Industrie 4.0 | DKE

2024-06-12

Michael Heinz | SE GT PRM IS 16  
Restricted © Siemens Energy, 2020



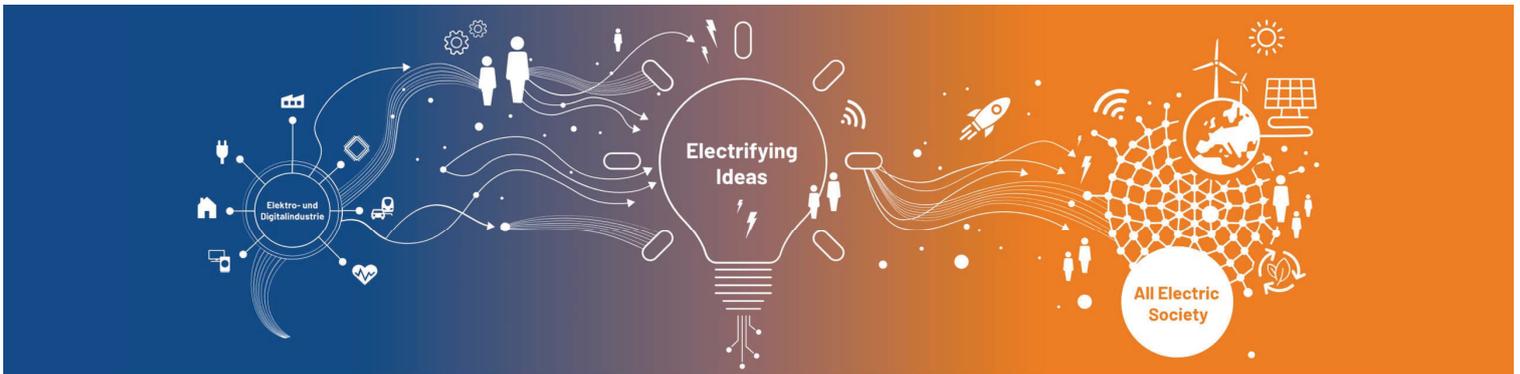
**CIRPASS**  
Digital Product Passport

**Shaping the future of the Digital Product Passport (DPP)**

**Digital Product Passport – CIRPASS**

- Funded by the EC, CIRPASS is a collaborative initiative for the gradual piloting and deployment of a standards-based DPP
- The work of CIRPASS is aligned with the requirements of the Proposal for Ecodesign for Sustainable Product Regulations (ESPR)
- The initial focus is on the electronics, batteries, and textile sectors.
- The project consortium is composed of 31 partners representing thousands stakeholders across Europe and beyond.
- Additional information can be found her: <https://cirpassproject.eu/about-cirpass/>

Funded by the European Union

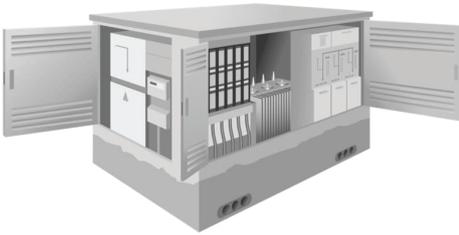


## DPP4.0@Grid

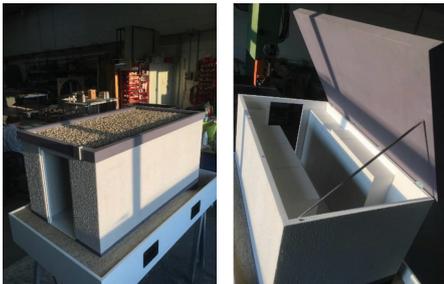
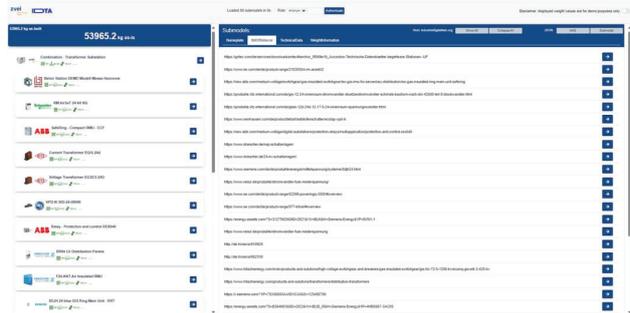
Digitaler Produkt Pass für Komponenten der elektrischen Netze  
=> ein Blick in die Werkstatt

Hannover Messe 2024

## Showcase DPP4.0@Grid Digitalisierung in der Lieferkette der Energiewirtschaft



Quelle: Netze BW



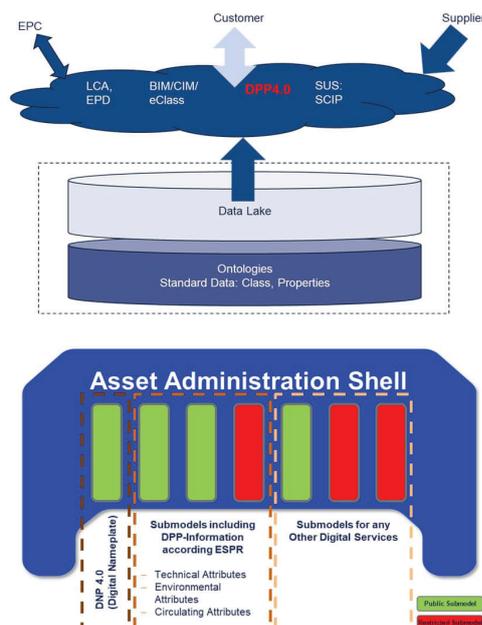
- Umsetzung des Konzepts der **Asset Administration Shell (AAS)** bei Netzkomponenten
- 23 Mitarbeitende aus 14 Unternehmen
- Demonstrator ist ein 1:5 Modell einer Ortsnetzstation
- Enthalten sind 20 wechselbare Komponenten von 10 Herstellern

Public

19

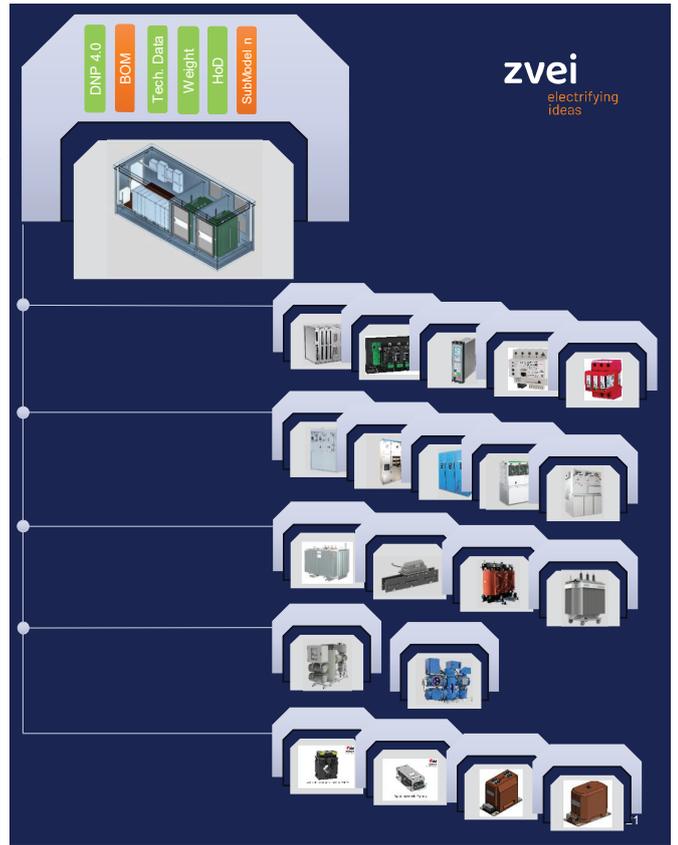
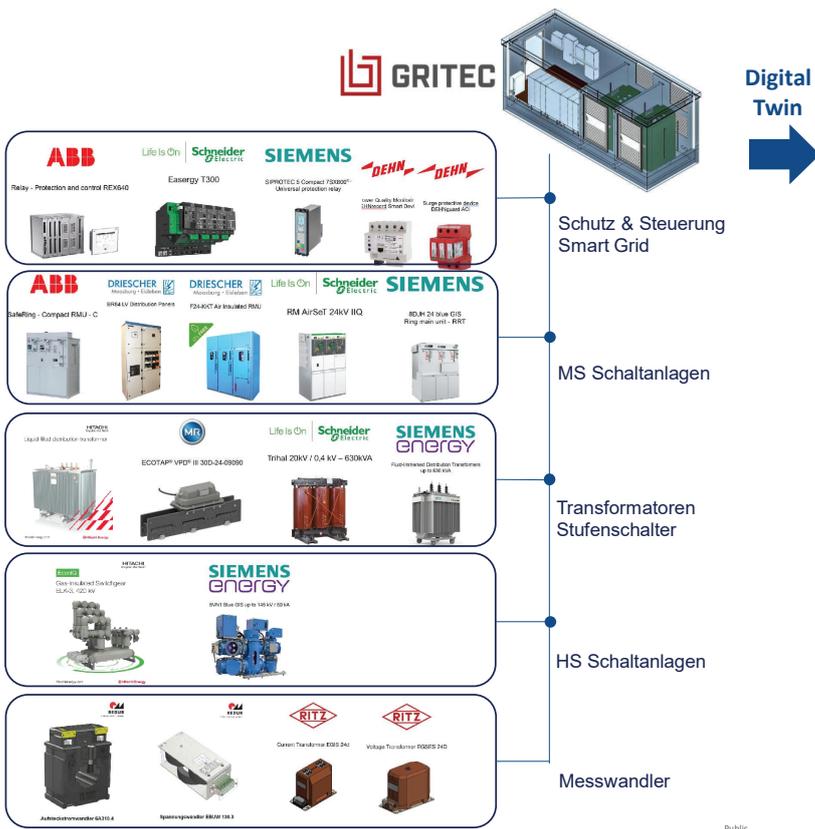
## Konzept DPP4.0@Grid

- Der Showcase DPP4.0@Grid zeigt die Möglichkeiten zur Digitalisierung in der Lieferkette der Energiewirtschaft:
  - Planen / Bauen / Betreiben / Recyclen
- Wichtig ist ein tragfähiges Fundament, sonst müssen viele Schnittstellen bedient werden.
- Die Asset Administration Shell dient als zentrales Element zum Datenaustausch unter Beibehaltung der Datensouveränität
  - Digitales Typenschild
  - Digitaler Produktpass
  - Zertifikate
  - Dokumentation
  - Digital Twin in verschiedenen Formaten (CIM, BIM/IFC, ECLASS, etc.)



Public

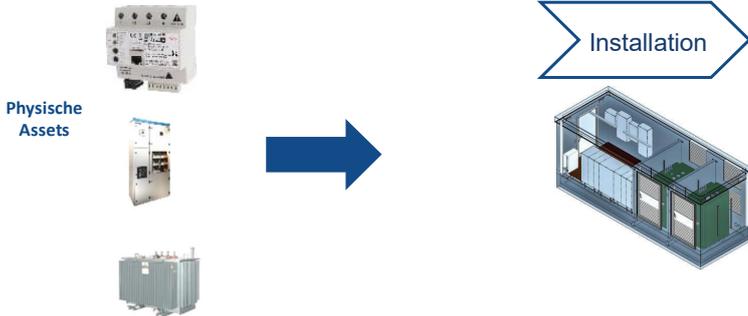
20



## Showcase DPP4.0@Grid: Daten über den Produktlebenszyklus integrieren und updaten

**zvei**  
electrifying ideas

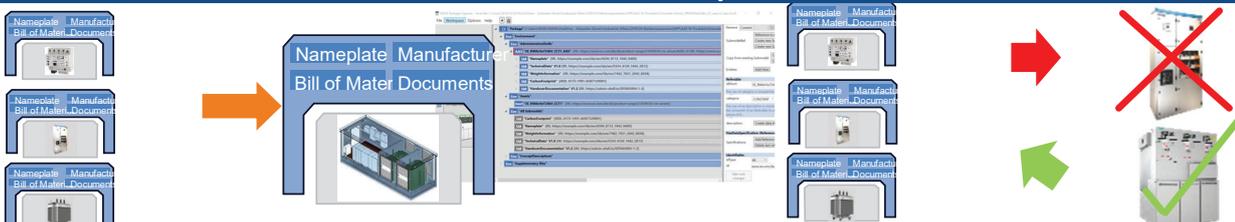
### Komponenten Hersteller



### Anlagenintegrator / Anwender



### Produktlebenszyklus



## Contact page



Published by  
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG

**Michael Heinz**

International Standardization

SE GT PRM IS

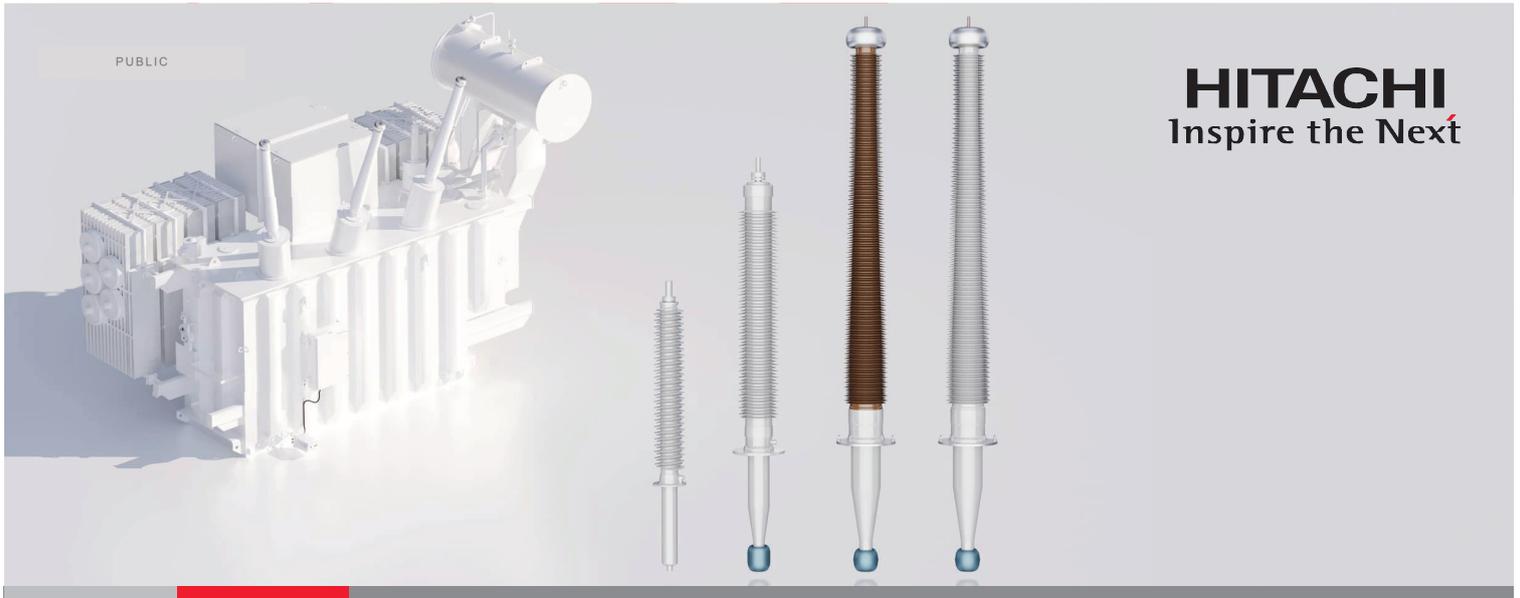
Overbeckstrasse 44

01139 Dresden, Germany

Mobile: +491732819289

[michael.heinz@siemens-energy.com](mailto:michael.heinz@siemens-energy.com)

siemens-energy.com



## Die Zukunft der Transformator Durchführung

### RIS-Technologie

Erstellt durch: Lorenzo Martinel, Jens Rocks and Roger Hedlund

2024-06-11

© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

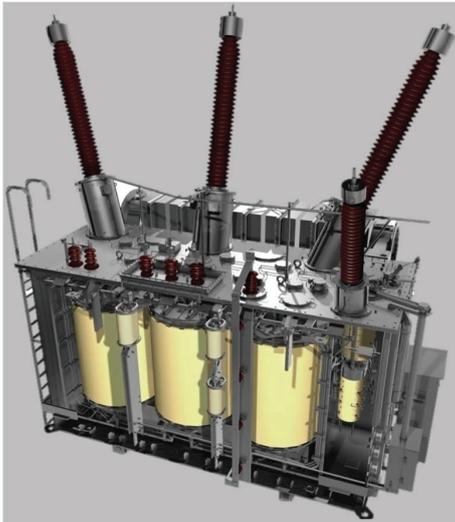


## Inhalt

1. Funktion einer Transformator Durchführung
2. Technologien (OIP-RIP-RIS)
3. RIS-Technologie
4. Aufbau, Tests sowie Testresultate
5. Alterungsverhalten
6. Messmethode für die Zustandsbewertung:  
Kapazität, Verlustfaktor ( $\tan \delta$ ) sowie Teilentladung
7. Fragen & Antworten



## Die Hauptkomponenten und Funktion einer Durchführung



Sichere Übertragung von Strom und Spannung durch die Trafowand an die Wicklungen.

1. Leiter aus Kupfer / Aluminium
2. Isolierkörper mit kapazitiver Feldsteuerung
3. Aluminium Flansch als Befestigungselement
4. Außen Isolation aus Silikon oder Porzellan

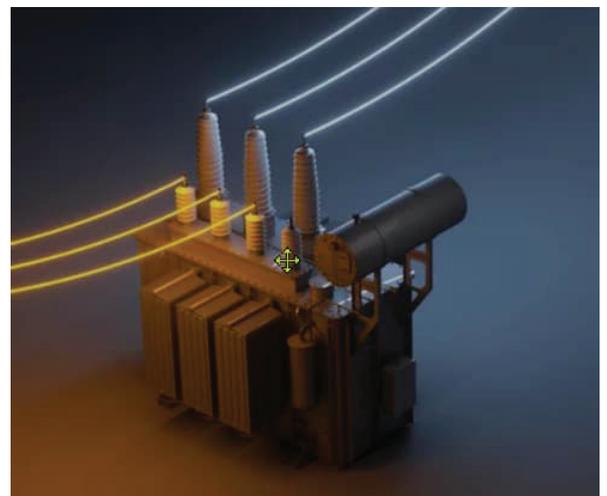


## Funktion einer Transformator Durchführung

### GSU (Generator Step Up) - Transformator



### Symbolbild- Transformator



# Technologien (OIP-RIP-RIS)

## Oil Impregnated Paper (OIP)

1kV – 1200kV

Glattes Papier



Dielektrisches Öl



## Resin Impregnated Paper (RIP)

24kV – 800kV

Krepppapier



Kunstharz + Härter



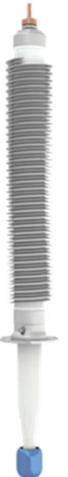
## Resin Impregnated Synthetic (RIS)

52kV- 550kV

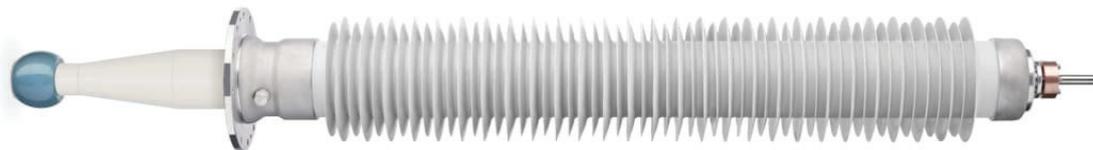
Synthetische Folie



Kunstharz + Härter

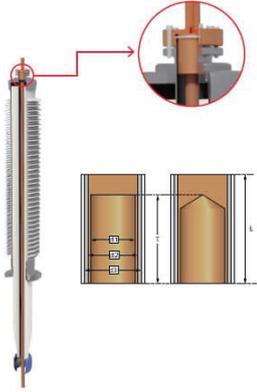


# RIS - EasyDry® 52–550 kV



## Transformator durchführungen

# RIS - EasyDry® Aufbau



**Kabelbolzen (DL)**

Weit verbreitet und bietet große Anpassungsfähigkeit. Bis zu 2000A



**Demontierbarer Leiterstab (RR)**

Sehr einfache Montage und mehrere Auswahlmöglichkeiten für den unteren Verbindungstyp. Höherer Strom bis zu 2500A



**Nicht demontierbarer Leiterstab (FBC)**

Grosse Auswahl an demontierbaren Anschlussplatten (Anschlussfahnen, Prismen, ...). Höhere Ströme bis 5000A



**Steckbarer Schnellanschluss Pluggable QuickConnect**

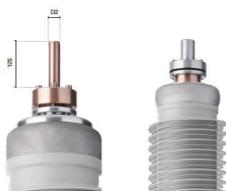
Zugstangensystem mit hoher Montage- und/oder Austauschfreundlichkeit. Höhere Ströme bis 5000A



# EasyDry® 245-550 kV Aufbau

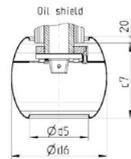


**Air terminal**  
The air terminal is used together with either a draw lead (DL), removable rod (RR), fixed bottom contact (FBC) or QuickConnect draw rod connection types. The air terminal needs to be specified in every case.



Terminal diameter (D2)	30, 40, 50 and 60 mm
Terminal length	125 mm
Terminal material	Copper
Surface treatment	Blank
	Silver plated
	Nickel plated
	Tin plated

**Oil shield**  
Oil shield is available in different diameters; the installation is bayonet type and is fully removable for easier installation.



All our standard shields are epoxy coated, other variants are available upon request.



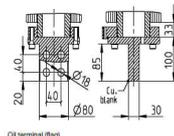
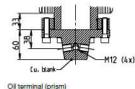
Lifting tool



Terminal plates

**Oil terminal for fixed bottom contact (FBC)**

The center tube of the bushing is used as conductor. The transformer leads are fitted with cable lugs, bolted to the oil terminal. This contact is tightened to the lower end of the bushing tube.



Oil terminal (flag)

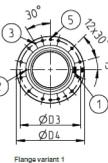
**Oil terminal for QuickConnect draw rod (DR)**

The center tube of the bushing is used as conductor. The transformer leads are fitted with cable lugs, bolted to the oil terminal. This contact is tightened to the lower end of the draw rod system.

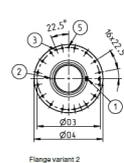


**Flange**

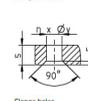
Different sizes of the flange are available to meet all transformer designs, included CENELEC 50458: 2006 recommendations.



Flange variant 1



Flange variant 2

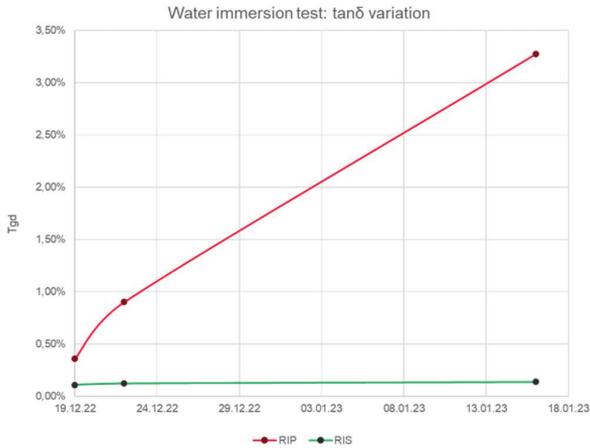


Flange holes



# RIS-Technologie: Feuchtigkeitsaufnahme test

## Lagerung von Durchführungskörper in Wasser

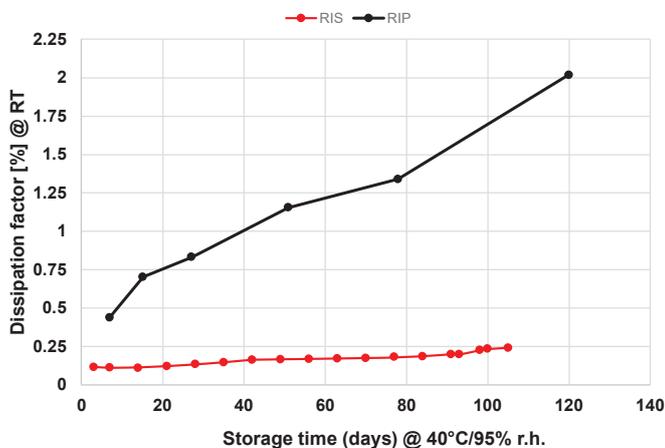


RIS- und RIP-Testkörper ohne Isolation, vollumfänglich in Wasser eingetaucht.

**Keine Feuchtigkeitsaufnahme des RIS-Körpers konnte festgestellt werden**

# RIS-Technologie: Feuchtigkeitsaufnahme test

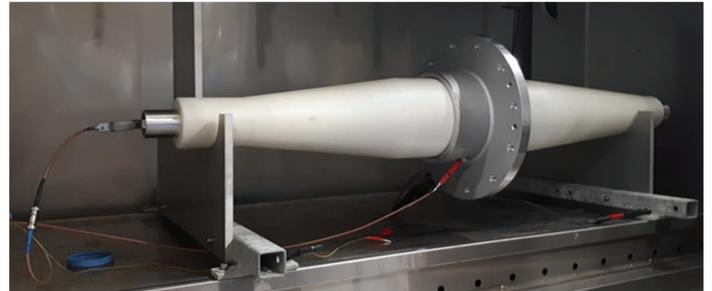
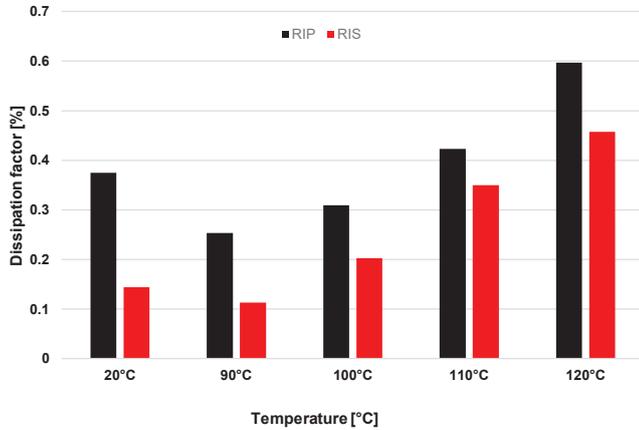
## Verlustfaktor (tan δ) in Funktion von Zeit, Temperatur und Feuchtigkeit @ 40°C / 95%



**Synthetische Folie (RIS) absorbiert keine Feuchtigkeit und ist somit sicherer und zuverlässiger**

# Temperaturabhängiger Verlustfaktor ( $\tan \delta$ )

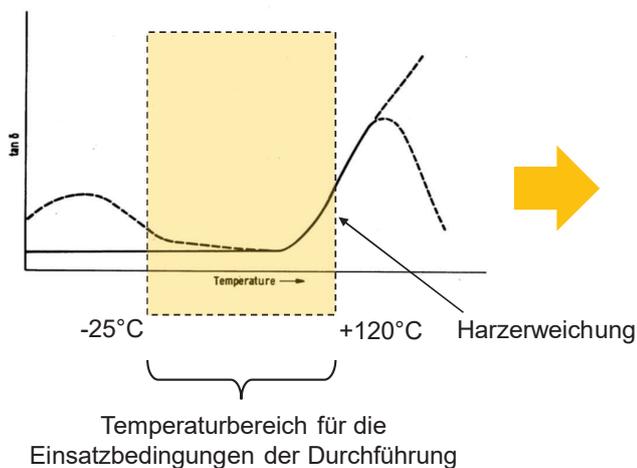
## Verlustfaktor ( $\tan \delta$ ) in Abhängigkeit der Temperatur



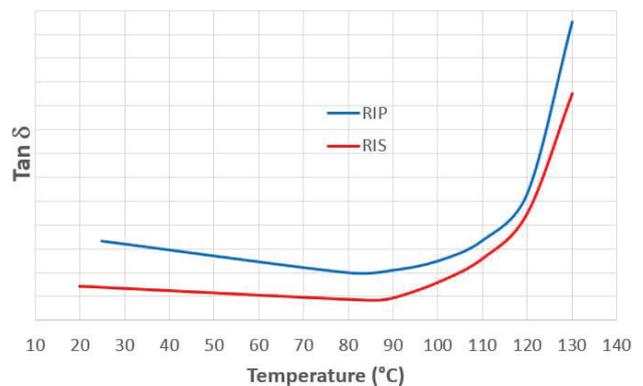
**RIS Technologie hat einen sehr geringen Verlustfaktor ( $\tan \delta$ )**

# RIS $\tan \delta$ -Verhalten in Abhängigkeit der Temperatur

Temperatureinfluss auf den Verlustfaktor ( $\tan \delta$ )



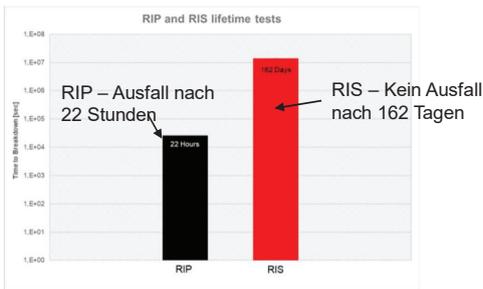
Tan  $\delta$ -Kurve von RIP-Durchführungen im Vergleich zu RIS-Durchführungen



Das Verhalten von RIS und RIP  $\tan \delta$  in Abhängigkeit von der Temperatur ist ähnlich, die RIS-Werte sind jedoch immer niedriger als die RIP-Werte

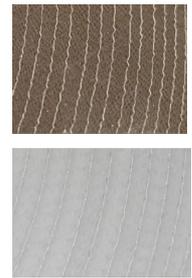
## Lebensdauer Tests

- Untersuchung der Durchschlagsfestigkeit an einer Gruppe von Proben, um die Designbereichsgrenzen zu bestimmen und die gewünschte Lebensdauer von mindestens 30 Jahren zu gewährleisten
- Prüflinge, die das tatsächliche Durchführungendesign widerspiegeln. Mit dem selben Produktionsprozess hergestellt wie normale Durchführungen, aber in unterschiedlichen Chargen (um Produktionsabweichungen zu berücksichtigen).
- Vergleich zwischen RIP- und RIS-Technologien.
- Jede Probengruppe wurde einer anderen Spannung ausgesetzt und die Zeitspanne bis zum Schichtdurchschlag des Folienpackets gemessen.
- Es wurde eine definierte Spannung angelegt, die Zeit bis zum Durchschlag erfasst und mit der RIP Technologie verglichen.



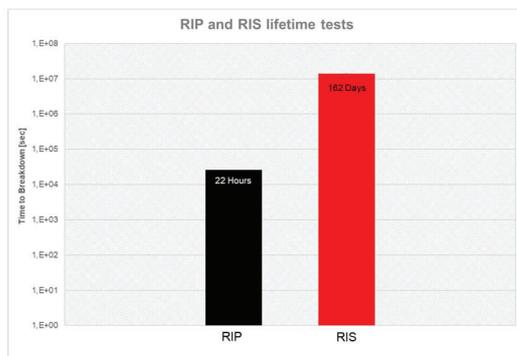
Vergleichsbeispiel RIP-RIS

Einer der Hauptfaktoren zur längeren Lebensdauer ist die gleichmäßigere elektrische Feldverteilung zwischen den Aluminiumfolien des Kondensator Kerns.



## Alterungsverhalten RIP vs. RIS

RIS mit besserem Alterungsverhalten – bedingt durch die homogene / gleichmäßigere Folienstruktur



Durchschnittliche Betriebszeiten bis zum Schichtdurchschlag mit gleicher dielektrischer Belastung



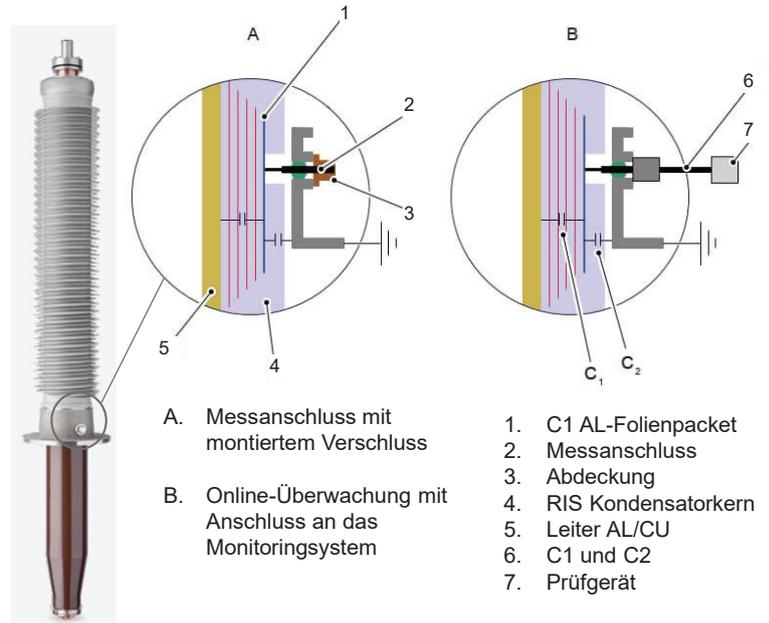
RIS- und RIP- Vergleich der Folienstruktur

**Höhere dielektrische Beständigkeit, somit längere Lebensdauer**

## Techniken zur Zustandsbewertung der Durchführungen

### Messanschluss der Durchführungen

- Messung der Kapazität **C1** und **C2** vor und nach der Installation der Durchführung.
- Messung des Verlustfaktors  **$\tan \delta 1$**  und  **$\tan \delta 2$**  über C1 und C2 vor und nach der Installation der Durchführung.
- Diese Werte werden benötigt um:
  - ... die Aufnahme von Feuchtigkeit zu ermitteln ( $\tan \delta$ ) (Bedingt durch Transport und Lagerung)
  - ... eine Referenzmessung für künftige Vergleiche zu haben.



## Techniken zur Zustandsbewertung der Durchführungen

### Dielektrische Frequenzganganalyse (IEEE Guide for DFR Std. C57.200-2022)

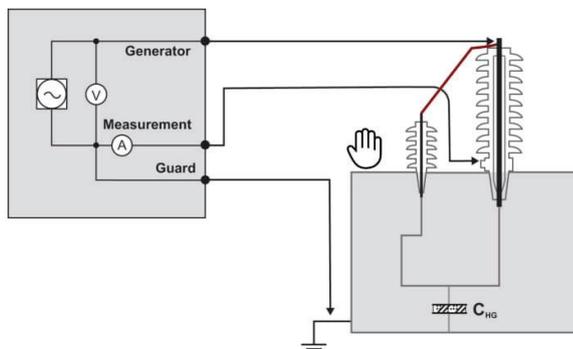


Figure 11—Connection to a reactor for C<sub>1</sub> measurement

### Dielektrische Frequenzganganalyse (DFR)



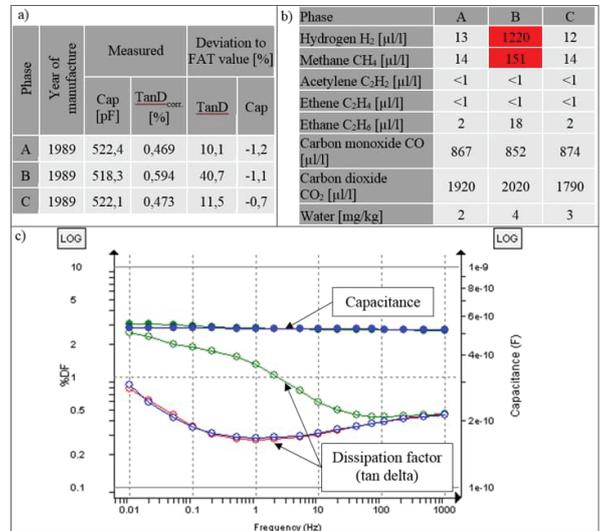
- Das Niederfrequenzspektrum bietet eine hervorragende Validierung des Isolationsstatus.
- Das Hochfrequenzspektrum bietet eine gute Validierung von Kontaktproblemen.
- Die Interpretation der Ergebnisse erfordert Erfahrung.
- Richtlinien im IEEE Std. C57.200-2022 und mehrere CIGRE-Publikationen von Hitachi Energy.

# Einführung in die Durchführungszustandsbewertung

## Beispiel Dielektrische Frequenzanalyse einer OIP Durchführung

Von einem 400-kV-Reaktor wurden drei Durchführungen aus dem Jahr 1989 geprüft.

	Phase A	Phase B	Phase C
Dissipation factor @10kV/50Hz	OK	Slightly high	OK
Capacitance @10kV/50Hz	OK	OK	OK
DFR 1-1000Hz	OK	Deviating	OK
Moisture in oil	OK	OK	OK
DGA	OK	High	OK



CIGRE Generation of gases in oil-filled bushings

# Einführung in die Durchführungszustandsbewertung

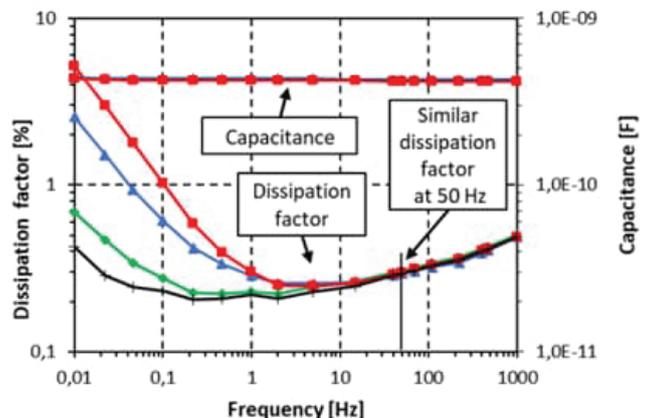
## Beispiel Dielektrische Frequenzanalyse einer RIP Durchführung

Drei Ersatzdurchführungen, gleichen Typs, wurden unsachgemäß in sehr feuchter Umgebung gelagert.

- Kurve 1 (schwarz) : neue Durchführung
- Kurve 2 (grün) : mehrere Monate an Lager
- Kurve 3 (blau) : ca. 1 Jahr auf Lager
- Kurve 4 (rot) : seit mehreren Jahren an Lager

Wie man deutlich erkennt, wird der Beginn der Feuchtigkeitsaufnahme erst bei niedrigen Frequenzen sichtbar und nicht bei 50 Hz.

Es ist ersichtlich, dass im Tieffrequenzbereich (< 1Hz) Unterschiede der dielektrischen Eigenschaften festgestellt werden können.

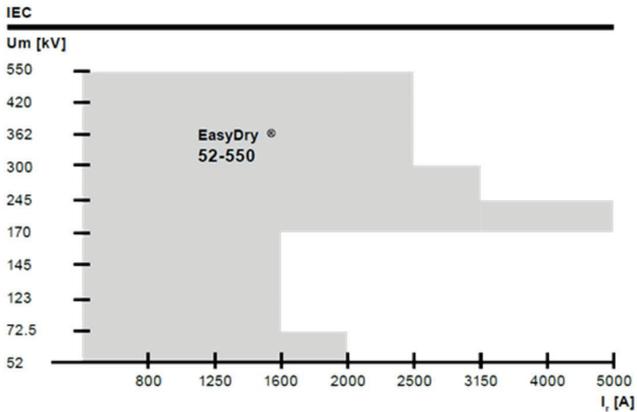


CIGRE DFR Condition Assessment of Bushings in the field – Cigre GCC 2021-001

## Gängige Spannungsreihen von RIS-Durchführungen

### IEC 60137: 2017

#### Dry - Resin Impregnated Synthetic (RIS)



### Nennspannungen von 52-550kV

<b>Anwendungen</b>	Transformator Durchführungen
<b>Technologie</b>	RIS (Resin Impregnated Synthetics)
<b>Umgebungstemperatur</b>	-50°C bis +40°C
<b>Installationshöhe</b>	Bis 1000 über Meer (AMSL)
<b>Verschmutzungsgrad</b>	Sehr hoch, acc. IEC 60815 (31mm/kV)
<b>Einbaulagen</b>	Vertikal bis horizontal (52-245), Neigung zur Vertikalen, 30° (245-550)
<b>Messanschluss</b>	2kV
<b>Leitertypen</b>	Kabelbolzen, demontierbarer Leiterstab, teilbarer demontierbarer Leiterstab, Fixleiter, Quick Connect
<b>Normen</b>	IEC 60137, IEEE C57.19.00, C57.19.01 (dielektrisch)
<b>Typenschild</b>	Gemäß IEC/IEEE oder Kundenwunsch
<b>Seismische Zertifizierung</b>	IEEE-293 (2g; high performance level)

## RIS - EasyDry®, die wichtigsten Punkte zusammengefasst

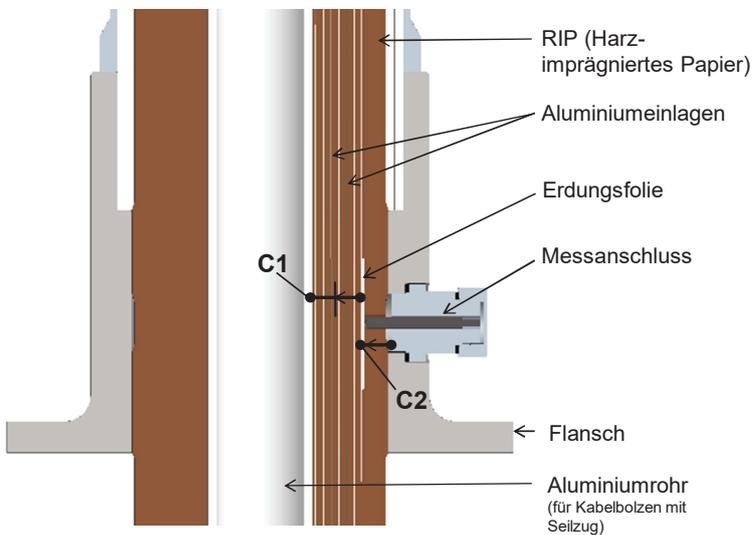


- 01.** Synthetischer, papierloser Isolationskörper ohne Feuchtigkeitsaufnahme.
- 02.** Isolationskörper muss für den Transport sowie für die Lagerung nicht speziell geschützt werden.
- 03.** Längere Lebensdauer der Durchführung kann erwartet werden, bedingt durch die robuste dielektrische Beständigkeit
- 04.** Sehr tiefer Verlustfaktor sowie teilentladungsfreie Durchführung tragen zu einer sicheren Betriebszuverlässigkeit bei

## EasyDry® - die Zukunft der Transformator Durchführungen

## Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

### Messung von Kapazität und Verlustfaktor (C, tand)



21 Public  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

## Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

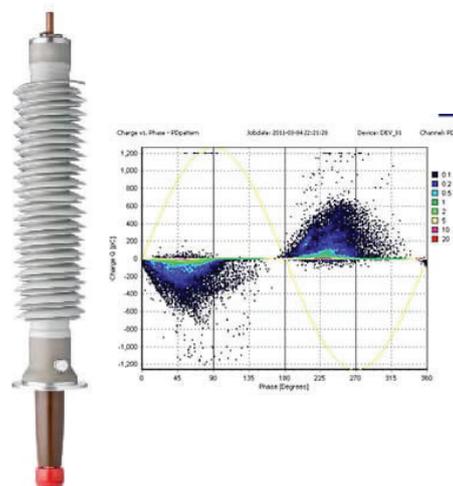
### Was ist Teilentladung (TE)?

**Teilentladung (TE) sind elektrische Entladungen** und weisen auf ein sich verschlechterndes Isolationssystem hin, was zu sehr kostspieligen Reparaturen an Transformatoren führt und vorhersehbar zu einem elektrischen Ausfall von Hochspannungsgeräten führen kann.

Daher hat die TE **einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer** der Durchführung

Eine der schwierigsten Aufgaben besteht darin, die PD-Daten zu interpretieren und die Zeit zu bestimmen, die ein Isolationssystem in Betrieb bleiben kann, bevor Schäden und kostspielige Ausfälle auftreten können.

Da es nicht möglich ist, den TE-Pegel vor Ort zu messen, wird die TE normalerweise nur einmal in der Lebensdauer der Durchführung gemessen. Den TE-Wert finden Sie im Routine-Testprotokoll jeder Kondensatordurchführung.



22 Public  
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

## Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

### Wo kann in einer Durchführung Teilentladung (TE) auftreten?

TE-Aktivitäten können auftreten:

- Prüflabor (Hintergrundgeräusch)
- Während des Tests der Durchführung (Externe TE)
  - Luft im Test-Öl
  - Luftkissen am Flansch
  - Unzureichende Abschirmung (öl-seitig)
  - Position des Corona Ringes (luftseitig)
- Oberfläche der Durchführung (Externe TE)
  - äußerliche Verunreinigungen
- Im Isolierkörper (RIP/RIS) (Interne TE)

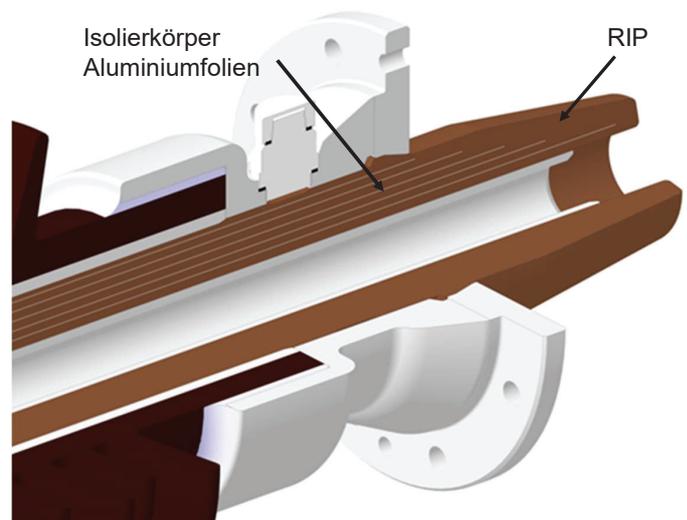
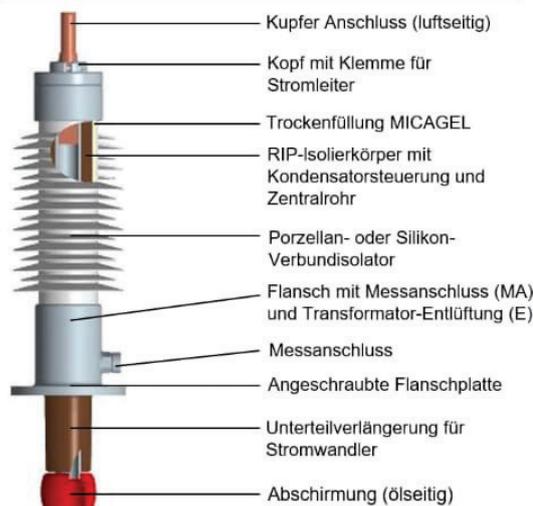
**TE-Aktivitäten im Isolierkörper wirken sich direkt auf die Lebensdauer der Durchführung aus.**



## Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

### Durchführungs-Komponenten

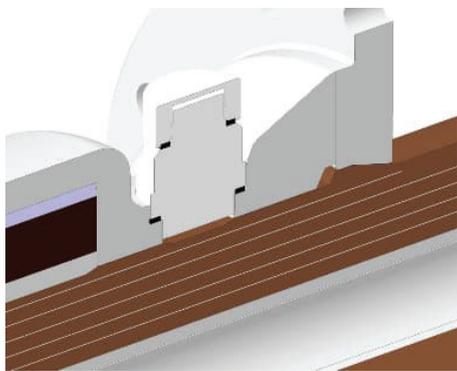
#### RIP Resin Impregnated Paper



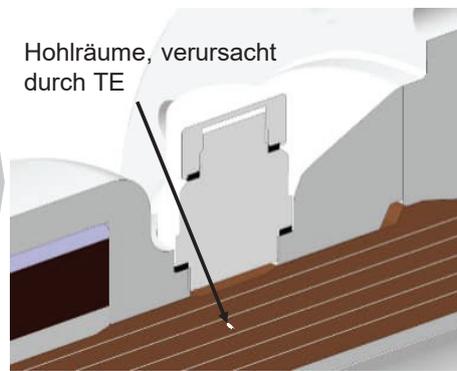
## Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

### TE bewirkt eine schnellere Alterung der Durchführung

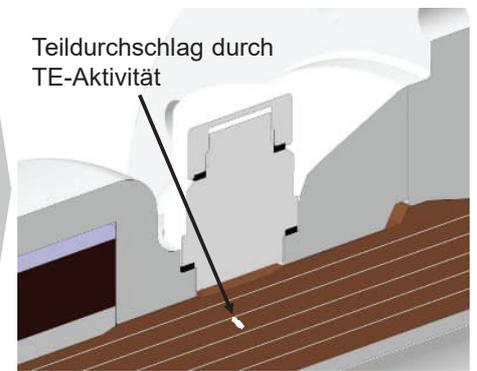
#### Nach der Produktion mit TE



#### Verschlechterung der Isolationseigenschaft durch TE



#### Kurzschluss zwischen zwei Folien des Kondensators



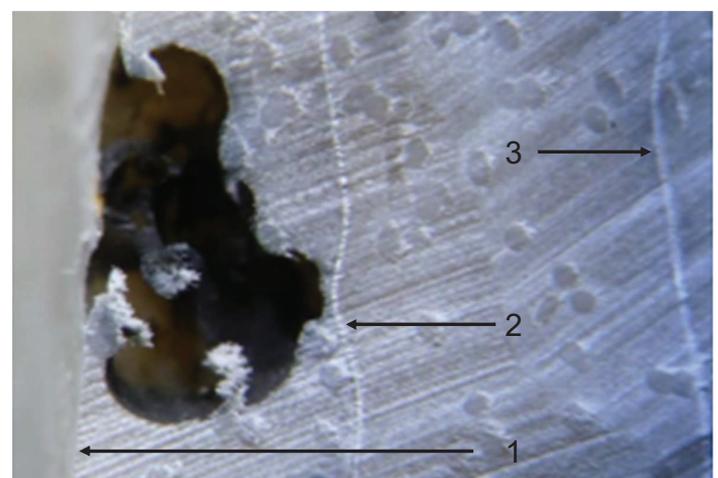
## Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

### Durchführungs-Komponenten

#### Was ist passiert?

- Der Isolierkörper wurde mit Hohlräumen hergestellt
- Hohlräume können nur durch TE-Messung erkannt werden
- Das Potential der beiden Al-folien 1 und 2 ist unterschiedlich
- Nach einiger Zeit nimmt der Hohlraum aufgrund der TE-Aktivität (Funkenbildung freier Elektronen) zu
- Der Kurzschluss tritt zwischen den beiden Aluminiumfolien auf
- Die Kapazitätserhöhung erhöht die elektrische Spannungsverteilung auf die restlichen Teilkapazitäten
- Ein Ausfall der Durchführung kann auftreten

#### Teilausfall des Isolierkörpers, Al Folie 1 und Folie 2



# Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

## Unterschied zwischen IEC 60137: 2017 und Hitachi Energy Standard

### AirRIP RTKF 420-1675/1000 KSI

Technische Daten Technical Data	IEC 60137 (2017)	IEEE C57.19.01 (2000)
Maximale Spannung (50Hz/60Hz) Maximum voltage	420 kV	
Systemspannung System voltage		
Maximale Phase-Erde-Spannung Rated max. line to ground voltage	242 kV	
Prüfwechselspannung - trocken / dry - nass / wet AC test voltage	750 kV	
Blitzstossspannung Lightning impulse voltage	1675 kV	
Schaltstoss SIL Switching impulse voltage	1175 kV	

### IEC 60137 : 2017

#### Example RTKF 420-1675 / 1000 KSI

##### IEC 60137 : 2017

Type of bushing

RIP (Resin Impregnated Bushings)  
RIS (Resin Impregnated Synthetics)

$U_m^a$	$1.5U_m / \sqrt{3}^b$	$1.05 U_m / \sqrt{3}$
10 pC	10 pC	5 pC
10 pC	10 pC	5 pC
<b>Test voltage [kV]</b>		
<b>420</b>	<b>364</b>	<b>255</b>

$U_m$  = Phase to Phase voltage      $U_m / \sqrt{3}$  = Phase to earth voltage

<sup>a</sup> Transformer bushings

<sup>b</sup> Switchgear bushings

### Hitachi Energy Standard

#### Example RTKF 420-1675 / 1000 KSI

$2 \times U_m / \sqrt{3}$
3 pC
<b>Test Voltage[kV]</b>
<b>485</b>

$U_m$  = Phase to Phase voltage      $U_m / \sqrt{3}$  = Phase to earth voltage

<sup>a</sup> Transformer bushings

<sup>b</sup> Switchgear bushings

## Fragen?





**HITACHI**  
Inspire the Next



## **Onsite Messung von transienten Überspannungen mittels kapazitiver Feldsensoren**

**Felipe. L. Probst**

Universität Stuttgart

felipe-luis.probst@ieh.uni-stuttgart.de

Germany

**Stefan Tenbohlen**

Universität Stuttgart

stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de

Germany

**Michael Beltle**

Universität Stuttgart

michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de

Germany

**Kai A. Alsdorf**

TransnetBW GmbH

k.alsdorf@transnetbw.de

Germany

### **KURZFASSUNG**

Mit der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz wird die genaue Messung und Bewertung von elektromagnetischen Transienten, Oberschwingungen und Resonanzen immer wichtiger. Diese Faktoren können zur Verschlechterung der Netzqualität, zu Systeminstabilität und zum Ausfall von Betriebsmitteln beitragen. Die Erfassung und Aufzeichnung dieser breitbandigen Phänomene erfordert elektrische Betriebsmittel oder Messsysteme mit ausreichender Bandbreite, eine Fähigkeit, die induktive und kapazitive Spannungswandler in der Regel nicht bieten. Daher wurde ein Messsystem entwickelt, das auf kapazitiven elektrischen Feldsensoren basiert. In diesem Artikel wird eine Fallstudie vorgestellt, in der das entwickelte Messsystem zur Untersuchung von transienten Überspannungen nach dem Ausfall eines Überspannungsableiters während der Einschaltung einer Freileitung eingesetzt wurde. Die Studie zeigt die Effektivität und Anpassungsfähigkeit des Systems für die Langzeitüberwachung von transienten Überspannungen und der Netzqualität, insbesondere in Fällen mit breitbandigen Frequenzbereichen.

## 1 EINLEITUNG

Die Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze schreitet voran. Daher wird die Untersuchung von Oberschwingungen und Resonanzen immer wichtiger, um die Stabilität und Zuverlässigkeit der Stromnetze zu gewährleisten. Darüber hinaus haben transiente Überspannungen aus verschiedenen Quellen, wie z. B. Schaltvorgängen, Blitzentladungen und Kurzschlüssen, an Bedeutung gewonnen [1],[2]. Diese Ereignisse können zu einer Verschlechterung der Netzqualität, zu Systeminstabilität und sogar zum Ausfall elektrischer Betriebsmittel führen [3],[4]. Da diese Phänomene breitbandig sind [5], erfordert ihre Erfassung und Aufzeichnung Messsysteme mit ausreichender Bandbreite.

Die Spannungsmessung in Hochspannungsschaltanlagen erfolgt üblicherweise mit kapazitiven oder induktiven Spannungswandlern. Obwohl diese Geräte bei Nennfrequenzen genaue Messungen liefern, weisen sie bei höheren Frequenzen erhebliche Abweichungen auf, was ihre Wirksamkeit bei der Erfassung schneller Transienten einschränkt. Zur Umgehung dieser Einschränkungen wurden verschiedene Techniken vorgeschlagen [6]-[9], die sich meist auf die Korrektur verzerrter Ausgangsspannungen konzentrieren. Diese Methoden erfordern jedoch häufig komplexe Filterungen oder zusätzliche Geräteinstallationen, was ihre Anwendbarkeit einschränkt.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, wurde ein Messsystem auf Basis kapazitiver elektrischer Feldsensoren zur Messung transienter Überspannungen entwickelt. Aufgrund seiner breitbandigen Eigenschaften kann es auch zur Überwachung von Oberschwingungen und Resonanzen eingesetzt werden. Detaillierte Diskussionen über das Systemkonzept, den Aufbau, verbesserten Kalibrierverfahren und die statistische Signalanalyse während einer einjährigen Messkampagne sind in [10] enthalten. In [11] überwachte das Messsystem transiente Überspannungen während der Einspeisung in eine Übertragungsleitung, um einen Geräteausfall zu untersuchen. In [12] werteten die Autoren einige der gemessenen transienten Überspannungen im Frequenzbereich aus. Die Analyse ergab signifikante hochfrequente Anteile in den Transienten, was darauf hindeutet, dass konventionelle Spannungswandler für genaue Messungen ungeeignet sind.

In diesem Beitrag wird eine Fallstudie vorgestellt, in der das entwickelte Messsystem zur Untersuchung transienter Überspannungen nach dem Ausfall eines Überspannungsableiters während der Einschaltung einer Freileitung eingesetzt wurde. Da kein digitaler Störschreiber vorhanden war, blieb die transiente Spannung während des Ausfalls unbekannt, so dass eine Untersuchung durchgeführt wurde, um ihre mögliche Rolle beim Ausfall der Betriebsmittel zu bewerten. Der Beitrag beschreibt das Konzept, den Aufbau, die Installation und die Kalibrierung des Messsystems, gefolgt von einer Darstellung und Diskussion der im Umspannwerk gemessenen Transienten.

## 2 DAS MESSSYSTEM

Es wurde ein Messsystem mit kapazitiven elektrischen Feldsensoren entwickelt, um transiente Überspannungen zu messen. In einer früheren Veröffentlichung [10] wurden das Konzept und der Aufbau ausführlich beschrieben. Hier soll lediglich ein kurzer Überblick gegeben werden. Abbildung 1 zeigt das schematische Diagramm des Messsystems.

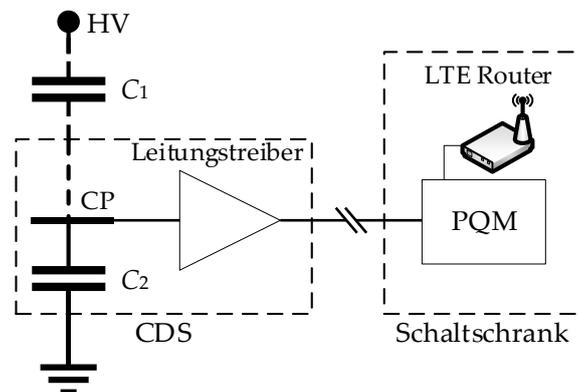


Abbildung 1. Schematische Darstellung des Messsystems (angepasst aus [10]).

Das Messsystem besitzt einen kapazitiven Teiler, der aus den Kapazitäten  $C_1$  und  $C_2$  besteht.  $C_1$  stellt die Streukapazität zwischen dem Hochspannungsanschluss (HV) und einer Kopplungsebene (CP) dar, während  $C_2$  benutzerdefiniert ist und darauf ausgelegt ist, eine geeignete Ausgangsspannung zu erreichen. Um den Einfluss der Kabelkapazität auf das Spannungsverhältnis zu verringern, ist ein analoger Leitungstreiber in das Setup integriert. Der Ausgang des Leitungstreibers ist mit einem breitbandigen Netzqualitätsmonitor (PQM) [13] verbunden, um die Transienten aufzuzeichnen. Das PQM misst Oberschwingungen und hochfrequente Transienten (bis 500 kHz) mit einer Abtastrate von 1 MS/s. Es verfügt über acht Kanäle mit synchroner Abtastung. Die aufgezeichneten Transienten werden intern gespeichert und können zur weiteren Analyse auf einen Webserver übertragen werden. Drei Kapazitive-Teiler-Setups (CDSs) wurden zusammengesetzt, und ihr Design sowie ihre konzeptionelle Integrität wurden durch Tests im Hochspannungslabor der Universität Stuttgart validiert.

### 3 INSTALLATION UND KALIBRIERUNG

Das Messsystem wurde für eine einjährige Messkampagne in einer Hochspannungsschaltanlage installiert. Die CDSs wurden auf dem Träger eines dreiphasigen Trennschalters in einem Freileitungsfeld platziert. Der Schaltschrank befindet sich etwa sechs Meter entfernt auf dem Betonfundament eines Leistungsschalters. Einer der CDSs, die im Umspannwerk installiert wurden, ist in Abbildung 2 dargestellt.



Abbildung 2. Messgerät installiert auf dem Träger eines Trennschalters [12].

Der Wert der Streukapazität  $C_1$  hängt von der Entfernung und dem Layout ab. Außerdem besteht eine Kopplung zwischen den benachbarten Phasen und dem Sensor, die sich auf dessen Ausgangsspannung auswirkt, wie in Abbildung 3 dargestellt.

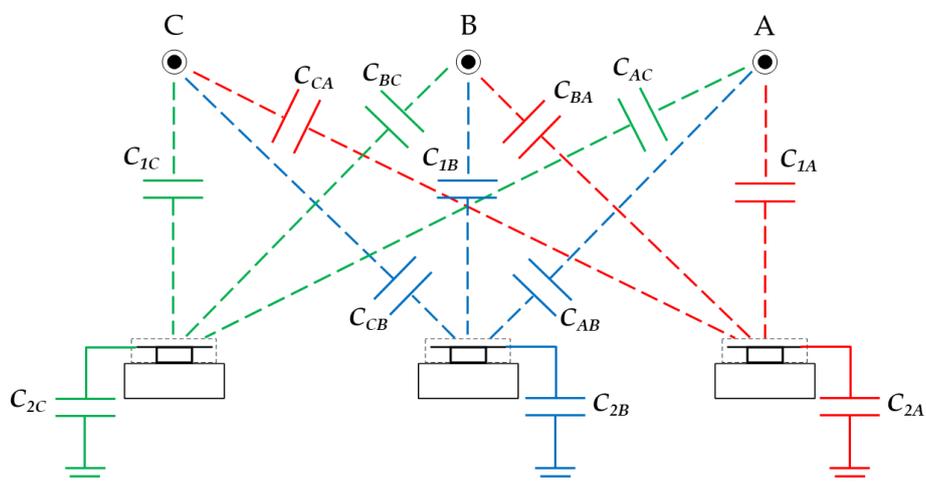


Abbildung 3. Kopplungskapazitäten zwischen den CDS und benachbarten Phasen.

Um die Wechselwirkungen zwischen den Phasen bei der Messung zu berücksichtigen, ist eine Kalibrierung des Messsystems erforderlich. Zu diesem Zweck wurde eine Nachbearbeitungskalibrieremethode (CCC-Methode) entwickelt. Diese Methode berücksichtigt die Koppelkapazitäten zwischen den Sensoren und den Hochspannungsanschlüssen der drei Phasen, um die primären Spannungen aus den gemessenen Ausgangsspannungen zu berechnen.

Für die Kalibrierung sind Informationen über die stationäre Primärspannung während der Installation des Messsystems erforderlich. Die Primärspannung, gemessen von einem kapazitiven Spannungswandler, sowie die entsprechenden Ausgangssignale der CDSs werden verwendet. Dabei wird angenommen, dass die Primärspannungen symmetrisch sind, mit gleicher Amplitude und einem Phasenunterschied von  $120^\circ$ .

Unter Berücksichtigung der in Abbildung 3 dargestellten Kopplungen sowie des für die Messgeräte festgelegten Ersatzschaltbilds und unter der Voraussetzung, dass  $C_2$  deutlich größer ist als die Streukapazitäten zwischen den Sensoren und den Hochspannungsanschlüssen der drei Phasen, die typischerweise weniger als 1 pF betragen, können die Ausgangsspannungen als Funktion der Primärspannungen gemäß Gleichung (1) bestimmt werden.

$$\begin{bmatrix} V_{2A} \\ V_{2B} \\ V_{2C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{C_{1A}}{C_{2A}} & \frac{C_{BA}}{C_{2A}} & \frac{C_{CA}}{C_{2A}} \\ \frac{C_{AB}}{C_{2B}} & \frac{C_{1B}}{C_{2B}} & \frac{C_{CB}}{C_{2B}} \\ \frac{C_{AC}}{C_{2C}} & \frac{C_{BC}}{C_{2C}} & \frac{C_{1C}}{C_{2C}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{1A} \\ V_{1B} \\ V_{1C} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Gleichung (1) beschreibt ein lineares System, bei dem die Koeffizientenmatrix von den Streukapazitäten und den benutzerdefinierten Kapazitäten  $C_2$  abhängt. Da die Streukapazitäten für eine bestimmte Anordnung einen eindeutigen Wert haben, gibt es nur eine physikalische Lösung für dieses System. Allerdings sind alle Streukapazitäten unbekannt, was zu neun unbekanntem Parametern führt, und das System kann nicht vollständig bestimmt werden.

Die Symmetrie in der Sensorinstallation reduziert die Anzahl der unbekanntem Parameter. Zusätzlich konnte in dieser Fallstudie eine Korrelation zwischen den Streukapazitäten und dem Quadrat der Entfernung nachgewiesen werden, wodurch es möglich war, alle Streukapazitäten zu berechnen. Wenn diese Korrelation nicht eindeutig hergestellt werden kann, gibt es alternative Lösungen wie das Vernachlässigen der Kopplungskapazität zwischen den äußeren Phasen oder die Schätzung mithilfe von FEM-Simulationen.

#### 4 MESSERGEBNISSE

Das Messsystem wurde für ein Jahr in der Schaltanlage installiert und zeichnete Transienten beim Schalten einer Freileitung sowie andere Störungen auf. Während der einjährigen Messkampagne wurden 142 Transientenereignisse aufgezeichnet, von denen 87 Ereignisse auf externe Störungen zurückzuführen sind, wie zum Beispiel Schaltungen in derselben Schaltanlage oder andere Störungen im Stromnetz. Die Freileitung wurde 28 Mal aus- und 27 Mal wieder eingeschaltet.

Während der Einschaltung der Freileitung traten die kritischsten transienten Überspannungen auf. Die maximalen Überspannungen betragen für die Phasen A, B und C 654 kV, 820 kV bzw. 813 kV. Es ist auffällig, dass die höchste registrierte Überspannung in Phase B etwa das 2,4-fache der Nennspannung beträgt. Dieser Wert liegt 3,3% höher als das Maximum von 794 kV, das in der in [11] referenzierten Simulation berechnet wurde.

Es werden zwei beispielhafte Transienten präsentiert: einer im Zusammenhang mit der Einschaltung und der andere mit der Ausschaltung der Freileitung. Die in Abbildung 4 gezeigten Transienten entsprechen der Einschaltung der Freileitung.

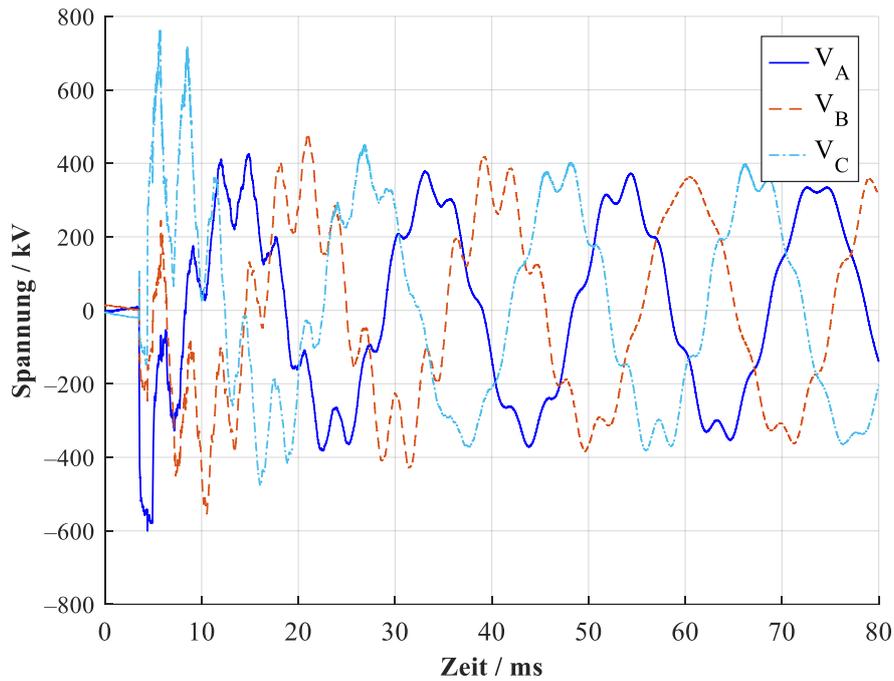


Abbildung 4. Transienten, gemessen während der Einschaltung der Freileitung.

Die maximale Spannung des Signals beträgt 761 kV in Phase C und überschreitet damit die bewertete Nennspannung von 343 kV um den Faktor 2,2. Anschließend wird eine schnelle Fourier-Transformation (FFT) zur Analyse der Signale im Frequenzbereich durchgeführt, wie in Abbildung 5 dargestellt.

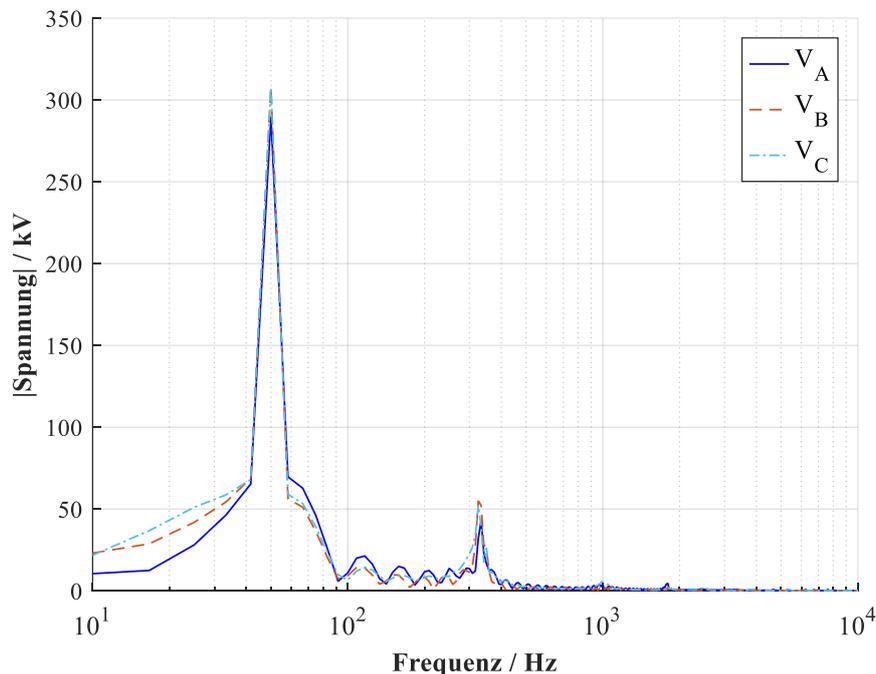


Abbildung 5. FFT der Transienten, die während der Einschaltung der Freileitung gemessen wurden.

Die gemessenen Signale zeigen wie erwartet eine deutliche 50-Hz-Komponente und zusätzlich eine signifikante 330-Hz-Komponente. Diese Resonanzfrequenz wurde auch in anderen Signalen festgestellt, die während der Einschaltung der Freileitung erhalten wurden. Die Quelle dieser Frequenz bleibt jedoch aufgrund fehlender verfügbarer Informationen unbekannt.

Das folgende Signal, welches in Abbildung 6 gezeigt wird, wurde während der Ausschaltung der Freileitung gemessen.

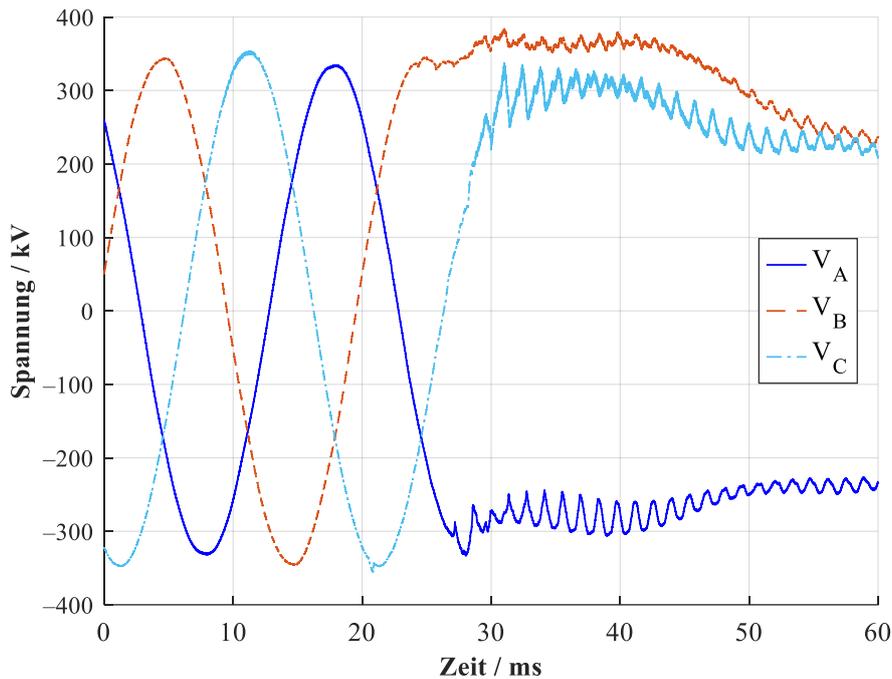


Abbildung 6. Transienten, gemessen während der Ausschaltung der Freileitung.

Nach dem Schaltvorgang fallen die Spannungen ab. Die Zeit, bis die Spannungen den Wert null erreichen, hängt von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der Verluste in der Freileitung. Außerdem kommt es zu einer Überlagerung von höherfrequenten Signalen auf niederfrequente Signale, ein Phänomen, das dem Effekt der Wanderwelle zugeschrieben wird.

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die Bedeutung der Messung und Bewertung von elektromagnetischen Transienten und der Netzqualität nimmt mit der zunehmenden Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz zu. In dieser Arbeit wurde ein Messsystem auf Basis kapazitiver elektrischer Feldsensoren vorgestellt, das aufgrund seiner breiten Frequenzantwort schnelle Transienten genau messen kann. Das System wurde ein Jahr lang in einem Hochspannungs-Umspannwerk installiert und hat 142 Transientenereignisse aufgezeichnet. Die Leistungsfähigkeit des Systems wurde in realen Anwendungen demonstriert. Der Installationsprozess ist unkompliziert und erfordert keine Abschaltung des Schaltfelds, was seine Praktikabilität betont.

Die Kalibrierung ist ein entscheidender Aspekt für die genaue Messung von transienten Überspannungen mit dem vorgeschlagenen Messsystem. Unter Verwendung der CCC-Methode, welche die Kopplungskapazitäten zwischen den Messgeräten und den drei Phasen berücksichtigt, wurden alle relevanten Kapazitäten effektiv berechnet.

Die Ergebnisse dieser Studie betonen die Effektivität und Anpassungsfähigkeit des vorgeschlagenen Messsystems für die Langzeitüberwachung von transienten Überspannungen und der Netzqualität, insbesondere in Situationen, die eine breitbandige Frequenz erfordern. Außerdem ist es vielseitig einsetzbar zur Bewertung von Oberschwingungen und Resonanzen bei der Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz.

**LITERATUR**

- [1] Probst, F.L.; da Luz, M.V.F.; Tenbohlen, S. Modeling of a capacitive voltage transformer for evaluation of transient response in conformity with the IEC 61869-5 Standard. *Electr. Power Syst. Res.* 2023, 223, 109591. ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109591>.
- [2] CIGRE TB 881: Electromagnetic Transient Simulation Models for Large-Scale System Impact Studies in Power Systems Having a High Penetration of Inverter-Connected Generation; WG C4.56; 2022.
- [3] CIGRE TB 577A: Electrical transient interaction between transformers and the power system - Part 1: Expertise; JWG A2/C4.39; 2014.
- [4] CIGRE TB 577B: Electrical transient interaction between transformers and the power system - Part 2: Case studies; JWG A2/C4.39; 2014.
- [5] Povh, D.; Volcker, O.; Bizjajak, G.; et al. Calculation of Transient Phenomena. Joint International Power Conference "Athens Power Tech" Proceedings, Athens, Greece, 1993, pp. 738–743 vol. 2.
- [6] Tong, L.; Liu, Y.; Chen, Y.; Su, S.; Liang, P. A CVT based lightning impulse wave measuring method using convolutional neural network. In Proceedings of the 2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Wuhan, China, 20–30 May 2021; pp. 1–6.
- [7] Zare, M.; Mirzaei, A.; Askarian Abyaneh, H. Designing a compensating electronic circuit to enhance capacitive voltage transformer characteristics. In Proceedings of the 9th Power Systems Protection and Control Conference (PSPC2015), Tehran, Iran, 11–14 October 2015; pp. 12–18.
- [8] De La Hoz, M.; Chacón, J.; Sørensen, D.A.; Larrinaga, U.Z.; Barón, C.R. Harmonic measurements in a capacitive voltage transformer: Improvement considering the transformer's design parameters. In Proceedings of the 2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Vaasa, Finland, 6–8 December 2021; pp. 1–6.
- [9] Fu, C.Z.; Si, W.R.; Zhao, D.D.; Huang, H.; Jin, H.; Zhao, W.B. Research on the method for transient overvoltage measurement using CVT within a capacitor C3. In Proceedings of the 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Xi'an, China, 25–28 September 2016, pp. 1028–1030.
- [10] Probst, F.L.; Beltle, M.; Tenbohlen, S. Measurement of Transient Overvoltages by Capacitive Electric Field Sensors. *Sensors* 2024, 24, 1357. <https://doi.org/10.3390/s24051357>.
- [11] Probst, F.L.; Beltle, M.; Gerber, M.; Tenbohlen, S.; Alsdorf, K.A. Measurement of switching transient overvoltages with a capacitive electric field sensor. *Electr. Power Syst. Res.* 2023, 223, 109619. ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109619>.
- [12] Probst, F.L.; Beltle, M.; Gerber, M.; Tenbohlen, S.; Alsdorf, K.A. Using capacitive electric field sensors to measure transient overvoltages: A case study. In Proceedings of the International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Glasgow, Scotland, 28 August–1 September 2023.
- [13] BSS Hochspannungstechnik. PQM-800 Power Quality Monitor. PQM-800 datasheet. Available online: <https://www.bss-hochspannungstechnik.de/pdf/Datasheet%20PQM-800.pdf> (accessed on 23 February 2024).



## **Anwendungsfälle und Praxisbeispiele von Power Quality-Monitoring in der Hochspannung**

**Alexander Lübke**  
Hubert Göbel GmbH  
a.luebke@hgmes.de  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Für das Gelingen der Energiewende wird auch das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Deutschland aus- bzw. umgebaut. Dies ist nötig, um den künftigen Anforderungen an den Netzbetrieb gerecht zu werden. Zur Steigerung der Übertragungskapazität müssen die Freileitungs- und Kabelstrecken verstärkt oder um neue Strecken erweitert werden, sodass der Windstrom von der Nord- und Ostsee auch im Süden Deutschlands zur Verfügung steht. Um mehr Flexibilität ins System zu bekommen und das Netz gleichermaßen stabil zu halten, werden vermehrt dynamische Kompensationsanlagen und Speicher installiert. Mit der Abschaltung der Kern- und Kohlekraftwerke und dem Zubau von neuen Netzanschlüssen für Elektrolyseure und große PV- und Windparks verändern sich auch die Anschlussnehmer am Hoch- und Höchstspannungsnetz.

Bei all den Veränderungen müssen die Netzbetreiber gewährleisten, dass die Qualität der bereitgestellten Netzspannung nicht unter der Energiewende leidet und den Vorgaben der DIN EN 50160 entspricht. Die Netzspannung kann durch eine Vielzahl von lokalen Effekten beeinträchtigt werden, wie Spannungsbandverletzungen durch eine veränderte Lastflusssituation, Spannungsverzerrung durch eine weite Verbreitung von Frequenzumrichtern für die AC/DC-Wandlung, Auftreten von Resonanz-Effekten durch den Wandel in der Netzstruktur, etc. Um Ausfälle in der Energieversorgung zu vermeiden, gibt es entsprechende „Power Quality Meter“, die der Analyse der Spannungs- und Stromqualität dienen. In der Hoch- und Höchstspannungsebene eignen sich jedoch die im Netz verbauten konventionellen Spannungswandler nur bedingt für diese Anwendung. Lösungen, wie spezielle Spannungsteiler, existieren zwar auf dem Markt, jedoch wird hierfür zusätzlicher, selten vorhandener Platz in der Anlage benötigt, weshalb eine flächendeckende Überprüfung der Spannungsqualität bisher selten realisiert ist.

Angesichts des laufenden Netzausbaus sollten frühzeitig die Möglichkeiten zum Power Quality-Monitoring bei der Planung von Neu- und Bestandsanlagen berücksichtigt werden. Der Vortrag widmet sich dem Thema „Power Quality-Monitoring“ und zeigt mit konkreten Anwendungsfällen den Mehrwert solcher Systeme. Es werden verschiedene Arten eines möglichen Monitorings (Einzelmessstelle, netzübergreifendes Monitoring, temporäres Monitoring) erläutert und mit Praxisbeispielen aus dem Berufsalltag ergänzt. Es soll aufgezeigt werden, wie solche Monitoringsysteme eine Möglichkeit bieten, tiefere Einblicke ins Netz zu bekommen und dadurch den Netzbetrieb sicherer zu gestalten.



## Anwendungsfälle und Praxisbeispiele von Power Quality-Monitoring in der Hochspannung

12.06.2024 | Stuttgarter Hochspannungssymposium

Alexander Lübke, Hubert Göbel GmbH



Diagnose  
Netzqualität  
Analyse

## Agenda

1. Power Quality von der Nieder- bis zur Höchstspannung
2. Monitoring - von der Einzelmessstelle zum netzübergreifenden System
3. Anwendungsfälle von PQ-Monitoring
4. Praxisbeispiele
5. Zusammenfassung

# PQ von der Nieder- bis zur Höchstspannung

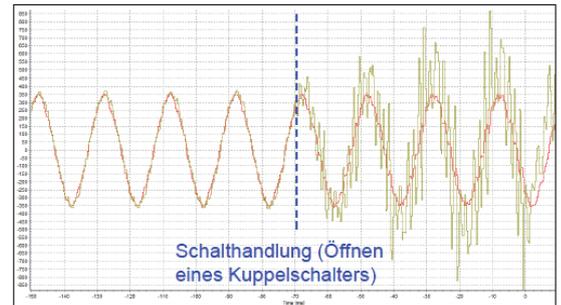
	NS	MS	HS/HöS
Anlagenanzahl			
Emissionen			
Kompensation			
Resonanzen	< 2,5 kHz	< 2 kHz	< 1 kHz
Kosten			

# PQ von der Nieder- bis zur Höchstspannung

	NS	MS	HS/HöS
Anlagenanzahl			
<b>Kenntnis von und Bewusstsein über die Bedeutung der Power Quality</b>			
Kompensation			
Resonanzen	< 2,5 kHz	< 2 kHz	< 1 kHz
Kosten			

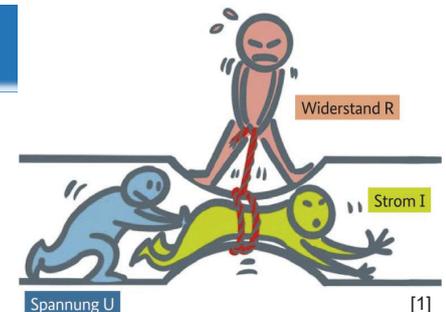
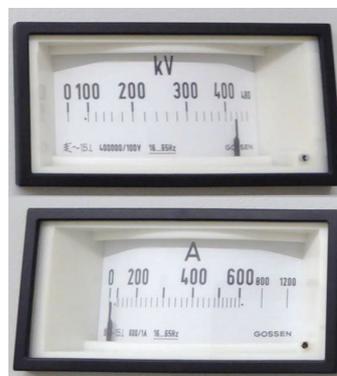
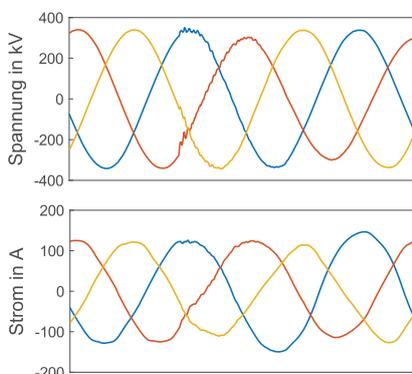
# Power Quality - Auswirkungen

- Netzbetreiber haftet für Schäden beim Kunden (Produkthaftungsgesetz), wenn gelieferte Elektrizität nicht Anforderungen der DIN EN 50160 entspricht.
- Betriebsmittel und Einrichtungen im Netz sind für eine „gute Spannungsqualität“ ausgelegt
  - Störungen bei Überschreitung der Verträglichkeitspegel
  - Thermische Alterung und Zerstörung der Isolation
  - Alterung von Kondensatoren
  - Überschreitung von Lärmemissionsgrenzwerten
- Gefährdung der Resonanzstabilität beim Netzausbau
  - Zerstörung von Komponenten beim Anregen von schwach bedämpften Schwingkreisen



# Power Quality - nur $U = R \cdot I$ ?

- Spannung, Strom und Impedanz sind mehr als nur drei (Effektiv-)Werte, wenn man richtig hinsieht!

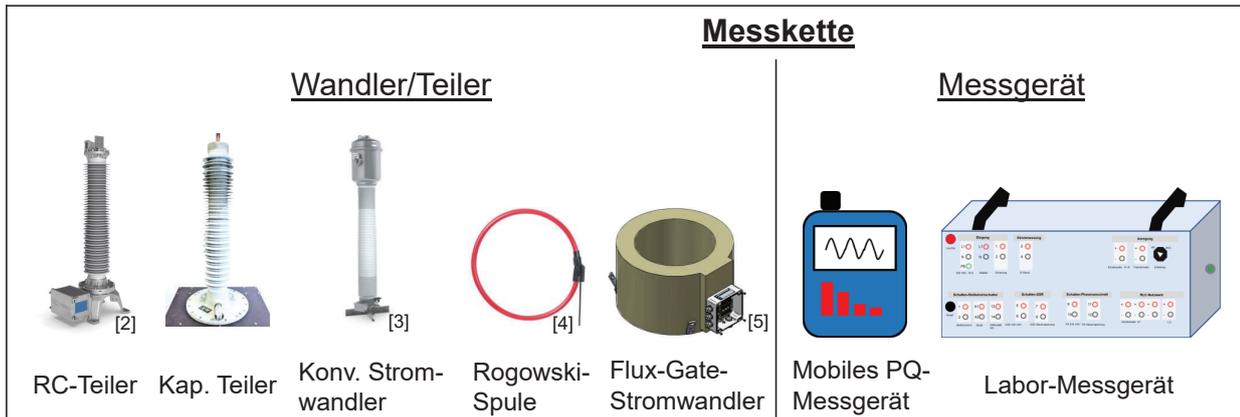


[1]

- Um Veränderungen der PQ feststellen zu können ist eine präzise Spannungs- und Strommessung essenziell

# Power Quality - nur $U = R \cdot I$ ?

- Wie messe ich jetzt Ströme und Spannungen in der HS/HöS richtig? Das kommt drauf an!



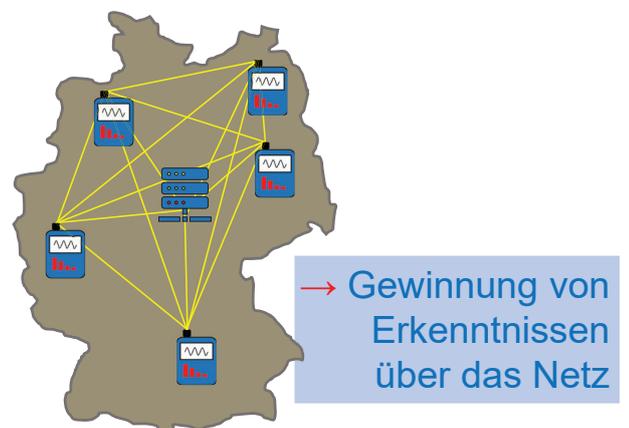
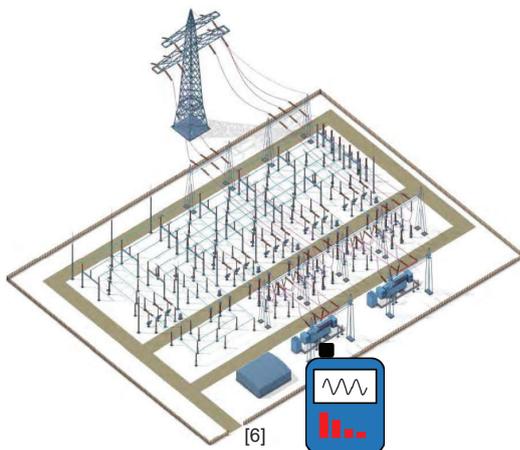
Alexander Lübke | Stuttgarter Hochspannungssymposium 2024

7

# Power Quality-Monitoring

...von der Einzelmessstelle

... zum netzübergreifenden System

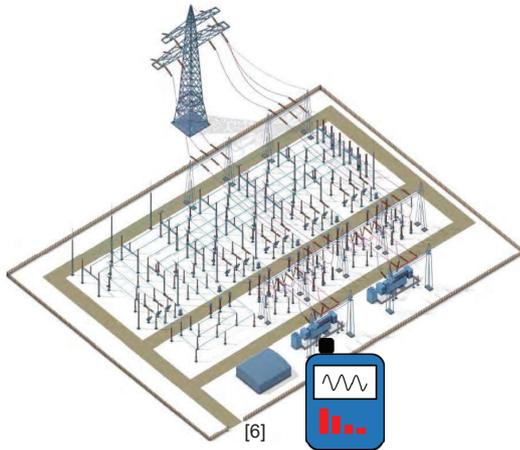


Alexander Lübke | Stuttgarter Hochspannungssymposium 2024

8

# Anwendungsfälle von PQ-Monitoring

...von der Einzelmessstelle

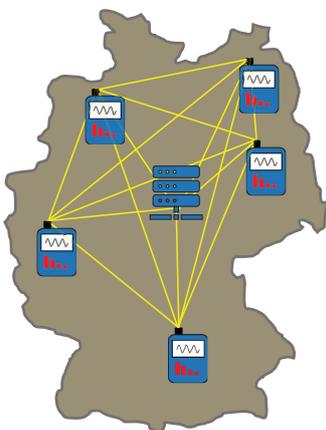


**Ziel: Beobachtung von lokalen Phänomenen**

- Aufzeichnung von transienten Spannungsänderungen
  - Flicker durch Umrüstung von Gas- auf Lichtbogenöfen
  - Oberschwingungsspannungen zur Bestimmung der Netzbelastung (Hintergrundharmonische)
  - Oberschwingungsströme zur Überprüfung der Betriebsmittelauslegung und Bewertung von Kundenanlagen
- Was haben meine Betriebsmittel im Laufe der Betriebszeit an Belastungen gesehen? Power Quality als Schutzmaßnahme

# Anwendungsfälle von PQ-Monitoring

... zum netzübergreifenden System

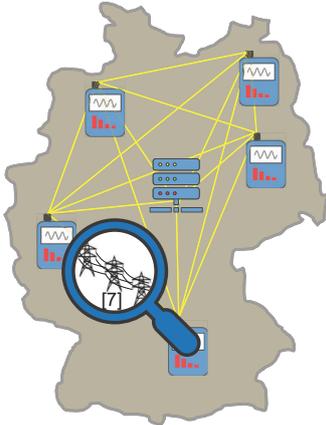


**Ziel: Überblick über alle Standorte**

- Identifizierung von PQ-Hotspots
  - Netzresonanzeffekte
  - Veränderungen durch Umstieg von konventionellen Großkraftwerken auf dezentrale Erzeuger
  - Abgleich und Verbesserung von Netzmodellen
- Deckt sich mein Verständnis vom System mit der Realität?

# Anwendungsfälle von PQ-Monitoring

... bis hin zu temporären Messungen zur tieferen Analyse von Effekten



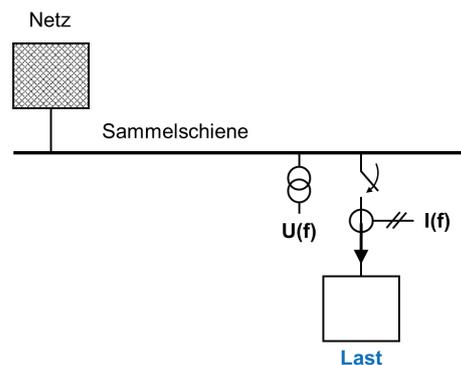
Ziel: Erkenntnisgewinnung über das Verhalten der Betriebsmittel

- Abgleich und Verbesserung von Netzmodellen
  - Messung von Netzimpedanzen, des Übertragungs- und Betriebsverhalten von Kabeln/Freileitungen, eingekoppelten Effekten, etc.
- Beurteilung der Herkunft von erhöhten Lärmemissionen bei Transformatoren
  - DC- und Oberschwingungsströme
- Verhalten von Leistungsschalter im Betrieb
  - transiente Schaltüberspannungen an Transformatoren und Drosseln
- Erfassung von Erdströmen im Netzbetrieb

Alexander Lübke | Stuttgarter Hochspannungssymposium 2024

# Praxisbeispiele - Einzelmessstelle

- Bestimmung der aktuellen PQ-Situation für die Ausschreibung von Neuanlagen
- Beurteilung von Netzurückwirkungen
  - z.B. Statcom-Anlagen, Batteriespeicher, PV-Parks



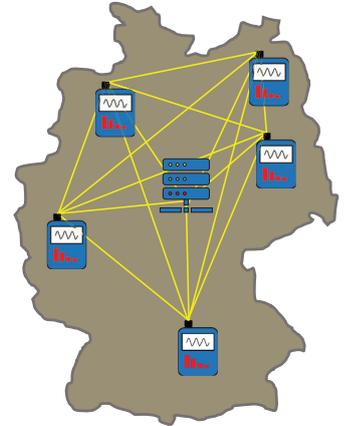
[8]



Alexander Lübke | Stuttgarter Hochspannungssymposium 2024

# Herausforderungen - Netzübergreifendes Monitoring

- Auswahl geeigneter Messstellen
- Verwendung der vorhandenen Messwandler?
  - Übertragungsverhalten nachmessen



# Praxisbeispiele - Durchführungsteiler



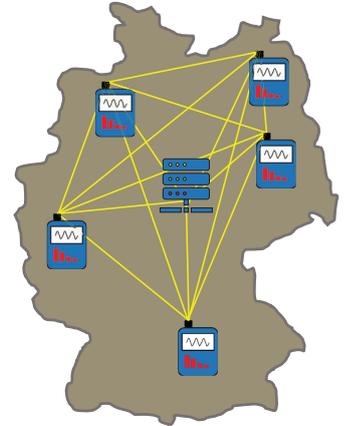
- Alternative zum RC-Teiler
- Platzsparende Nachrüstung für 110-380 kV
- Anfertigung nach Kundenwunsch
- präzise Erfassung von Oberschwingungen

Spannungsebene	Übertragungsverhalten 30 Hz bis 20 kHz	
	Amplitudenfehler	Phasenwinkelfehler
110 kV bis 400 kV	< 5 %	< 1 °



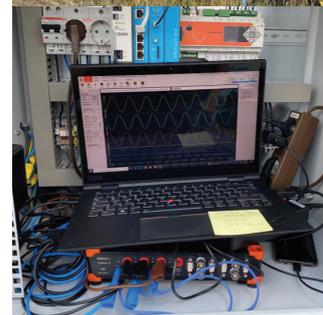
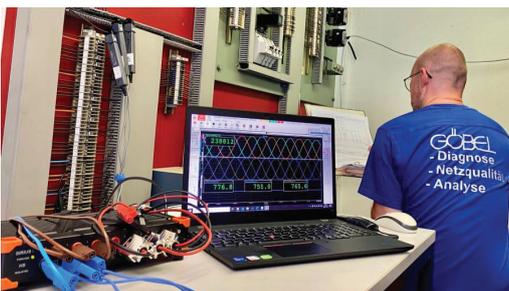
# Herausforderungen - Netzübergreifendes Monitoring

- Auswahl geeigneter Messstellen
  - Verwendung der vorhandenen Messwandler?
    - Übertragungsverhalten nachmessen
  - Verarbeitung großer Datenmengen (Übertragung, IT-Security, Speicherung, Aufbereitung)
  - Intelligente Identifikation von Veränderungen in der PQ/im Netz
  - Lokalisierung von Unterschieden und Schwerpunkten von Power Quality-Effekten
- Proaktives Arbeiten am Netz von Morgen



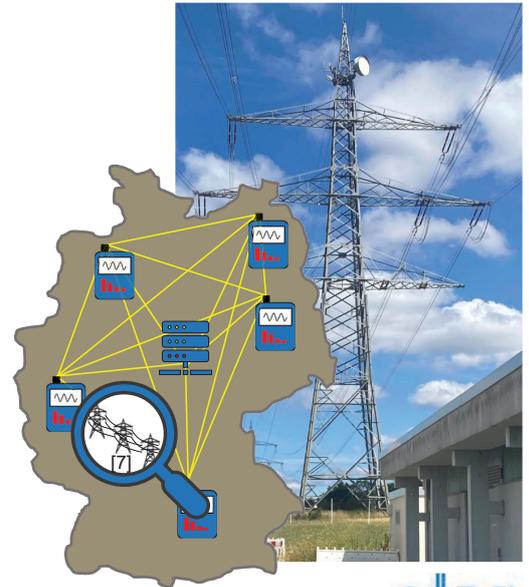
# Praxisbeispiele - Sondermessung

- Verwendung der bereits aufgebauten/ vorhandenen Infrastruktur
- spezifische Messgeräte zur Untersuchung der Fragestellung



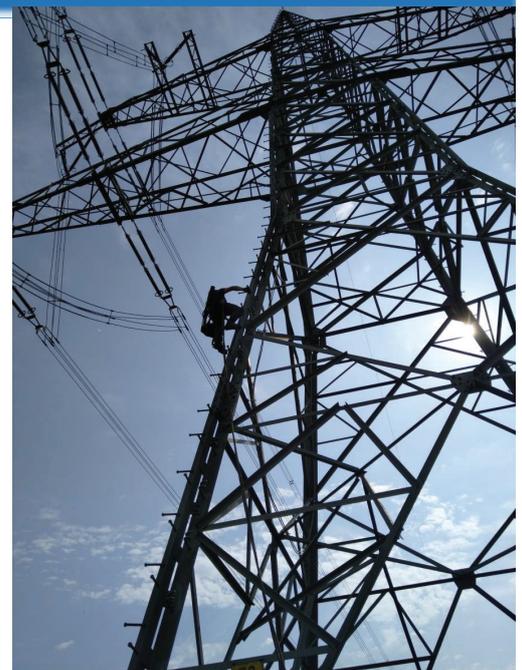
## Praxisbeispiele - Sondermessung

- neue Simulationstools bieten umfangreichere Betriebsmittelmodelle an
- Bestimmung von nötigen Modellparametern
- Gewinnung von Erkenntnissen über die realitätsgetreue Nachbildung
- z.B. frequenzabhängige Nachbildung von
  - Freileitungen
  - Netzimpedanzen



## Zusammenfassung

- Power Quality ist mehr als nur 
- Einzelmessstellen- und netzübergreifendes Monitoring haben ihre Relevanz
- Möglichkeit tiefere Einblicke ins Netz zu bekommen und dadurch den Netzbetrieb sicherer zu gestalten.
  - Belastung der Betriebsmittel (z.B. durch Transiente)
  - Verhalten der Betriebsmittel
  - bessere Modelle und Vorhersagen
  - wirtschaftlichere Strategie beim Netzausbau





**GÖBEL**

**Ansprechpartner**  
Alexander Lübke  
Tel.: +49 2383 6189 698  
Mobil: +49 175 7616 547  
Mail: a.luebke@hgmes.de

**Hubert Göbel GmbH**  
Siemensstraße 42  
D-59199 Bönen

**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**



Diagnose  
Netzqualität  
Analyse

## Bildquellen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Roadmap Systemstabilität“, 11.2023. [Online]. Verfügbar: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=12) [zuletzt besucht: 12.04.2024].
- [2] [Online]. Verfügbar: <https://www.pfiffner-group.com/de/produkte-loesungen/details/ohmsch-kapazitiver-spannungsteiler-rof> [zuletzt besucht: 03.04.2024].
- [3] [Online]. Verfügbar: <https://www.pfiffner-group.com/de/produkte-loesungen/details/inductive-current-transformer-jgf> [zuletzt besucht: 03.04.2024].
- [4] [Online]. Verfügbar: <https://www.amazon.de/Chauvin-Arnoux-AmpFlex-A110-3-30-300-3000A/dp/B075THJ6SP> [zuletzt besucht: 03.04.2024].
- [5] [Online]. Verfügbar: <https://senseleq.com/> [zuletzt besucht: 03.04.2024].
- [6] T. Frinken, „Auslastung des Übertragungsnetzes bei sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien“, Fachhochschule Köln, 21.03.2014. [Online]. Verfügbar: [https://www.100pro-erneuerbare.com/netze/publikationen/2014-03-Frinken/Frinken-Uebertragungsnetz-Masterarbeit\\_2014-03.pdf](https://www.100pro-erneuerbare.com/netze/publikationen/2014-03-Frinken/Frinken-Uebertragungsnetz-Masterarbeit_2014-03.pdf) [zuletzt besucht: 03.04.2024].
- [7] [Online]. Verfügbar: <https://de.vecteezy.com/vektorkunst/6693116-elektrischer-turm-overhead-power-line-symbol-vorlage-schwarze-farbe-bearbeitbar-elektrischer-turm-overhead-power-line-symbol-symbol-flachevektor-illustration-fur-grafik-und-web-design> [zuletzt besucht: 03.04.2024].
- [8] [Online]. Verfügbar: <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2019/F%C3%BCr-sicheren-Strom-an-Rhein-und-Main.html> [zuletzt besucht: 03.04.2024].



## **Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern über Mittelspannungs-DC-Netze**

**Stephan Rupp**

Maschinenfabrik Reinhausen  
S.Rupp@reinhausen.com  
Germany

**Matthias Hemken**

Technische Universität Dresden  
matthias.hemken@tu-dresden.de  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Im Zuge der Energiewende findet ein kräftiger Ausbau der Stromnetze mit erneuerbaren Erzeugern statt, vorrangig PV-Anlagen und Windparks. Um dem schwankenden Angebot im Tages- (PV) und Monatsverlauf (Wind) entgegenzuwirken, werden in den Netzen außerdem Energiespeicher installiert: Batteriespeicher für den Tagesverlauf, gefolgt von Elektrolyse-Anlagen und Brennstoffzellen mit Wasser und Wasserstoff als Speicher für den Bedarf einiger Wochen. Auf diese Weise ist ein kontinuierlicher Betrieb der Netze mit erneuerbaren Erzeugern möglich. Allerdings werden erneuerbare Erzeuger im Netz nach dem heutigen Stand der Technik nur im Einspeisemodus als Stromquellen betrieben. Zur Bereitstellung der Spannung, Momentanreserve und Regelleistung sind in den Netzentwicklungsplänen weiterhin konventionelle Kraftwerke vorgesehen, v.a. durch einen Netzausbau mit Gaskraftwerken. Vorliegender Beitrag beschreibt ein Konzept, bei dem erneuerbare Erzeuger wie konventionelle Kraftwerke agieren und gänzlich auf fossile Brennstoffe verzichtet werden kann. Werden größere Anlagen in dieser Betriebsweise geführt, ist ein Ausbau der Netze mit konventionellen Kraftwerken nicht mehr erforderlich. Da in dieser Betriebsweise insgesamt mehr Kraftwerksleistung im Netz verfügbar ist, werden die Netze resilienter gegen Störungen; die elektrische Energieversorgung wird sicherer. Das Konzept ist ein Ergebnis des Forschungsprojektes AC2DC Phase 1 (mit Förderung des BMWK), in dem der Einsatz von Gleichspannungssystemen im Stromnetz auf Mittelspannungsebene untersucht wurde. Gleichspannungsnetze in der Mittelspannung ermöglichen die kostengünstige Anbindung erneuerbarer Erzeuger und sind Voraussetzung für die Betriebsweise der Anlagen als Kraftwerke. Das beschriebene Konzept wurde im Projekt mit Hilfe von Netzsimulationen erarbeitet. Der mögliche Einsatz soll in der Anfang 2024 begonnenen Phase 2 des Projekts AC2DC vertieft und durch Versuche im Feld überprüft und nachgewiesen werden.

## 1 EINLEITUNG – KÜNFTIGES STROMNETZ

Durch den Rückbau von Kohlekraftwerken und den Ausbau der erneuerbaren Energien im Zuge der Energiewende steigt der Anteil erneuerbarer Erzeuger in den Stromnetzen.

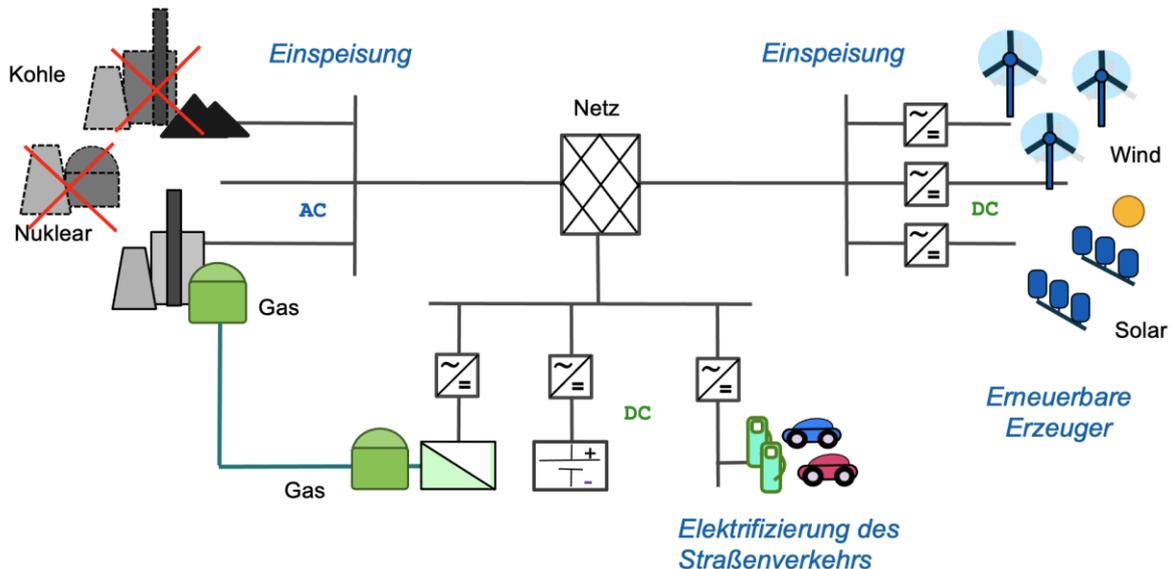


Abbildung 1. Energiewende im Stromnetz

Um die Fluktuationen in der Erzeugung und somit die geringeren Volllaststunden auszugleichen, übersteigt hierbei die Anschlussleistung der erneuerbaren Erzeuger deutlich die Leistung der zurückzubauenden konventionellen Kraftwerke. Gleichzeitig steigt der Bedarf an elektrischer Energie durch die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und durch Wärmeerzeugung mit Hilfe von Wärmepumpen, wie in Abb. 1 dargestellt.

Erneuerbare Erzeuger, Energiespeicher und Ladeinfrastruktur haben eins gemeinsam: Sie sind Gleichstromsysteme. Es ist daher zielführend und absehbar, dass der erforderliche Ausbau der Netze durch Gleichspannungsnetze erfolgen wird; auch in den Verteilnetzen. Im Forschungsprojekt AC2DC wurden für die Verteilnetzebene die Eigenschaften von Kabelnetzen für den Betrieb mit Gleichspannung untersucht. Als Anwendungsfall diente der im weiteren Verlauf dargestellte Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern.

## 2 NETZBILDENDER KRAFTWERKS BETRIEB

Kraftwerke stellen die Spannung im Netz bereit. Sie lassen sich als Spannungsquellen interpretieren, aus denen nach Bedarf Strom (bzw. elektrische Leistung) entnommen wird. Konventionelle Kraftwerke verfügen hierzu über Energiespeicher: Unmittelbar auf einen elektrischen Leistungssprung wird der Schwungmasse des Generator-Turbinen-Satzes die geforderte Leistung aus seiner kinetischen Energie entnommen (die sogenannte Momentanreserve). Auf die resultierende Drehzahländerung der Maschine reagiert der Leistungsregler des Kraftwerks, indem er dem Antrieb mehr Brennstoff zuführt. Die auf Dauer benötigte Energie wird somit dem Dampfkessel, dem Kohlebunker, den Brennstäben bzw. der Gasturbine und dem Gasnetz entnommen. Dieser zweite, langsamere verfügbare Leistungsanteil wird zunächst solidarisch von allen Kraftwerken als sogenannte Primärregelleistung erbracht und anschließend nach dem Verursacherprinzip durch sekundäre Regelleistung abgelöst.

## 2.1 Regelungskonzept

Während Kraftwerke als Spannungsquellen betrieben werden, arbeiten erneuerbare Erzeuger heute vorwiegend als Stromquellen im Einspeisebetrieb: Sie speisen Strom ins Netz. Die erzeugte Leistung von Wind bzw. Sonne wird dabei als Wirkleistung bedarfsunabhängig ins Netz gespeist. Die Blindleistung ist innerhalb der Bemessungsgrenzen des Wandlers prinzipiell frei wählbar und muss gemäß der Vorgaben des Netzbetreibers im Rahmen der Netzanschlussrichtlinien bereitgestellt werden. Abb. 2 zeigt auf der linken Seite das Regelungskonzept für stromgeführte Anlagen im Netz. Diese Betriebsart gilt grundlegend auch für alle Verbraucher am Netz: Diese entnehmen dem Netz Strom.

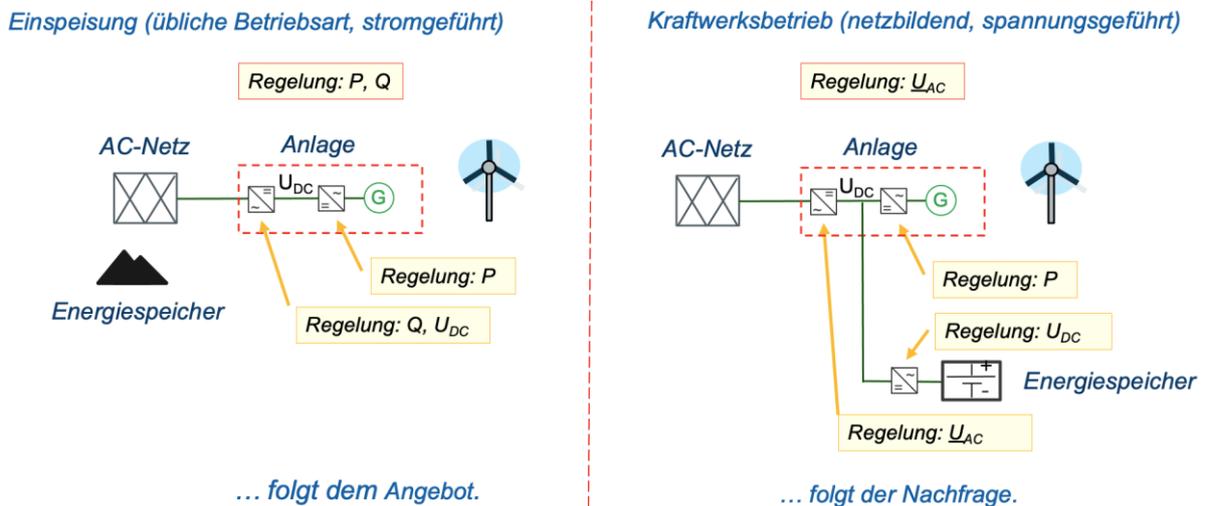


Abbildung 2: Regelstrategien im Netz

Prinzipiell ist aber auch ein spannungsgeführter Betrieb erneuerbarer Erzeuger möglich. Die rechte Seite in Abb. 2 zeigt diesen Betrieb der Konverter. Der AC/DC-Wandler arbeitet als Spannungsquelle im Netz und stellt Leistung nach Bedarf bereit (bzw. nimmt Leistung nach Bedarf auf). Die Regelung der Erzeugungsanlage (Wind bzw. PV) bleibt hierbei unverändert: Die Erzeugung von Wirkleistung folgt dem Angebot von Wind und Sonne. Um den spannungsgeführten Kraftwerksbetrieb aufrecht zu erhalten, wird nicht benötigte Leistung in einem Energiespeicher zwischengelagert (in Abb. 2 als Batteriespeicher dargestellt). Dieser sorgt für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Regelungstechnisch hält der Wandler des Energiespeichers die Spannung im DC-Zwischenkreis konstant.

## 2.2 Voraussetzungen im Netz

Der Kraftwerksbetrieb erneuerbarer Erzeuger mit Hilfe verteilter Energiespeicher in den einzelnen Anlagen ist weder praktikabel noch technisch möglich: Da Windanlagen und PV-Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik über Niederspannungswandler und Transformatoren an 20-kV-Netze angebunden sind, finden sich auf dem Weg zum Anschluss ans Übertragungsnetz mindestens zwei weitere Transformatoren: 20kV/110kV und 110kV/380kV. Konventionelle Kraftwerke werden hingegen über einen Maschinentransformator direkt am Übertragungsnetz betrieben: Der Weg ist kurz, die Impedanz klein. Eine Erzeugungsanlage im Verteilnetz würde im spannungsgeführten Betrieb wegen der großen Impedanz der Anbindung keinen nennenswerten Beitrag zur Leistung an das Übertragungsnetz liefern. Davon abgesehen wäre die Anbindung verteilter Energiespeicher in den einzelnen Anlagen viel zu aufwändig. Stattdessen muss eine Änderung der Netzanbindung gemäß Abb. 3 erfolgen.

Durch das Einführen eines Gleichspannungsnetzes auf der Verteilebene im Windpark, wie im rechten Teil von Abb. 3 dargestellt, lassen sich so die Probleme lösen: (1) Alle Anlagen sind vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken nur über einen Transformator ans Übertragungsnetz angebunden. Der netzseitige Wandler arbeitet wie eine HGÜ-Kopfstation. (2) Energiespeicher einschließlich Kondensatorspeicher, Batteriespeicher, Anlagen zur Elektrolyse und Brennstoffzellen lassen sich

zentral, mit großer Leistung direkt am MVDC-Verteilnetz betreiben. Anwendungsfälle und Eigenschaften der Gleichspannungsnetze finden sich in [1], [2] und [3], die Betriebsart der Kopfstation ist in [4] beschreiben.

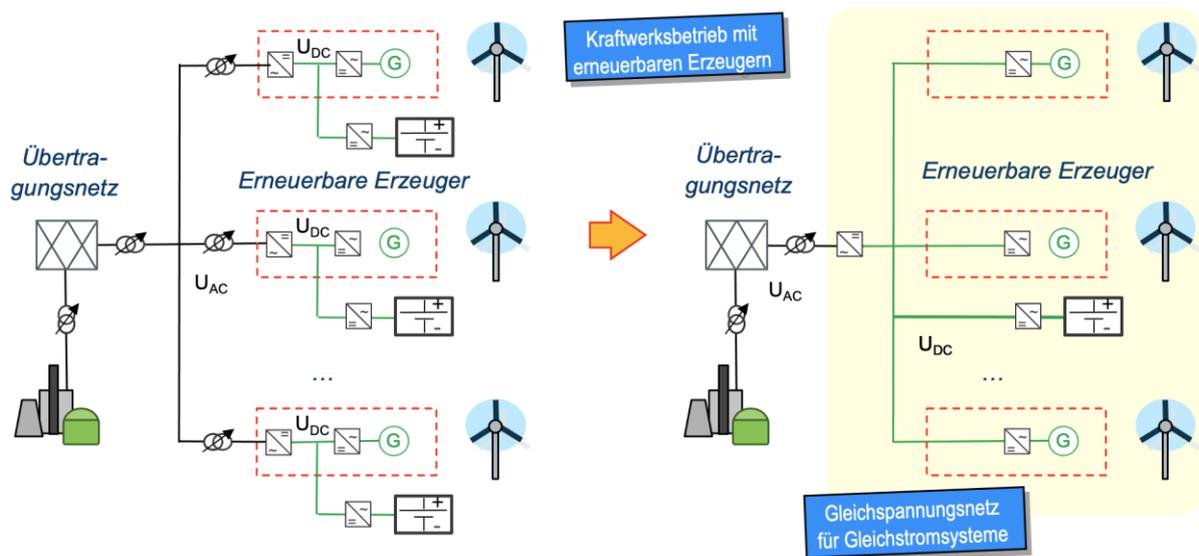


Abbildung 3: Gleichspannungsnetze zur Anbindung erneuerbarer Erzeuger einschließlich Energiespeicher

### 3 KONZEPT ZUR TECHNISCHEN REALISIERUNG

#### 3.1 Stand der Technik

Nach dem heutigen Stand der Technik werden große erneuerbare Erzeugungsanlagen wie z.B. Windparks über 110-kV-Verteilnetze angebunden. Die Anlagen werden zunächst mit Hilfe von Niederspannungstransformatoren auf 20 kV transformiert. Pro Windrad werden Leistungen bis zu 6 MW mit Hilfe von 20-kV-Kabeln zu Umspannwerken geführt, an einer 20-kV-Sammelschiene zusammengeführt und auf 110 kV transformiert.

Die 110-kV-Netze sind in der Regel als Doppelsysteme auf Freileitungen ausgeführt und führen über Entfernungen von bis zu 50 km die Leistung in einen von zwei Einspeisepunkten ins Übertragungsnetz. Für den erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Erzeuger sind somit umfangreiche Baumaßnahmen für Umspannwerke und Leitungstrassen erforderlich. Wegen der mangelnden Akzeptanz weiterer Freileitungen sind Netzbetreiber zudem angehalten, neue 110-kV-Netze als Kabelsysteme auszuführen.

#### 3.2 DC-Verteilnetz mit $\pm 55$ kV als Alternative zum 110 kV Netz

Untersuchungen im Projekt AC2DC in der Phase 1 haben ergeben, dass sich konventionelle 20-kV-AC-Kabel zum Betrieb mit bis zu 60 kV DC eignen. Für das DC-Kabelnetz erhält man für zwei 3-er Bündel (mit jeweils positiver und negativer Polarität) mit Querschnitt 240 mm<sup>2</sup> pro Leiter vergleichbare Transportleistungen wie mit 110-kV-Freileitungen. Hierzu ist zu bemerken, dass bei einem 110-kV-Kabelsystem die Spannung auf einem Kabel (zwischen Leiter und Kabelmantel) nicht 110 kV beträgt, sondern 64 kV. Somit arbeitet ein 60-kV-DC-System in einem vergleichbaren Spannungsbereich. Die Verlegung der genannten Kabelbündel ist in 20-kV-AC-Netzen Stand der Technik.

Die Topologie der 110-kV-Freileitungsnetze wird bei dem Konzept beibehalten. Abb. 4 zeigt das DC-Verteilnetz mit Einspeisepunkten ins Übertragungsnetz. Das Netz ist mit zwei  $\pm 55$  kV Systemen redundant ausgeführt. Die elektrische Entfernung von den Anlagen zum Einspeisepunkt beträgt ca. 50 km.

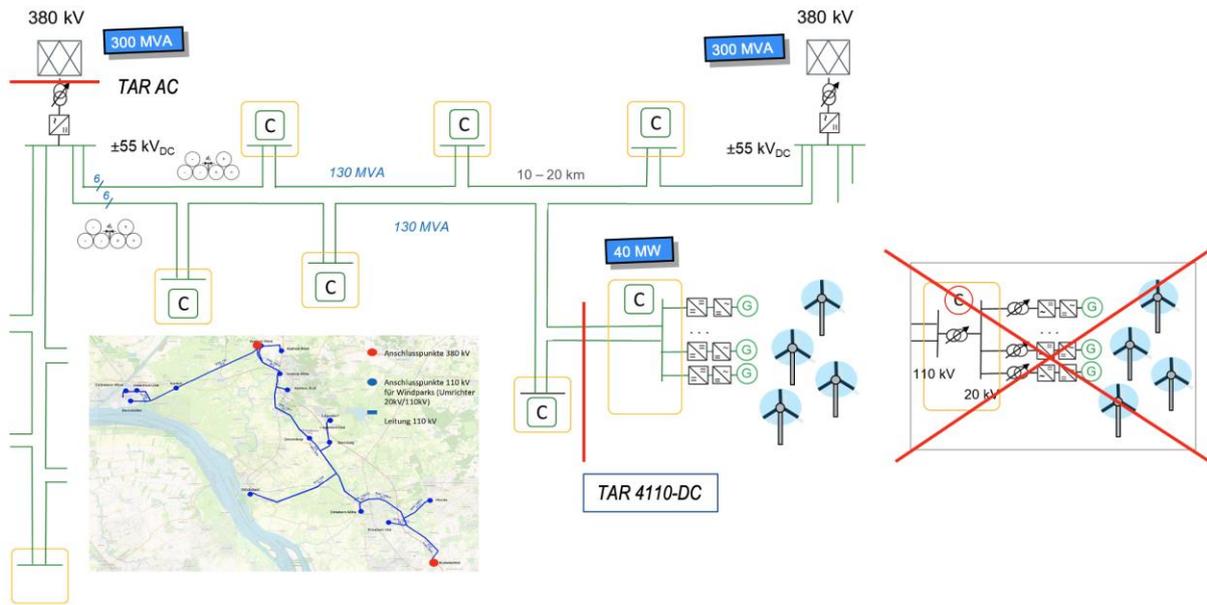


Abbildung 4: MVDC-Kabelnetz als Alternative zu 110 kV AC-Verteilnetzen

Die Anlagen (Windparks) sind an den Referenzpunkten C ans Verteilnetz angebunden. Da auf eine weitere Spannungsebene verzichtet wurde, entfallen die Umspannwerke: Zum Anschluss ans DC-Verteilnetz und zum Anschluss der Anlagen genügt eine Sammelschiene mit Schutzbeschaltung. Diese Verteiler lassen sich in Containern unterbringen und vorkonfigurieren, was den Ausbau der Netze beschleunigen sollte.

### 3.3 Betriebskonzept der Anlagen

Die Betriebsführung der meisten Anlagen an einem Referenzpunkt C bleibt gemäß Abb. 5 unverändert: Erzeugungsanlagen (Windräder bzw. PV-Anlagen) bleiben stromgeführt, ebenso Anlagen zur Hydrolyse und Brennstoffzellen. Für solche Anlagen ergibt sich für den Kraftwerksbetrieb kein Unterschied. Nur Batteriesysteme arbeiten im spannungsgeführten Betrieb und sorgen für den Ausgleich der Leistungsbilanz am Referenzpunkt C.

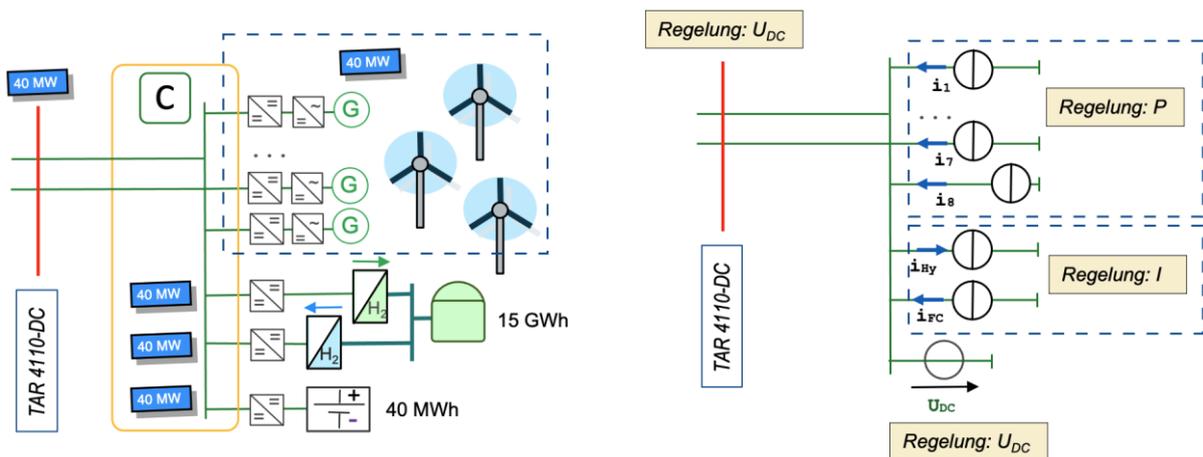


Abbildung 5: Containerstation mit Anlagen

Der Anschluss aller Anlagen an das MVDC-Verteilnetz erfolgt über Gleichspannungstransformatoren (DC/DC-Wandler). Diese arbeiten vergleichbar mit konventionellen Transformatoren mit stabilem Übersetzungsverhältnis (bzw. mit geregelter Übersetzungsverhältnis), unabhängig von der Betriebsart der Anlagen. Somit sind an den Anlagen auch zur Anbindung an das MVDC-Verteilnetz keine besonderen Anforderungen zu erfüllen.

### 3.4 Betriebskonzept des Verteilnetzes

Im Unterschied zu AC-Verteilnetzen tritt in DC-Verteilnetzen im Betrieb keine Blindleistung auf. Eine Netzfrequenz als Leistungsindikator steht nicht zur Verfügung. Abb. 6 zeigt die relevanten Komponenten des DC-Verteilnetzes im Kraftwerksbetrieb.

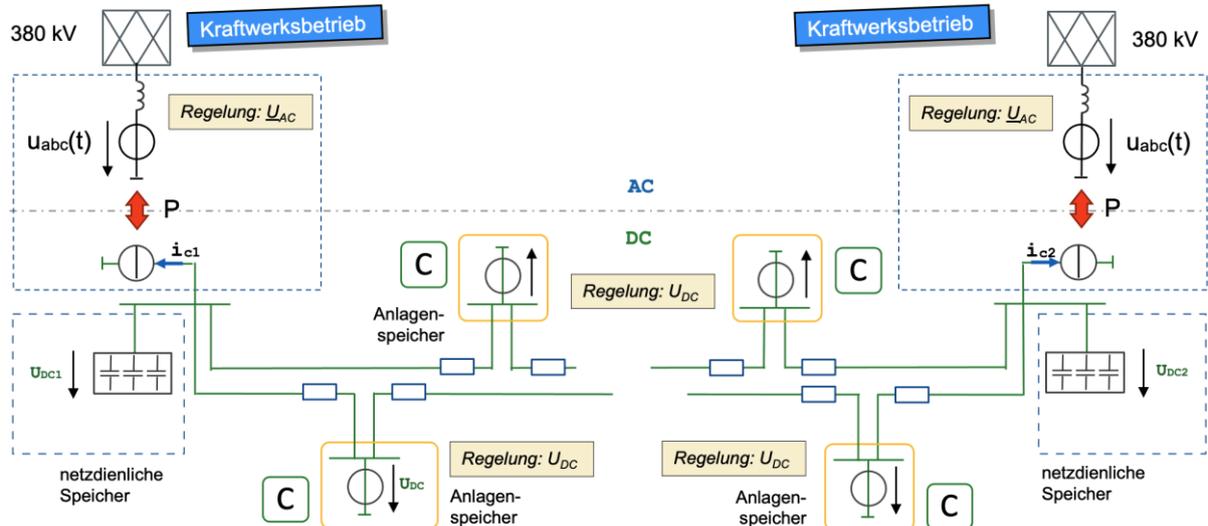


Abbildung 6: MVDC-Verteilnetz im Kraftwerksbetrieb

An den Referenzpunkten C sind nur die spannungsgeführten Systeme dargestellt, die sich auf die Batteriespeicher in Abb. 5 abbilden lassen. Diese sind die Quellen der Spannung im Netz. Zur Kommunikation des Lastzustandes steht im MVDC-Verteilnetz nur die lokale Spannung zur Verfügung. Anforderungen an die Kabelsysteme finden sich in [5] und [6].

Wird von den Einspeisepunkten am Übertragungsnetz Leistung gefordert, ergibt sich im DC-Verteilnetz ein Spannungsabfall längs der Leitungen. Da sich die Spannungsquellen an den Referenzpunkten C befinden, fällt die Spannung an den Einspeisepunkten ins Übertragungsnetz am stärksten ab. Die lokalen Leistungsbeiträge der Anlagen an den Referenzpunkten lassen sich somit abhängig von der Entfernung zu den Einspeisepunkten mit Hilfe einer lastabhängigen Spannungskennlinie  $U(I) = U_0 - R I$  mit individueller Steigung  $R$  realisieren (einer Voltage-Droop-Kennlinie).

An den Einspeisepunkten stehen schnelle Energiespeicher für die Momentanreserve zur Verfügung, z.B. Kondensatorbänke. Zur Ablösung der Momentanreserve durch Primärregelleistung lassen sich an den Einspeisepunkten Batteriespeicher verwenden, die mit den Batteriespeichern in den Anlagen am Referenzpunkt C kooperieren. Die Anbindung der Kondensator- und Batteriespeicher an das MVDC-Netz erfolgt wiederum über DC-Transformatoren.

## 4 NETZSIMULATIONEN

### 4.1 Netzbildender Betrieb mit Momentanreserve und Regelleistung

Der Betrieb der Anlagen am Referenzpunkt und der Betrieb der gesamten Netzstruktur aus Abb. 6 wurde mit Hilfe von Netzsimulationen untersucht, wobei für die Anlagen Mittelwertmodelle verwendet wurden (geregelte Stromquellen und Spannungsquellen).

Für einen stabilen, kooperativen Netzbetrieb der verbleibenden konventionellen Kraftwerke und der regenerativen Anlagen im Kraftwerksbetrieb spielt die Bereitstellung der Momentanreserve eine entscheidende Rolle. Da die Kondensatorspeicher unmittelbar an den Einspeisepunkten am Übertragungsnetz angeschlossen sind, kann die Energie instantan bereitgestellt werden. Abb. 7 zeigt hierzu den Simulationslauf für einen Lastsprung am Einspeisepunkt.

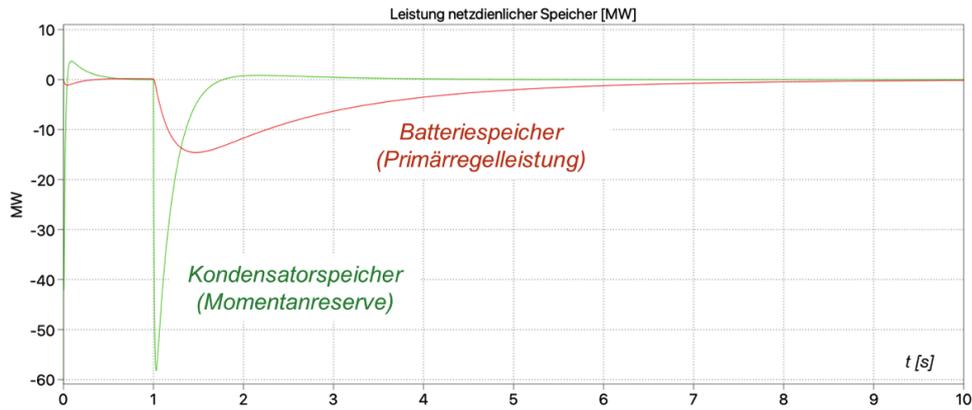


Abbildung 7: Funktion der netzdienlichen Speicher

Die durch den Leistungssprung geforderte Energie wird sofort bereitgestellt. Zur direkten Entlastung des Kondensatorspeichers kann ein Batteriespeicher am Kondensatorspeicher vorgesehen werden. Der gemessene Kondensatorstrom liefert dabei eine geeignete Führungsgröße für den Ausgleichsstrom des Batteriespeichers. Unabhängig hiervon übernehmen die Batteriespeicher in den Anlagen an den Referenzpunkten C die Sekundärregelleistung, geregelt durch einen mit dem Lastsprung verbundenen Spannungsabfall im DC-Netz. Der Batteriespeicher wird durch die auftretende Überproduktion der regenerativen Anlagen oder mittels Tertiärregelung anderer Anlagen im DC-Netz, wie das Einschalten einer Brennstoffzelle, nachgeladen.

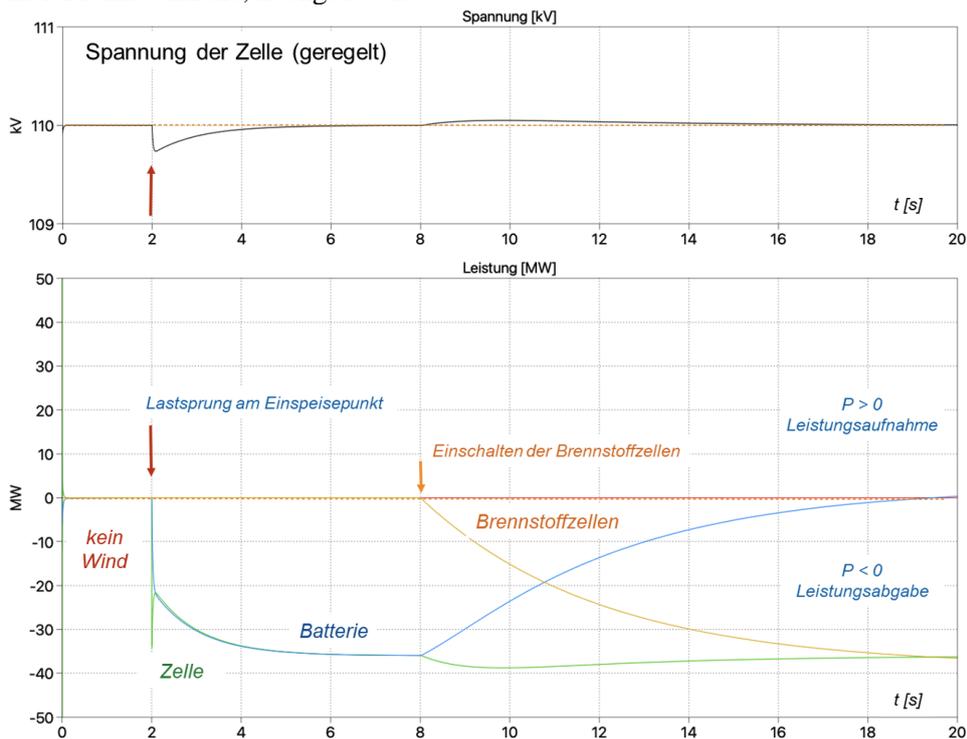


Abbildung 8: Betrieb der Anlagen im Windpark

Die regenerativen Anlagen im Windpark bleiben, wie in Abschnitt 3.3 erwähnt, alle stromgeführt. Der netzbildende spannungsgeführte Betrieb der Batteriespeicher zusammen mit den Kondensatorspeichern ist gemäß Abbildung 8 ausreichend, um Lastsprünge auszugleichen im MVDC-Netz und die übrigen Anlagen (Windräder, Elektrolyse und Brennstoffzellen) im Gleichgewicht zu halten. Sobald die stromgeführten Anlagen die Leistung übernehmen, zieht sich der Batteriespeicher zurück.

## 4.2 Verhalten bei Fehlern und Schutzkonzept

Eine Herausforderung stellt das Schutzkonzept des DC-Verteilnetzes dar: Zwar sind alle Wandler strombegrenzend, jedoch sind die Stromanstiegszeiten im Kurzschlussfall mangels Reaktanzen sehr kurz. Auch die Eingangskapazitäten der Anlagen am DC-Netz entladen sich in einen Kurzschluss auf einer Leitung. Der Schutz arbeitet nachfolgendem Prinzip:

- Anlagenschutz durch Halbleiter
- Leitungsschutz durch Lasttrennschalter
- Versorgungsunterbrechungen (VU) ca. 0,1 s

Zum Anlagenschutz werden Halbleiterschalter in Serie mit der Eingangskapazität der DC-Wandler am Anschluss an das DC-Verteilnetzes vorausgesetzt. Diese sind in der Lage, den Strom innerhalb von 10 bis 100  $\mu\text{s}$  zu unterbrechen. Der Strom der Eingangskapazitäten liefert hierbei ein geeignetes Kriterium zur Fehlerdetektion. Durch den raschen Anlagenschutz bleibt die Ladung der Anlagen in einiger Entfernung zum Fehlerort erhalten, so dass der Betrieb der Anlagen nach Fehlerklärung rasch fortgesetzt werden kann.

Zur Fehlerklärung muss die fehlerhafte Stelle (z.B. ein Kurzschluss in einem Anschlusskabel) mit Hilfe eines mechanischen Lasttrennschalters vom Netz getrennt werden. Da die Trennung weitgehend stromlos erfolgt, sind hierfür keine Leistungsschalter erforderlich. Der Lasttrennschalter sollte innerhalb von 50 ms bis 100 ms öffnen. Somit beträgt die Dauer einer Versorgungsunterbrechung (VU) im Fehlerfall etwa 0,1 s bis 0,15 s, wie in Abb. 9 dargestellt.

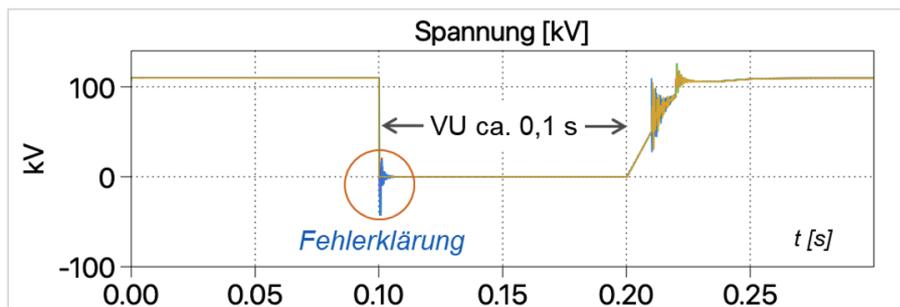


Abbildung 9: Verhalten im Fehlerfall

Da die MVDC-Netze analog zu MVAC-Netzen in einer unvermaschten baumförmigen Topologie aufgebaut sind, sind, wie auch im MVAC-Netz kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen bei Fehlern unumgänglich. In dieser Weise unterscheiden sich MVDC-Verteilnetze von multiterminalen HGÜ-Netzen: Letztere sind vermascht und bieten daher die Möglichkeit eines unterbrechungsfreien Betriebs. Auf der anderen Seite lässt sich im MVDC-Netz der Aufwand für den Schutz deutlich reduzieren. Sofern die verbleibenden Versorgungsunterbrechungen in ähnlicher Zeit wie in MVAC-Netzen geklärt werden, führen diese im Übertragungsnetz nicht zu Problemen.

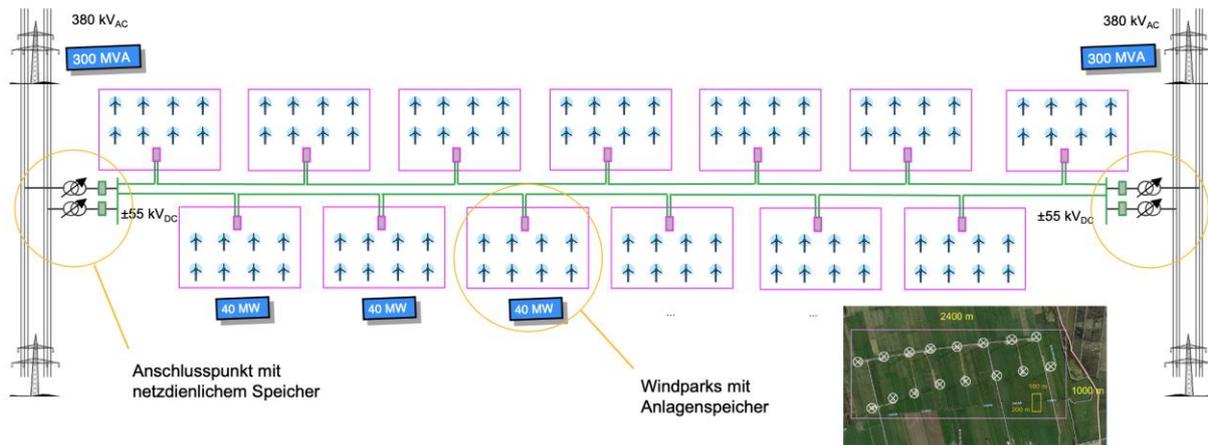


Abbildung 10: Gesamtsicht des Netzes mit Energiespeichern

Insgesamt erhält man für das MVDC-Netz mit regenerativen Anlagen die in Abb. 10 dargestellte Gesamtsicht. Die AC-DC-Wandler an den Einspeisestellen ins Übertragungsnetz arbeiten AC-seitig im spannungsgeführten, netzbildenden Betrieb und kooperieren mit den verbliebenen konventionellen Kraftwerken im Netz. An den Einspeisestellen ins Übertragungsnetz bieten netzdienliche Speicher Momentanreserve und Primärregelleistung. Die AC-DC-Wandler können wie konventionelle Kraftwerke vom Netzbetreiber geregelt werden. Der Wechsel von Momentanreserve zur Primärregelleistung ist im MVDC-Netz unabhängig von den diesbezüglichen Zeitkonstanten im Übertragungsnetz: Die Ablösung der Momentanreserve aus dem Kondensatorspeicher durch Primärregelleistung kann deutlich früher erfolgen als bei einem Kraftwerk mit Antriebsregler.

Die Speicher in den Anlagen werden durch den Anlagenbetreiber geführt, wobei die Batteriespeicher netzdienlich im spannungsgeführten Betrieb arbeiten und Sekundärregelleistung bereitstellen. Diese Speicher stellt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach dessen Vorgaben zur Verfügung.

Zum Betrieb der Anlagen am DC-Verteilnetz wird zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber eine Anschlussrichtlinie vereinbart. In Anlehnung an die Anschlussrichtlinien im AC-Netz wurde diese in den Abbildungen als „TAR 4110-DC“ bezeichnet. Allerdings unterscheidet sich eine DC-Anschlussrichtlinie erheblich von einer AC-Anschlussrichtlinie, da sich Betrieb und Schutz in einem DC-Verteilnetz komplett unterscheiden.

Als Struktur und wesentliche Inhalte einer DC-Anschlussrichtlinie wurden definiert:

- Allgemeine Vorgaben (Vorgaben für Wandler, Ausführung des Netzes, Betriebsarten der Anlagen und Wandler)
- Spannungsbereiche (Betriebsbereich, erhöhte Spannung, Überspannung, Notbetrieb, Schwarzfall)
- Spannungshaltung (Reglerkennlinien)
- Wirkleistungsabgabe (Reglerkennlinien)
- Verhalten im Fehlerfall (Zeitkonstanten für Betriebsbereiche, Fehlerklärung)
- Störspektren und Stabilität der Regelung.

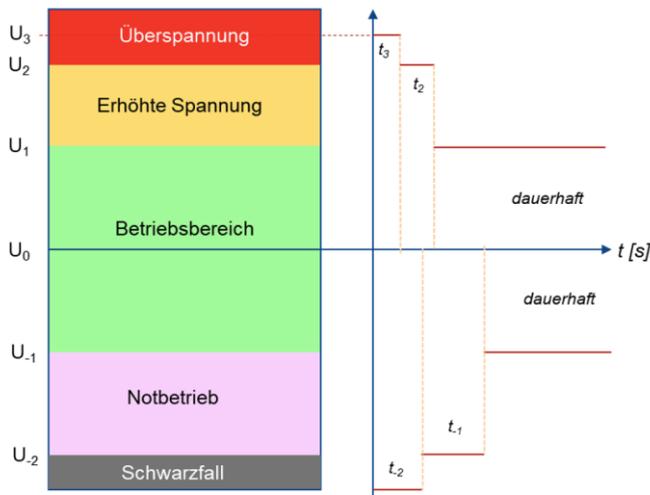


Abbildung 11: Gestaltung der Spannungsbänder

Hierbei gestatten die anlagenseitigen Wandler die Realisierung des größten Teiles der Anforderungen, so dass die Hersteller der Anlagen hiervon nicht betroffen sind. Projektergebnisse wurden in [7], [8], [9] und [10] publiziert.

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Innerhalb des Forschungsprojektes AC2DC wurden Einsatzmöglichkeiten von DC-Verteilnetzen im Rahmen der Energiewende untersucht. Es zeigt sich, dass 20-kV-AC-Kabelsysteme beim Betrieb mit  $\pm 55$  kV DC eine Alternative zu 110-KV-Verteilnetzen bieten und den Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern ermöglichen. Der Beitrag beschreibt die Struktur der Netze einschließlich Betrieb und Schutz.

Das Projekt AC2DC Phase 1 endet mit folgenden Ergebnissen:

- Die netzseitigen Wandler folgen dem Stand der Technik für HGÜ-Kopfstationen.
- Betriebs- und Schutzkonzepte für MVDC-Verteilnetze wurden erarbeitet.
- Das MVDC-Verteilnetz lässt sich mit 20-kV-AC-Kabeln und deren Verlegepraxis realisieren und bietet als Kabelnetz mit Betriebsspannungen von  $\pm 55$  kV eine Alternative zu 110 kV Verteilnetzen.
- Umspannwerke für Anlagen lassen sich auf Containerstationen mit Sammelschiene und Schutzbeschaltung reduzieren, wobei keine Leistungsschalter erforderlich sind.
- Die anlagenseitigen Wandler arbeiten als DC-Transformatoren und übernehmen wesentliche Aufgaben beim Betrieb und Schutz.
- Das MVDC-Verteilnetz ermöglicht den Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern.

Die Netzkonzepte und Untersuchungen an Kabeln einschließlich der Kabelüberwachung werden in der Projektphase 2 vertieft. Die Technologie soll zusammen mit den systemseitigen und anlagenseitigen Wandlern weiterentwickelt und im Labor und im Feld erprobt werden.

## LITERATUR

- [1] DC-Networks on the distribution level – new trend or vision? Abschlussbericht der CIRED WG-2019, Juli 2021, Web: <http://www.cired.net/files/download/280>
- [2] Medium Voltage DC Distribution Systems, Technical Brochure 875, CIGRE Joint Working Group C6/B4.37, erschienen im Oktober 2022, Web: <https://e-cigre.org/publication/875-medium-voltage-dc-distribution-systems>
- [3] CIGRE WG C6.31, „Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study“, 2020.
- [4] VDE FNN, Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nichtsynchronen Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, Berlin: VDE, 2020
- [5] CIGRE WG B1.32, "Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV," CIGRÉ, 2012.
- [6] U. Schichler und A. Buchner, „Anwendung von extrudierten AC-Kabeln für die Mittelspannungsgleichstromübertragung (MGÜ),“ in VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin, 2018
- [7] S. Rupp, AC2DC: Betrieb von Wechselspannungs-Assets mit Gleichspannung, VDE CIGRE/CIRED Kongress, Mannheim, Oktober 2022
- [8] S. Rupp et al, MVDC Grids to Facilitate the Roll out of Renewables, CIRED 2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution
- [9] R. Adam et al, Research Of Components For An Increase Of Transmission Capacity In Distribution Grids By Changing Existing AC Links Into DC Links, CIRED 2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution
- [10] M. Nilges et al, Systemkonzepte von DC-Verteilnetzen - Erhöhung der Anschlussleistung von Windparks, 17. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2022



## **Virtuelle Freileitungsinspektion Schadenserkennung mittels Drohne und Vegetationskontrolle**

**Jürgen Scholz**  
Netze BW GmbH  
ju.scholz@netze-bw.de  
Germany

**Katharina Gill**  
Netze BW GmbH  
k.gill@netze-bw.de  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Für einen sicheren Netzbetrieb sind regelmäßige Inspektionen der Netzinfrastruktur und der umgebenden Vegetation ausschlaggebend. Diese Überprüfungen werden aktuell hauptsächlich manuell von Technikern durchgeführt, die entlang der Stromleitungen fahren, sie begehen und absteigen.

Bei Netze BW haben wir im Rahmen des Projekts NETZinspect die Digitalisierung des Vegetationsmanagements und die Optimierung der Freileitungsinspektionen vorangetrieben.

Für das Vegetationsmanagement entlang der Hochspannungstrassen wurden bisher die notwendigen Rückschnittmaßnahmen in verschiedene Exceltabellen eingepflegt und Informationen zu Flurstücken, Eigentümern und Schutzgebieten Papierkarten entnommen. Diesen Prozess haben wir mit einer web-basierten GIS-Anwendung, der TIP-App, digitalisiert. In dieser App pflegen nun seit Anfang 2023 alle Betriebskolleg:innen die Informationen rund um die Vegetationsmaßnahmen ein. Anschließend werden die Maßnahmen in der TIP-App verwaltet und weiterbearbeitet.

Als nächsten Schritt planen wir die Vergabe, Durchführung und Qualitätssicherung der Rückschnittmaßnahmen zu digitalisieren und unsere Dienstleister in die GIS-Anwendung zu integrieren. Zudem werden wir den Einsatz von LIDAR und Vegetationsmodellen für einen verbesserten Vegetationsmanagementprozess testen, um die Anzahl der Vor-Ort Begehungen zu reduzieren.

Der zweite Bereich des NETZinspect-Projekts befasst sich mit dem Einsatz von Drohnen bei der Inspektion von Hochspannungsfreileitungen. Aktuell nutzen wir Drohnen bereits bei Sonderinspektionen, wie Schadensbegutachtungen und Störungsfällen. Des Weiteren untersuchen wir die Nutzung von automatisierten Drohnenflügen und anschließenden Bildanalysen für zyklische Inspektionen. Hier führen wir aktuell einen Technologievergleich zwischen verschiedenen Flugmustern, Drohnen- und Kamertechnologien durch und erproben verschiedene Methodiken zur Bildauswertung.

## 1 DIGITALISIERUNG IM VEGETATIONSMANAGEMENT

Bei Netze BW betreiben wir 93.290 km Stromleitungen, von denen 3.700 km Hochspannungsleitungen sind. Die Vegetation entlang der Hochspannungsleitungen wird jährlich überprüft, wobei die folgenden Schritte erforderlich sind:

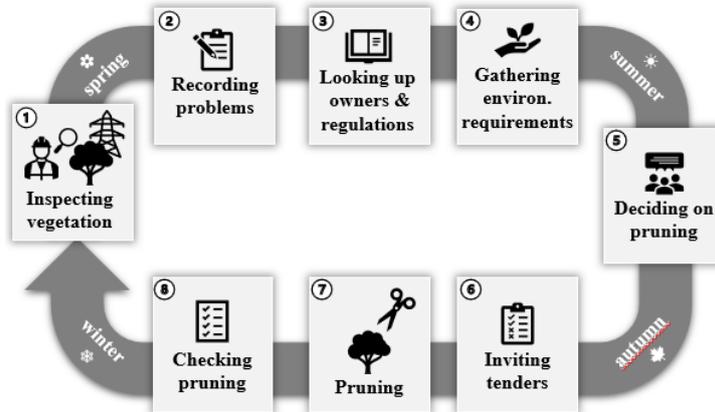


Abbildung 1. Jährlicher Prozess der Vegetationskontrolle für alle Hochspannungsleitungen bei Netze BW

Prozess vor der Digitalisierung des Vegetationsmanagements:

1. Überprüfung der Vegetation vor Ort
2. Erfassung Maßnahmen in Excel-Tabellen
3. Nachschlagen von Eigentümern und Vorschriften für die Maßnahmen in Papierplänen und per Webrecherche
4. Einholen von Genehmigungen und Umweltauflagen bei den Behörden
5. Entscheidung über Schnittmaßnahmen mit Eigentümern und Behörden vor Ort
6. Ausschreibungen und Abstimmung mit Dienstleister
7. Rückschnitt der Vegetation durch beauftragte Dienstleister
8. Überprüfung der Maßnahmen vor Ort

Unser digitaler Prozess zieht nun verschiedene Datenquellen zusammen, wie Informationen über die erforderlichen Schnittmaßnahmen sowie Informationen über Eigentümer und Vorschriften. Erforderliche Maßnahmen wurden bisher auf Papier oder in Excel-Tabellen aufgezeichnet, um dann die entsprechenden Informationen über Eigentümer und Vorschriften aus Papierplänen und Recherche zu ergänzen.



Abbildung 2. Techniker prüft Maßnahmen anhand Papierplänen

Diese Daten wurden dann mit den Eigentümern, den Behörden und den Dienstleister besprochen und angepasst, bevor über die endgültigen Schnittmaßnahmen entschieden wurde.

Im Rahmen des Projekts NETZinspect haben wir ein webbasiertes GIS-System entwickelt - die Trassenmanagement- & Innovationsplattform (TIP). In diesem System können die Techniker nun direkt vor Ort die durchgeführten Schnittmaßnahmen an ihrem Standort dokumentieren und alle relevanten Informationen über Eigentümer und gesetzliche Vorgaben einsehen und in TIP ergänzen.

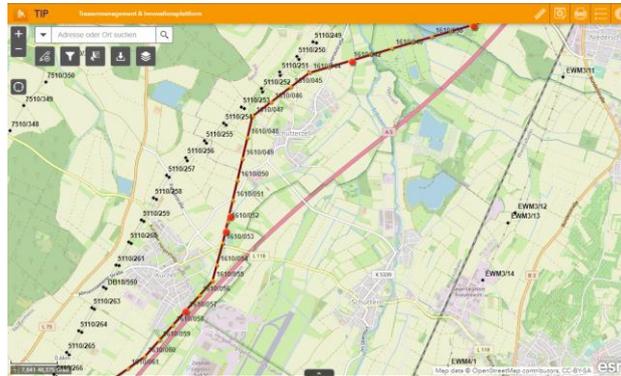


Abbildung 3. Webbasiertes GIS-System (TIP), das Schnittmaßnahmen (Punkte) entlang unserer Hochspannungsleitungen zeigt.

Zu Beginn des Jahres 2022 starteten wir einen Pilotversuch mit 80 Technikern, die TIP für die Vegetationsinspektion nutzen sollten. Wir begannen mit einfachen Funktionalitäten und passten TIP iterativ an die Bedürfnisse der Nutzer an, die wir in monatlichen Feedback-Schleifen sammelten. Durch diesen agilen Ansatz entwickelten wir eine mobile Version von TIP, die zur Aufzeichnung und Überprüfung der Schnittmaßnahmen verwendet werden soll und eine Desktop-Version, für alle organisatorischen Aufgaben. Zusätzlich zur Prozessdigitalisierung lassen sich nun auch Fernerkundungsdaten wie Ergebnisse von Satellitenbildanalysen oder LiDAR-Aufnahmen in TIP integrieren und deren Präzision überprüfen.

## 2 DROHNENBILDANALYSE BEI DER FREILEITUNGSINSPEKTION

Die Inspektion der Freileitung ist, wie die Vegetationsinspektion, ein manueller und jährlich wiederkehrender Prozess. Im Gegensatz zu unserer Vegetationsinspektion existiert bereits ein digitalisierter Prozess für die Inspektion, bei dem die Techniker Schäden über eine App erfassen können. So liegt unser Fokus in erster Linie darauf, wie wir durch die Drohnennutzung die Inspektion unterstützen können und möglicherweise die Anzahl Mastbesteigungen reduzieren können, um die Arbeitssicherheit zu erhöhen.

Bei der Diskussion des Inspektionsprozesses mit unseren Technikern lag der Fokus auf einer zuverlässigen und sicheren Identifizierung von Defekten und der richtigen Einschätzung von Zuständen der verschiedenen Bauteile eines Hochspannungsmasten.

Erste Test waren vielversprechend und wir erhielten hochauflösende Bilder unserer Freileitung



Abbildung 4. Drohne befliegt einen unserer Masten.

Es galt eine Drohne zu finden, die störungsfrei im sicheren Abstand zur Leitung fliegen kann und dabei Bilder in ausreichender Auflösung aufnehmen kann. Ziel sollte es sein, alle relevanten Bauteile in den Fokus zu bekommen, ohne die Leitungen durchqueren zu müssen. Die Wahl fiel auf eine Drohne vom Hersteller DJI, die neben ihrer Bedienerfreundlichkeit den benötigten 16-fachen optischem Zoom und eine hochpräzise Standortbestimmung durch RTK-Funktion bot.

Nach ersten Versuchen, bei denen die Drohne manuell an die relevanten Positionen gesteuert wurde, um die gewünschten Bilder aufzunehmen, führten wir im Jahr 2022 einen Proof of Concept (PoC) durch. Hierbei wurde die Drohne automatisch nach vordefinierten Flugmustern entlang unserer Freileitungen geflogen, um Tausende von Bildern mit einer Auflösung von 48 Megapixeln aufzunehmen. Diese Bilder wurden dann mit künstlicher Intelligenz analysiert, um vordefinierte Schäden zu erkennen.

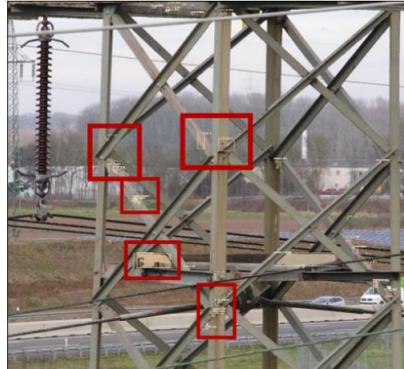


Abbildung 5. KI-gestützte Bildannotation.

Neben der Schadensidentifikation untersuchten wir auch die Möglichkeit, anhand der Drohnenbilder eine Inventarisierung unserer Anlagen durchzuführen.

### 3 ERGEBNISSE

#### 3.1 Digitalisierung bei der Vegetationsinspektion

Im Rahmen der Entwicklung und Erprobung der TIP-Anwendung im Jahr 2022 haben wir festgestellt, dass die Digitalisierung der Vegetationsinspektion den Prozess schneller und zuverlässiger macht. Durch die Zentralisierung erforderlicher Informationen auf einer webbasierten Plattform, die für verschiedene Interessengruppen zugänglich ist, wurden zeitaufwändige und fehleranfällige Schritte eliminiert. Informationen können nun sowohl vor Ort als auch vom Büro aus abgerufen werden. Ebenso wurde die Navigation vor Ort erleichtert, da die Nutzer benötigte Informationen entsprechend ihren Standorten finden können. Darüber hinaus hat TIP es uns ermöglicht, auch die durch die Drohnenbilder gefundenen Schäden den Technikern zugänglich zu machen.

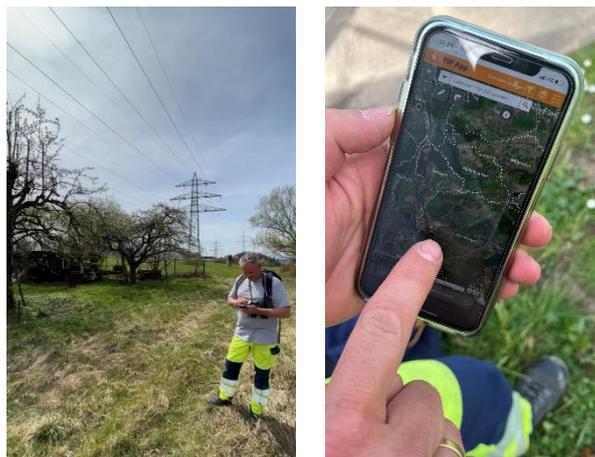


Abbildung 6. Techniker nutzt TIP im Feld.

Wir sind der Überzeugung, dass unser agiler Ansatz, bei dem wir neue Funktionen in enger Zusammenarbeit mit den Technikern entwickelt haben, es uns ermöglicht hat, eine Anwendung zu entwickeln, die von den meisten unserer Techniker positiv bewertet wurde und die sie gerne in ihrer täglichen Arbeit verwenden. Im Jahr 2022 haben unsere 80 Tester 1440 Maßnahmen entlang unserer Stromleitungen dokumentiert.

2023 wurde der flächendeckende Einsatz von TIP für alle unsere 300 Techniker beschlossen und seitdem werden alle Vegetationsmaßnahmen samt Detailinformationen nun noch in der TIP-Plattform erfasst und dokumentiert.

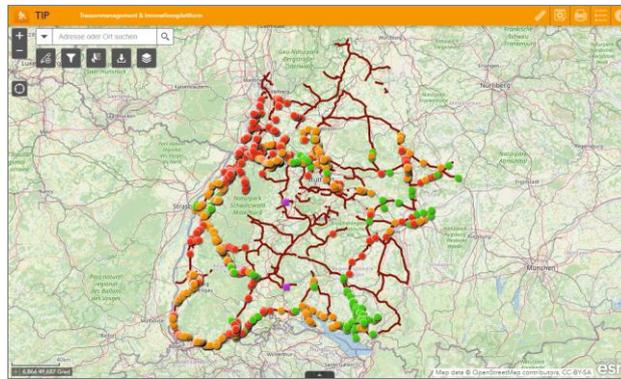


Abbildung 7. 1440 Maßnahmen wurden im ersten Jahr erfasst.

### 3.2 Auswertung des Drohnen-Bildmaterials

Wir haben bei Netze BW im Rahmen des Drohnen-PoC im Jahr 2022 festgestellt, dass Drohnenbilder zusammen mit künstlicher Intelligenz den manuellen Inspektionsprozess unterstützen können, ihn jedoch aktuell nicht komplett ersetzen können.

Damit ein neuronales Netz einer künstlichen Intelligenz alle möglichen Schäden erkennen kann, nach denen ein Techniker bei der Intensivinspektion sucht, muss diese mit ausreichend Bildern von Schäden trainiert werden.

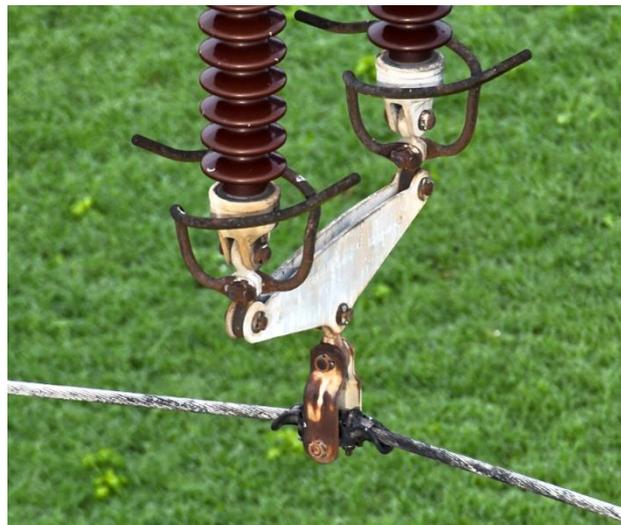


Abbildung 8. Aufnahme der Drohne zeigt starke Korrosion

Da erst begonnen wurde Drohnenbilder von (defekten) Netzkomponenten zu erfassen, haben wir aktuell noch nicht genügend Trainingsdaten, um die KI angemessen zu trainieren. Eine weitere Option ist es einen vortrainierten Algorithmus zu verwenden, der mit Bildern von anderen Netzbetreibern trainiert wurde, die ähnliche Komponenten an ihren Anlagen verbaut haben und diesen dann mit unseren Bildern nachzutrainieren. Diesen Ansatz verfolgen wir aktuell.

In 2023 wurden die Basis für die Drohnennutzung in unsrem Netzbetrieb gelegt. Es wurden Standards definiert, Drohnenpiloten nach einem eigenen Ausbildungskonzept geschult und der netzweite Einsatz von Drohnen als Werkzeug im Rahmen der Sonderinspektion beschlossen. 30 Betriebsteams wurden mit jeweils einer Drohne ausgestattet und in mehreren Schritten über 65 Techniker zum Fernpilot ausgebildet.



*Abbildung 9. Dokumentation von Schäden durch manuellen Drohnenflug im Rahmen einer Sonderinspektion.*

#### **4 ZUSAMMENFASSUNG**

Im Jahr 2022 haben wir unseren Vegetationsinspektionsprozess erfolgreich digitalisiert und das Potenzial von Drohnen für die Intensivinspektion untersucht.

Für unser webbasiertes GIS-System TIP wurde die Wirksamkeit sowie die Akzeptanz durch die Techniker in einem Pilotprojekt nachgewiesen. Nach dem Rollout im Jahr 2023, der die Anzahl der Nutzer von 80 auf über 300 erhöht hat, werden wir TIP weiterhin als digitale und zentrale Plattform für das Vegetationsmanagement und verwandte Innovationen weiterentwickeln. Wir werden weiterhin einen agilen Ansatz verwenden, um zusätzliche Funktionen wie Offline-Funktionalität sowie Zugriff und Funktionalitäten für weitere Interessengruppen wie Behörden oder Partnerunternehmen zu entwickeln.

Das Potential der Drohnennutzung für Inspektionsprozesse ist eindeutig. Die einfache Handhabung und die Akzeptanz der Techniker die Drohne als Arbeitsmittel einzusetzen, um einen Blick von oben auf die Freileitung zu erhalten, hat auch hier durch den Rollout im Jahr 2023 eine breite Akzeptanz für die Technik geschaffen. Neue Anwendungsfälle wie die Baustellenkontrolle wurden bereits identifiziert. Die Qualität der Bilder ist beeindruckend und die vorhandenen Einschränkungen durch Behörden, wie Flugverbotszonen in Naturschutzgebieten oder das Kreuzen von Bundesfernstraßen, konnten nach und nach aufgelöst oder verringert werden.

Die Nutzung von Drohnenbildern kann die Inspektion langfristig sicherer und weniger anstrengend gestalten, indem die Notwendigkeit, auf den Hochspannungsmasten zu klettern, entfällt. Die Bildanalyse mittels KI muss in Bezug auf Vollständigkeit des Schadenskatalog und die Erkennungsrate verbessert werden, um einen messbaren Nutzen bei der Intensivinspektion zu bieten. Künstliche Intelligenz kann nur Ergebnisse in der Qualität ihrer Trainingsdaten liefern. Daher müssen wir als Netzbetreiber bessere und mehr Trainingsdaten in Form von Schadensbildern generieren und die Algorithmen speziell für die Inspektion von Hochspannungsmasten zu trainieren, bevor eine automatisierte Netz- und Vegetationsinspektion die manuelle ersetzen kann.