

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2016

Innovationen
für die Netze der Zukunft

1. und 2. März 2016
Filderhalle Stuttgart



*Institut für Energieübertragung
und Hochspannungstechnik*



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:



Ingenuity for life



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2016

Innovationen
für die Netze der Zukunft

1. und 2. März 2016
Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Universität Stuttgart

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

ISBN 978-3-00-052179-9

© 2016 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Pfaffenwaldring 47
70569 Stuttgart

Redaktion: Annette Gugel

Druck: Offizin Scheufele Druck und Medien GmbH + Co KG, 70569 Stuttgart

Inhaltsverzeichnis:

Neue Lösungen für die Herausforderungen im Verteilnetz Joachim Schneider, RWE Deutschland AG, Essen	23
Das Netzkonzept für die Energiewende am Beispiel des Höchstspannungs- übertragungsnetzes Jochen Christian, Michael Schäfer, TransnetBW GmbH, Stuttgart	25
Herausforderungen des Betriebs ländlicher 110kV-Verteilungsnetze und deren Lösung Carsten Boese, Siemens AG, Erlangen	41
Eco-Design und neue Transportbeschränkungen – Auswirkungen auf die Auslegung von Grenzleistungstransformatoren Jörg Harthun, Tobias Stirl, Christian Bauer, GE Grid Solutions, Mönchengladbach	49
Das Verhalten von Leistungstransformatoren bei Beanspruchung mit Gleichströmen Ulrich Sundermann, Amprion GmbH, Dortmund Michael Schühle, Michael Beltle, Universität Stuttgart	59
Anschluss- und Verbindungselemente als Schlüsselkompetenz zur Flexibilisierung der Netze Christian Späth, PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach	71
Betriebserfahrung der ersten 170- und 22-kV-GIS mit alternativem Isolationsmedium basierend auf Ketonen Pascal Müller, ewz Elektrizitätswerke Zürich, Schweiz Thomas Diggelmann, Denis Thelar, ABB Schweiz AG, Zürich, Schweiz	81
Umweltfreundliche Alternativen als Ersatz von SF6 in metallgekapselten Hochspannungsschaltanlagen Robert Lüscher, GE Grid Solutions, Oberentfelden, Schweiz	103
Kompakte Systeme für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) Uwe Riechert, ABB Schweiz AG, Zürich, Schweiz	113
Transformer 2020 - Designstudie zum Transformator der Zukunft Uwe Kaltenborn, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg	127
Hochspannungsfreileitungen für die Energiewende Konstantin Papailiou, CIGRE SC B2	145
380-kV-Teilverkabelung Raesfeld – Realisierung des ersten Kabelpilotprojektes nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) Christoph Gehlen, Amprion GmbH, Dortmund	159
Neue Wege zur effizienten Kabelfehlerortung in Versorgungsnetzen Peter Herpertz, BAUR GmbH, Sulz, Österreich	167

Erhöhung der Transformatorverfügbarkeit durch lebenszyklusorientierte Diagnoseverfahren für Durchführungen	173
Thomas Schütte, ABB Schweiz AG, Zürich, Schweiz	
Praktische Erfahrungen mit dielektrischen Frequenzantwort-Messungen (DFR) an Durchführungen und Messwandlern	189
Denis Denisov, Megger GmbH, Baunach	
Stufenschalteranalyse mittels vibroakustischer Verfahren	199
Karsten Viereck, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	
Unterdrückung von Störungen mittels moderner differentieller Teilentladungsmessung	209
Stefan Hoek, Benedikt Kästner, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	
Fallstricke der Verordnung (EU) Nr. 548/2014	219
Ralf-Werner Held, SGB-SMIT Gruppe, Neumark	
Intelligente Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz – Längsregler und FITformerREG im Einsatz	233
Matthias Hennig, Netze BW GmbH, Stuttgart Oliver Schrödel, Siemens AG, Stuttgart	
Eine Untersuchung zum Ausbreitungsverhalten von Teilentladungsimpulsen in der Hochspannungswicklung rotierender elektrischer Maschinen	243
Jitka Fuhr, Daniel Riesen, BKW Energie AG, Ostermündingen, Schweiz Fabian Öttl, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	
Kalibrierung von UHF TE-Messsystemen an Leistungstransformatoren	253
Martin Siegel, Universität Stuttgart Sebastian Coenen, GE Grid Solutions, Mönchengladbach	



AirRIP und EasyDry Durchführungen,
auf die Sie sich verlassen können.



ABB Schweiz AG ist Marktführer in der Auslegung und Herstellung von Hochspannungskomponenten. Der Geschäftsbereich Durchführungen nimmt mit seinen trockenen und feingesteuerten Produkten der Marke Micafil weltweit eine Spitzenposition ein. www.abb.ch/electricalcomponents

ABB Schweiz AG
Badenerstrasse 780, CH-8048 Zurich
Tel. +41 (0)58 586 03 33
Fax +41 (0)58 586 03 01
info.micafil@ch.abb.com

Power and productivity
for a better world™



Kabelfehlerortung und Diagnose auf dem neuesten Stand der Technik



BAUR
ensuring the flow

BAUR leistet seit über 70 Jahren einen wesentlichen Beitrag zu einer effizienten und störungsfreien Energieversorgung weltweit.

titron: automatischer Kabelmesswagen

Die neue Generation von Hochleistungsmesswagen basiert auf dem neuesten Stand der Technik und ermöglicht eine effiziente, sichere und zuverlässige Kabelfehlerortung und Kabelprüfung. Der Messwagen verfügt über ein neues, intuitives Bedienkonzept und eine zentrale, automatische Systemkontrolle. titron ist hoch flexibel in Technologie und Ausstattung.

PD-TaD 60: portables Teilentladungs- und tan-delta-Diagnosesystem

Derzeit ist PD-TaD das leichteste und kompakteste Gerät am Markt für die Teilentladungs- und tan-delta-Messung in einem Gerät. PD-TaD 60 steht für eine systematische, effiziente und einfache Kabeldiagnose.

frida: VLF-Prüf- und Diagnosegerät

Kabelprüfung und Verlustfaktordiagnose in einem Gerät mit kompakten Abmessungen, geringem Gewicht, automatischen Abläufen und schnellem Aufbau.

liona: Online-Teilentladungsmessgerät

liona erkennt und ortet Teilentladungen in Kabeln und Schaltstationen während des normalen Netzbetriebes ohne Abschaltung der Kabelstrecke.



www.baur.at/titron



www.baur.at/pd-tad60



www.baur.at/frida



www.baur.at/liona

Netze sind sensibel. Wir helfen Ihnen sie zu schützen.

GE
Grid Solutions

Modernizing the Grid

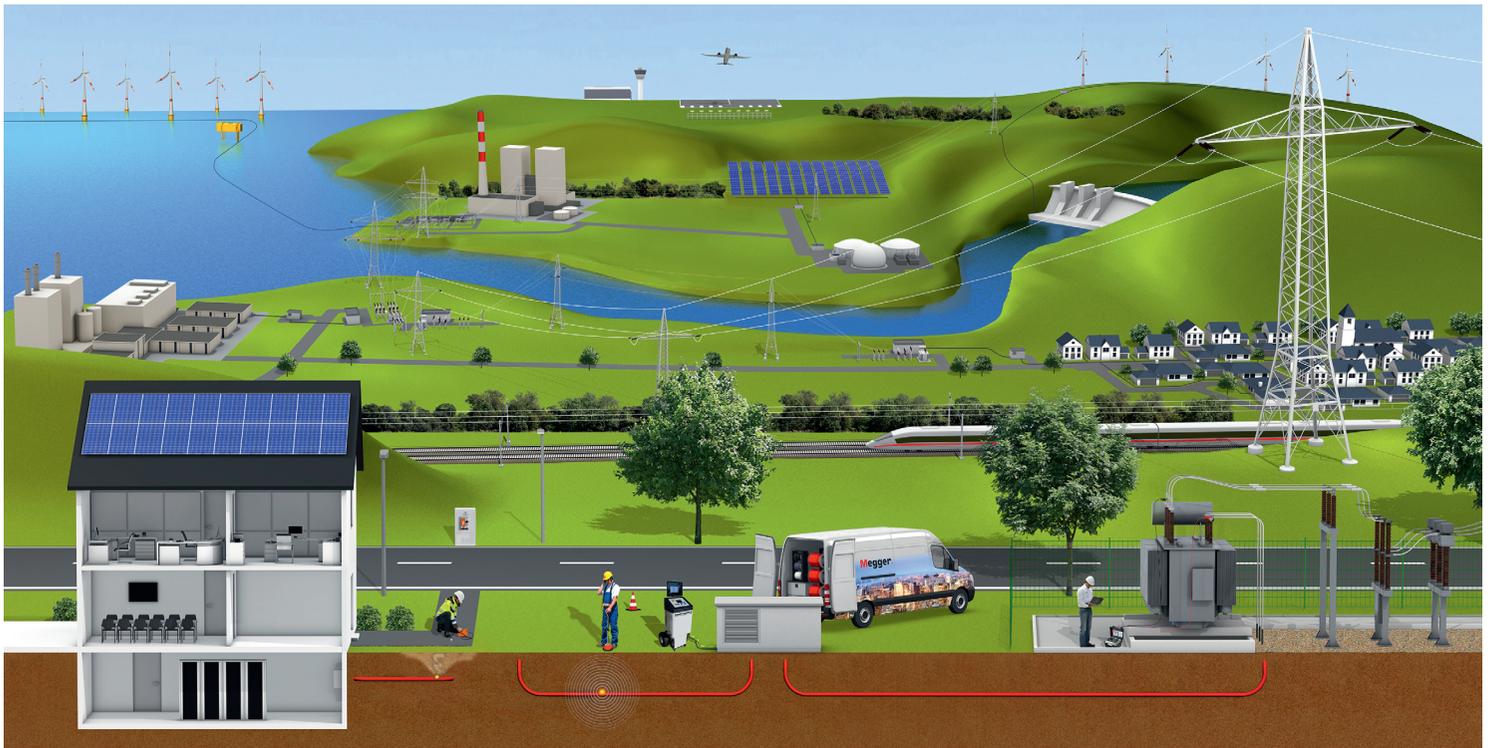
GE is committed to changing the global energy landscape in innovative ways through more **efficient, reliable, and sustainable energy solutions.**

From generation to consumption, GE is modernizing the grid to meet the world's growing capacity, environmental, and security needs.

GEGridSolutions.com



imagination at work



Mess- und Prüftechnik

Vom Kraftwerk bis zur Steckdose

Megger ist ein weltweit führender Premiumhersteller von robuster Mess- und Prüftechnik für die Elektrowirtschaft. Unser Name ist seit weit über 120 Jahren ein Begriff und wurde bereits im Jahr 1903 markenschutzrechtlich registriert, doch schon anno 1889 trug erstmals ein tragbares Isolationsprüfgerät den Namen Megger.

Im Bereich Mess- und Prüftechnik für die Elektroindustrie sind wir der Hersteller mit der längsten Tradition – das Original!

Durch den Zusammenschluss mit SebaKMT, dem weltweit führenden Hersteller im Bereich der Kabelfehlerortung und -prüfung, hat Megger sein Produktportfolio maßgeblich ausgebaut und ist damit bevorzugter Partner für Mess- und Prüftechnik an elektrischen Versorgungsnetzen.

Zusammen bieten wir unseren Kunden viele Synergien für einen besseren Kundenservice in Vertrieb und technischem Support, dem Schulungsangebot sowie eine intensive Zusammenarbeit bei Produktentwicklung und Produktion.

Megger ist ISO 9001 und ISO 14001 zertifiziert.

Megger

prüft seit 1889

Transformatorprüfung

Leistungsschalteranalyse

Schutzrelaisprüfung

Batterieprüfung

Isolationsprüfung

Kabelfehlerortung

Kabeldiagnose

Erdungsmessung

DIN VDE Prüfung

Megger GmbH

Obere Zeil 2
61440 Oberursel

T 06171-929870
F 06171-9298719
info@megger.de
www.megger.de

Seba Dynatronic
Mess- und Ortungstechnik GmbH
Dr.-Herbert-Iann-Str. 6
96148 Baunach

T 09544-680
F 09544-2273
team.dach@megger.com

RETHINKING TRANSFORMERS TOGETHER.



Transformer 2020
Experience the future of Power
Transformer Technology:

CWIEME BERLIN 2016, Berlin	
Date	10 – 12 May 2016
Hall	Hall 4.2
Booth number	42C20

www.transform.net



THE POWER BEHIND POWER.



Ole Kessler
Produktmanager

Vertrauen ist wichtig bei der Diagnose von rotierenden Maschinen

Wenn ich mich frage, was dafür spricht, unsere Prüf- und Monitoringsysteme für rotierende Maschinen zu verwenden, dann muss ich nur eines sagen: Vertrauen. Dieses Vertrauen basiert auf unserer langjährigen Erfahrung in Diagnoseverfahren für Maschinen und unserem Engagement bei der Unterstützung unserer Kunden. Dienstleister, Fertigungsbetriebe und Energieversorger weltweit vertrauen auf unsere Lösungen zur frühzeitigen Erkennung von Isolationsdefekten.

www.omicronenergy.com





PFISTERER



PFISTERER macht den **Leistungstransformator** steckbar

Ob Kabel- oder Freileitungsanschluss, Prüfadapter oder Überspannungsableiter: Alle Transformator-Komponenten von PFISTERER nutzen die universellen trocken steckbaren Anschlussbuchsen des CONNEX Systems. Das macht Design, Inbetriebnahme und Einsatz von Transformatoren unerreicht flexibel.

Auch für Verteiltransformatoren hat PFISTERER alle Anschlusselemente im Programm, dazu noch Spannungsprüf- und -anzeigergeräte sowie Erdungs- und Kurzschließmaterial.



HV-CONNEX
Kabelanschluss



HV-CONNEX
Überspannungsableiter



HV-CONNEX
Freileitungsanschluss

www.pfisterer.de

the power connection



TRANSFORMATOREN

50 kVA - 1.200 MVA / 800 kV

Alles aus einer Hand | In jeglicher Bauart





SIEMENS
Ingenuity for life

Neue Transformatoren für neue Energie

Die zuverlässige Energieversorgung der Welt liegt uns am Herzen – genauso wie unseren Kunden. Wir entwickeln deshalb Lösungen, die den heutigen Herausforderungen der Energiewelt gerecht werden und dabei helfen, das Netz von morgen zu gestalten. Innovative Siemens-Transformatoren setzen dabei weltweit Maßstäbe – im urbanen Raum, bei der Integration erneuerbarer Energien und durch höchste Ausfallsicherheit.

[siemens.de/transformatoren](https://www.siemens.de/transformatoren)

Neue Lösungen für die Herausforderungen im Verteilnetz

Dr. Joachim Schneider
RWE Deutschland AG
joachim.schneider@rwe.com
Germany

KURZFASSUNG

Die weitere Umsetzung der Energiewende in Deutschland stellt extreme Anforderungen an die Verteilnetze. Auch zukünftig müssen weitere, vornehmlich intermittierende Einspeiser aus Wind und Photovoltaik sicher in das Versorgungssystem eingebunden werden. Bereits heute ist in Deutschland aus diesem Segment eine installierte Leistung von rd. 80 GW erfolgreich integriert. Gemäß den Plänen der Bundesregierung wird diese Leistung auch in den nächsten Dekaden rasant anwachsen. Gegenwärtig sind 97% aller Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, am Verteilnetz angeschlossen – dieser extrem hohe Anteil wird sich auch zukünftig nicht wesentlich verändern. Somit ergeben sich für die Verteilnetzbetreiber die Aufgaben, effiziente Wege zur Einbindung zu finden, einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und verstärkt Beiträge zur Systemführung beizusteuern. Dafür sind innovative Lösungen gefragt, um sowohl netzseitig eine technisch-wirtschaftliche Optimierung als auch erzeugungsseitig eine maximale Ausnutzung regionaler Ressourcen zu erreichen und damit ein Gelingen der Energiewende sicherzustellen.

Die unterschiedlichen innovativen Ansätze sind vielfältig: Es geht nicht nur um die Entwicklung innovativer Netzkomponenten, sondern auch um die sinnvolle Einbindung von Mobilitätsanforderungen sowie um die Etablierung neuer Marktdesigns und Marktrollen. Darüber hinaus spielen selbstverständlich die Themen „Digitalisierung und Datenmanagement“ sowie „Veränderung des Kundenverhaltens“ eine sehr große Rolle.

RWE hat in mehreren Projekten (Proaktives Verteilnetz, ElChe, Ampacity, E-DeMa, Smart Country, Power to Gas Ibbenbüren, GEA Lüdenscheid, Grid4EU, Metropol-E, Smart Operator,...) bereits eine Vielzahl unterschiedlicher Lösungsansätze entwickelt: Durch den Einsatz von Batterie- und Rohbiogasspeichern sowie Power to Gas-Anlagen, die Entwicklung und den Einsatz von Spannungsreglern zur Leistungsoptimierung, die Implementierung von „Intelligenz“ in vorhandene NS- und MS-Netze und die Nutzung von Hochtemperatursupraleitern zur innerstädtischen Stromversorgung wird sich das Netz in den kommenden Jahren nachhaltig verändern. Auch im Bereich der Elektromobilität wurden bereits erhebliche Fortschritte erreicht.

Dabei ist es entscheidend, dass zukünftig die absehbare Vielzahl deutlich unterschiedlicher Lösungsansätze koordiniert und zielgerichtet eingesetzt wird. Dies erfordert die Entwicklung und den Einsatz übergeordneter Steuerungssysteme, welche momentane und bevorstehende Last- und Erzeugungszustände erfassen und alle nutzbaren Flexibilitäts- und Speichersysteme so einsetzen, dass eine optimale Nutzung vorhandener technischer Kapazitäten sowohl eine jederzeit sichere Stromversorgung als auch eine optimale Ausnutzung regenerativer Stromproduktion gewährleistet. Durch die umfassende praktische Erfahrung hat RWE den Nutzen innovativer technologischer Lösungen als Schlüssel für eine effiziente Umsetzung der Energiewende erkannt und seine Aktivitäten in diesen Bereichen weiter ausgebaut, um das Gelingen der Energiewende sicher zu stellen.

Das Netzkonzept der Energiewende am Beispiel des Höchstspannungsübertragungsnetzes

Jochen Christian
TransnetBW GmbH
j.christian@transnetbw.de
Deutschland

Michael Schäfer
TransnetBW GmbH
m.schaefer@transnetbw.de
Deutschland

KURZFASSUNG

Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland sieht den systematischen Ausbau erneuerbarer Energien und den Rückbau konventioneller Kraftwerksleistung vor. Aufgrund der Regionalisierung erneuerbarer Energien ergeben sich dadurch erhebliche Veränderungen in den Lastflüssen der Stromübertragungsnetze. Künftig werden dadurch großräumige Stromtransite zwischen Nord- und Süddeutschland stattfinden. Zur Sicherstellung der Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch über weite Strecken ist der Aus- und Umbau der Höchstspannungsübertragungsnetze notwendig. Die Ertüchtigung und der Neubau von Drehstromleitungen sowie die Integration von überlagerten Gleichstromübertragungssystemen sind die Technik der Wahl zur Anpassung der Netze an die geänderten Rahmenbedingungen. Die rechtliche Legitimation und der gesetzliche Auftrag an die Übertragungsnetzbetreiber zur Ertüchtigung der Netze und die damit verbundenen Einzelmaßnahmen sind im Bundesbedarfsplangesetz und im Gesetz zum Energie-Leitungsausbau niedergeschrieben.

Neben den Maßnahmen im Drehstromnetz bilden fünf Strecken der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) eine überregionale, dem Drehstromnetz überlagerte Strombrücke zwischen Nord und Süd. Darüber hinaus sorgen eine Kurzverbindung von Nordrhein-Westfalen nach Belgien zur Stabilisierung des dortigen Netzes sowie eine Seekabelverbindung zum direkten Anschluss skandinavischer Wasserspeicher an das deutsche Verbundnetz.

Zur technischen Realisierung kommen selbstgeführte Umrichter zum Einsatz, welche neben der reinen Wirkleistungsübertragung auch zur Spannungsstabilisierung an den entsprechenden Netzknoten beitragen können. Das damit verbundene Regelungskonzept der abgegebenen Scheinleistung ermöglicht der Netzführung eine optimierte Lastflussteuerung.

Als Übertragungsstrecke sind Erdkabel bzw. hybride Freileitungen auf Bestandmasten vorgesehen. Diese Techniken versprechen eine Minimierung der wahrnehmbaren Veränderungen menschlichen Lebensraums. Der Umfang und die technische Komplexität der Vorhaben bergen allerdings Risiken in der Projektplanung. Neben umfangreichen Prüfungen zur Raumordnung sind vor allem Maßnahmen zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz notwendig. Drohende Engpässe seitens des Lieferantenmarktes beinhalten zusätzliche Risiken einer verzögerten Umsetzung.

Die bereits jetzt vollzogene Reduktion konventioneller Kraftwerksleistung führt aktuell zu Engpässen im Netzbetrieb und muss häufig durch Eingriffe beim Kraftwerkeinsatz abgemildert werden. Die bisherigen Erfahrungen ermöglichen Prognosen zu künftig zu erwartenden, jährlichen Aufwendungen für Netzeingriffe im Falle eines nicht oder verzögert ausgeführten Netzausbaus. Diese Aufwendungen werden nach bisherigen Schätzungen deutlich über dem Investitionsvolumen des geplanten Netzausbaus liegen und wären daher volkswirtschaftlich auf Dauer nicht zu empfehlen.

1 EINLEITUNG

Die in der Bundesrepublik Deutschland beschlossene Energiewende beinhaltet einen strukturellen Wandel in der Erzeugung elektrischer Energie. Nukleare Kraftwerke werden ihren Betrieb bis zum Jahr 2022 vollständig einstellen und konventionelle Kraftwerksleistung (Braun – und Steinkohle, Gas und Öl) wird aufgrund sich ändernder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zunehmend reduziert. Gemäß einer 20-Jahres-Prognose B2034 in [1] wird sich die installierte Kraftwerksleistung an Kohle, Öl und Gas um etwa 10 GW auf 68,3 GW reduzieren, während sich die installierte Leistung an erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Wasser, Biomasse) von 75,5 GW auf 173,3 GW erhöhen wird.

Der signifikante Anstieg erneuerbarer elektrischer Energieerzeugung bei gleichzeitiger Reduktion konventioneller Kraftwerksleistung führt zu einer Verschiebung der bis dato vorliegenden Struktur zwischen Erzeugung und Verbrauch. Im Rahmen der Realisierung von Verbundstrukturen der elektrischen Übertragungsnetze in Europa ab den 60-er Jahren wurde das Prinzip der regionalen Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch verfolgt. Im regulären Betriebsfall und kumuliert über ein Kalenderjahr sollte innerhalb einer Regelzone eine ausgeglichene Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch erreicht werden. Im Hinblick auf die in [1] bestätigten Szenarien wird dieser Grundsatz der regionalen Balance eine Novellierung erfordern.

Erneuerbare Energien zur Erzeugung elektrischer Leistung sind in Deutschland regional sehr unterschiedlich vorhanden und sorgen für eine heterogene räumliche Verteilung der Stromproduktion (Abbildung 1a). Während über 90 % der zu erwartenden installierten Windkraftwerksleistung auf See, in Nord- und Mitteldeutschland entstehen wird, ist die Nutzung der Sonnenenergie durch Photovoltaik sehr stark auf Mittel- und Süddeutschland konzentriert.

a.)

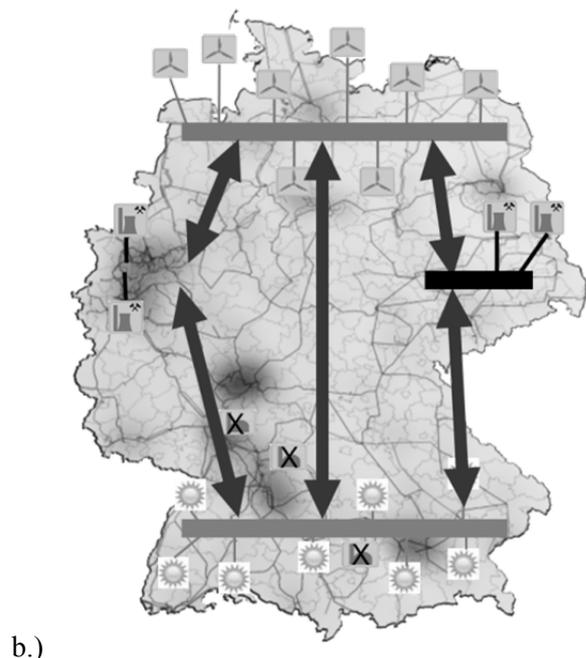
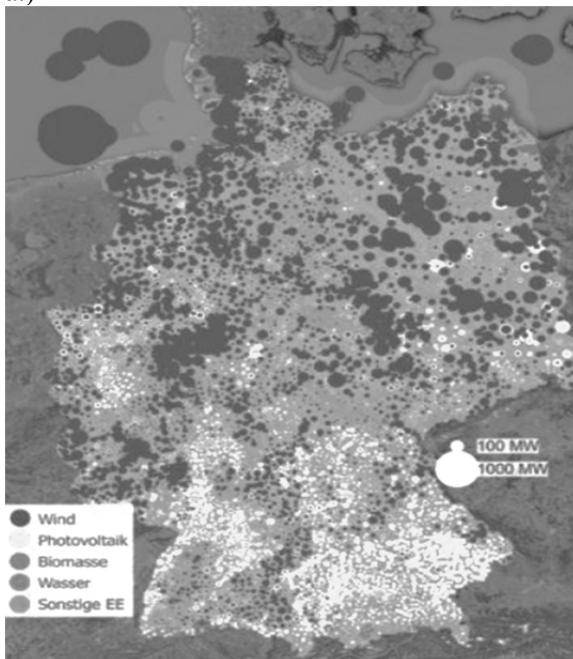


Abbildung 1. Regionalisierung von Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien
 a.) Prognose für 2025, Szenario B1 und B2 nach Netzentwicklungsplan [2]
 b.) Konzept eine überregionalen Leistungsübertragung [3]

Die genannte Regionalisierung der elektrischen Energieerzeugung durch regenerative Energieträger korreliert nicht mit der räumlichen Verteilung von Verbrauchszentren in Deutschland. Der Großteil der Verbrauchschwerpunkte liegt in Industriezentren und Ballungsräumen Mittel- und Süddeutschlands. Deren Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung liegt allerdings signifikant unter dem

von Nord- und Ostdeutschland und kann die benötigten Leistungen der Verbrauchsschwerpunkte nicht decken. Darüber hinaus entstehen Erzeugungsschwerpunkte durch die Nutzung von Windenergie in Regionen mit sehr geringem Leistungsbedarf (z. B. Nord- und Ostdeutschland), deren Erzeugungsüberschüsse in die entfernten Lastzentren Deutschlands bzw. Speicherzentren der Alpen und Skandinavien transferiert werden müssen. Eine schematische Darstellung ist unter Abbildung 1b gegeben. Zur Bündelung der Erzeugungsleistungen an erneuerbaren Energien sind Verstärkungen des regionalen Übertragungsnetzes notwendig, welche zu virtuellen Stromschienen im Norden und Süden abstrahiert werden können. Zwischen den Stromschienen soll der Energietransfer von Erzeugung- zu Verbrauchszentren erfolgen und ein Ausgleich zwischen fluktuierender Wind- und Solareinspeisung im Stromnetz stattfinden.

Der weiträumige Energietransport zwischen den Nord- und Süddeutschland darf das Höchstspannungsdrehstromnetz nicht überlasten. Zudem soll die Komplexität der Netzbetriebsführung beherrschbar bleiben. Ein Teil der Stromtransite soll daher durch überregionale, dem Drehstromnetz überlagerten Übertragungssysteme realisiert werden.

Der Umfang der zu erwartenden Stromtransite wird im Rahmen jährlicher Konsultationen der vier Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan in verschiedenen Szenarien prognostiziert. Aus diesen Untersuchungen ergeben sich Erkenntnisse darüber, dass infolge der umzusetzenden Energiewende Regionen entstehen werden, welche dauerhaft auf Stromimporte angewiesen sein werden. Ein Beispiel ist hierfür mit der unter Abbildung 2 angegebenen prognostizierten Leistungs- und Energiebilanz Baden-Württembergs in 2024 angegeben.

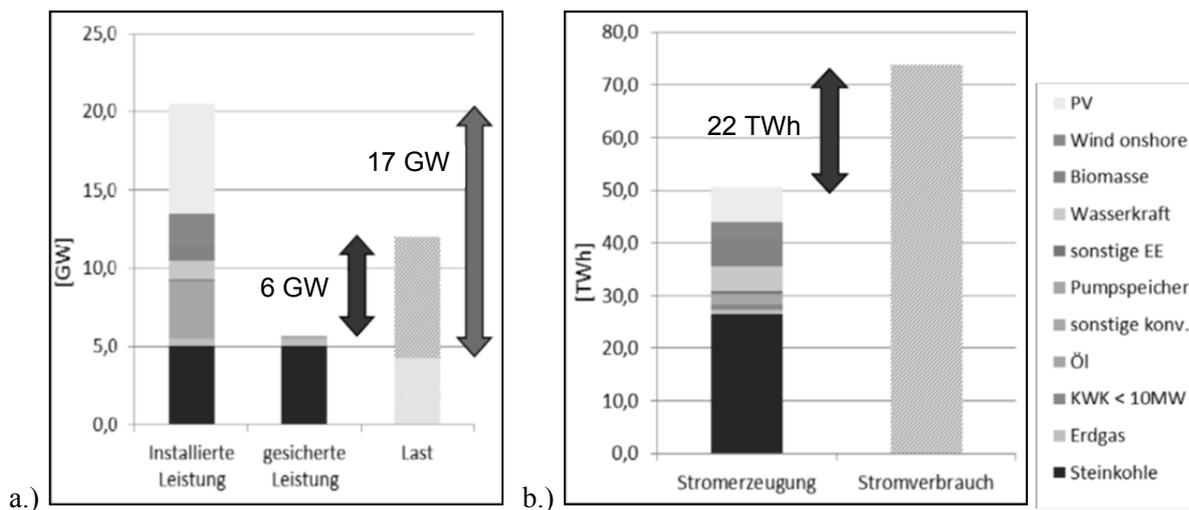


Abbildung 2. Prognose der elektrischen Leistungs- und Energiebilanz für Baden-Württemberg
 a.) Prognose Leistungsbilanz für Szenario B2024 nach [4]
 b.) Prognose Energiebilanz für Szenario B2024 nach [4]

Gemäß der unter [4] angegebenen Prognose wird von einer installierten Leistung von 21 GW ausgegangen. Als gesicherte Leistung steht allerdings lediglich ca. 6 GW aus den Ressourcen Kohle, Öl und Gas zur Verfügung. Für den theoretischen Fall einer Starklast von 12 GW bei gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit von regenerativer Einspeise- und Speicherleistung in Baden-Württemberg ergäbe sich eine Deckungslücke von etwa 6 GW, welche durch Leistungsimporte zu kompensieren wäre (Abbildung 2a).

In der Gesamtjahresenergiebilanz stellt sich gemäß dem Szenario B2024 des Netzentwicklungsplans ein Erzeugungsdefizit von ca. 22 TWh. Dies entspräche der Strommenge von 2-3 Kernkraftwerksblöcken. Die mit der Energiewende verbundene Reduktion konventioneller Kraftwerksleistung kann in Baden-Württemberg nicht mit dem regionalen Ausbau erneuerbarer Energien kompensiert werden.

Deutschlands Südwesten wird gemäß diesem Szenario und dessen Annahmen zu Stromerzeugung und -verbrauch noch stärker von elektrischen Energieimporten abhängig sein.

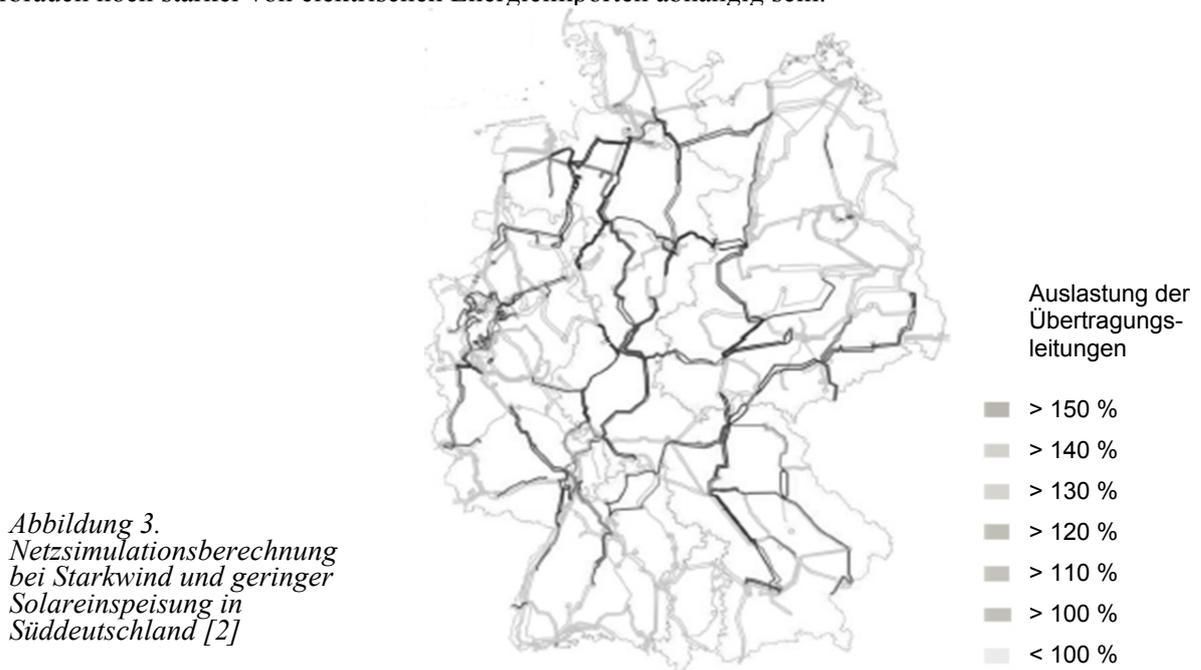


Abbildung 3.
Netzsimulationsberechnung
bei Starkwind und geringer
Solareinspeisung in
Süddeutschland [2]

Die genannten Szenarien einer Verschiebung der Struktur von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie führt gemäß den Prognosen in [4] zu signifikanten Stromtransiten zwischen Nord- und Süddeutschland. Im Rahmen der jährlichen Beratungen zur Netzausbauplanung überprüfen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber kritische Betriebszustände des Netzes, um die Ausführung und Terminierung möglicher Netzausbaumaßnahmen zu bewerten und zu priorisieren. Unter Abbildung 3 sind die relativen Belastungen von Freileitungen des deutschen Verbundnetzes für Normallast, starker Windeinspeisung und geringfügiger Solareinspeisung in südlichen Regionen aufgeführt. Bei etwa einem Drittel der Leitungen treten bei sommerlicher Wetterlage Belastungen von über 120 % der Nennleistungen auf. Bei knapp der Hälfte dieser überlasteten Leitungen werden sogar Belastungen bis zu 150% erreicht. Derartige hohe Ausnutzungen sind nur temporär und in Ausnahmesituationen akzeptabel. Durch geeignete Ergänzungen und Netzverstärkungen kann derartigen Engpässen vorgebeugt werden.

2 MASSNAHMEN ZUR STEIGERUNG DER LEISTUNGSFÄHIGKEIT DES HÖCHSTSPANNUNGSÜBERTRAGUNGSNETZES

Die mit der Umsetzung der Energiewende in Deutschland verbundene Veränderung der zu erwartenden Lastflüsse im elektrischen Höchstspannungsnetz bedarf der kontinuierlichen Beobachtung und Entwicklung geeigneter Strategien hinsichtlich Erweiterung und Ertüchtigung. Jährliche Beratungen der Übertragungsnetzbetreiber beinhalten Netzmodellrechnungen unter Berücksichtigung von Szenarien zum Strommarkt, Netzausfällen und Erzeugungsvolatilitäten. Die zugrunde liegenden Szenarien, die Berechnungsergebnisse sowie die Empfehlungen zur Anpassung der Netze werden jährlich im Netzentwicklungsplan veröffentlicht. Bei den vorgeschlagenen Maßnahmen wird grundsätzlich das Prinzip „NOVA“ berücksichtigt. Maßnahmen zur NetzOptimierung erhalten die höchste Priorität. Hierbei sind u.a. optimierte Betriebsführungskonzepte enthalten. In zweiter Priorität werden Netz-Verstärkungsmaßnahmen (Ertüchtigung und Leistungssteigerung von Bestandsleitungen) identifiziert. Als letzte Maßnahme stehen Ausbaumaßnahmen, womit gegebenenfalls auch vollständige Neubaumaßnahmen enthalten sein können.

Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen sind zunächst unverbindlich und stellen Empfehlungen der Netzbetreiber dar. Nachfolgende Konsultationen mit der Bundesnetzagentur führen entweder zur Bestätigung bzw. Revision der vorgeschlagenen Maßnahmen [1] durch die Bundes-

behörde. Bestätigte Maßnahmen werden dann in einer revidierten Fassung des **Energie-Leitungs-Ausbau-Gesetzes** (EnLAG, [8]) bzw. **Bundesbedarfsplangesetzes** (BBPlG, [7]) aufgenommen.

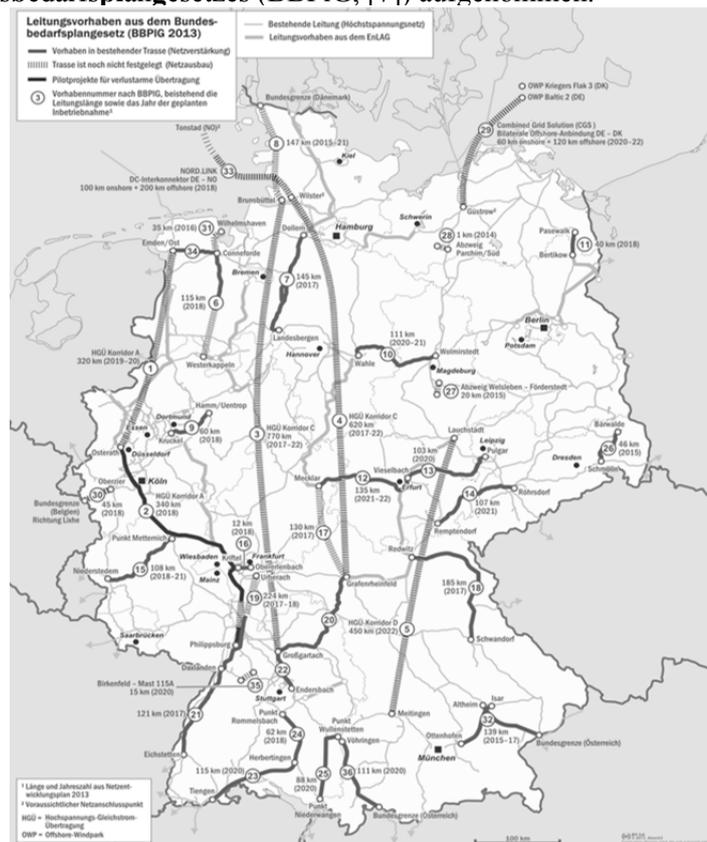


Abbildung 4.
Netzausbaumaßnahmen aus
Bundesbedarfsplangesetz und
Energieleitungsausbaugesetz
(Stand: 2013, [7],[8])

Abbildung 4 zeigt die im Bundesbedarfsplan- und Energieleitungsausbaugesetz vorgesehenen Maßnahmen zur Anpassung des Höchstspannungsübertragungsnetzes. Insgesamt sind 65 Maßnahmen im 380 kV Drehstromnetz und 7 Maßnahmen für ein übergeordnetes Gleichstromübertragungssystem vorgesehen ([7],[8]).

2.1 Anpassungen bei Drehstromübertragungsnetzen

Zur Anpassung des Drehstromnetzes an die sich ändernden Randbedingungen der Energiewende werden gemäß dem „NOVA-Prinzip“ zunächst Maßnahmen zur Lastflussoptimierung untersucht und auf Machbarkeit geprüft. Typische Ansätze hierfür könnten sein:

- optimierte Lastflussrechnung mit dem Ziel einer minimalen Belastung aller Leitungen
- temperaturabhängige Belastung von Freileitungen
- kontrollierte Nutzung von Leistungsreserven und Überlastbarkeiten von Betriebsmitteln

Sollten die Möglichkeiten der Lastflussoptimierung nicht ausreichend sein, werden Maßnahmen zur Verstärkung bzw. Kapazitätserweiterung geprüft. Häufig angewandte Modifikationen sind:

- Leistungserhöhung durch Neubeseilung (z.B. Wechsel von 2-fach auf 4-fach-Bündelleiter, Hochtemperaturleiter, ...)
- Leistungssteigerung durch Kompensationsanlagen (MSCDN, SVC, Phasenschieber)
- Umbau von 220 kV-Systemen auf eine Nenn-Systemspannung von 380 kV
- Auflegen eines parallelen Strompfades (z. B. auf Reserveplatz der Freileitungsmaste) zu einem Mehrfachsystem

Zur weiträumigen Optimierung der Lastflussverteilung gemäß den Anforderungen der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Szenarien besteht allerdings auch die Notwendigkeit zur Erhöhung

des Vermaschungsgrades und damit des Ausbaus im Höchstspannungsübertragungsnetz durch die vollständige Neuplanung von Teilstrecken (Kabel oder Freileitung).

Die unter [7] und [8] beschriebenen Maßnahmen zur Anpassung des Höchstspannungsdrehstromnetzes beinhalten ca. 5000 km Freileitungsstrecke zur Modifikation und Ertüchtigung, während die kumulierte Strecke aller Neubauvorhaben 1300 km beträgt. Ohne detaillierte Kenntnisse zu Trassenverläufen und der finalen technischen Umsetzung lässt sich das Investitionsvolumen derart umfangreicher Vorhaben nur mit sehr hoher Unsicherheit bestimmen. Erste vorläufige Erhebungen gehen von einem Investitionsbedarf von ca. 20 Mrd. Euro aus.

2.2 Überlagerte Fernübertragungssysteme mit Hochspannungsgleichstrom (HGÜ)

Zur Sicherstellung überregionaler Übertragungskapazitäten großer Leistung und zur Anbindung von nicht synchronen Verbundnetzen sind gemäß [7] sieben Maßnahmen zur Implementierung von Übertragungsstrecken mittels Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) vorgesehen (Abbildung 5).



A2: Osterath – Philippsburg (Ultranet)

Amprion und TransnetBW, 2 GW, +/- 420 kVDC, 340 km, Hybrid-Freileitung, Multi-Terminal

A1: Emden - Osterath

Amprion, 2 GW, +/- 420 kVDC, 320 km, Erdkabelvorrang, Multi-Terminal

C3: Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)

TransnetBW und TenneT TSO, 2,0 GW, +/- 525 kVDC, ca 650 km, Erdkabelvorrang

C4: Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink)

TenneT TSO, 2,0 GW, +/- 525 kVDC, ca. 500 km, Erdkabelvorrang

D1: Wolmirstedt – Isar (Süd-Ost-Passage)

50 Hertz und TenneT TSO, 2,0 GW, ca. 400 km, Erdkabelvorrang

P65: Wilster – Tonstad (NO) (NordLink)

TenneT TSO und Statnett, 1,4 GW, +/- 525 kVDC, 570 km Seekabel, 53 km Freileitung

P68 Oberzier – Lixhe (BE) (ALEGrO)

Amprion und Elia, 1,0 GW, +/- 320 kVDC 100 km Erdkabel,

Abbildung 5. Konzept des überlagerten Gleichstromübertragungssystems im deutschen Verbundnetz (Stand 18.12.2015 gemäß [7] und [9])

Die unter Abbildung 5 beschriebenen Vorhaben A1, A2, C3, C4 und D1 sind HGÜ-Strecken, deren Anbindungsknoten innerhalb des deutschen Verbundnetzes liegen und parallel zum bestehenden Drehstromnetz einen überregionalen elektrischen Energietransit von Norden nach Süden ermöglichen sollen. Hierbei soll das bestehende Drehstromnetz hinsichtlich der zu erwartenden Lastflüsse entlastet und im Zusammenspiel zwischen Drehstromnetz und HGÜ ein optimiertes Betriebsführungskonzept gefunden werden.

Die Auswahl der Netzknoten für die Anbindung der Konverterstationen erfolgt gemäß ihrer vorhandenen Eignung zur Aufnahme und Übergabe großer Kraftwerksleistungen ins Verbundnetz. Derartige Netzknoten verfügen meist über leistungsstarke Anbindungen in mehrere Netzbereiche ihrer Regelzone und wurden in der Vergangenheit sehr häufig für die Anbindung von Großkraftwerksleistungen genutzt.

Neben den fünf HGÜ-Systemen innerhalb des deutschen Verbundnetzes ermöglichen die Vorhaben P65 und P68 den Wirkleistungsaustausch zu Nachbarstaaten. Während die Verbindung P68 eine Verbesserung der Netzstabilität des belgischen Übertragungsnetzes durch eine verbesserte Anbindung an das deutsche Verbundnetz ermöglicht, dient das Vorhaben P65 der Anbindung norwegischer

Wasserspeicher. Eine derartige Anbindung ermöglichen die effektivere Nutzung fluktuierender Wind-einspeisung mittels Speicher.

3 TECHNISCHE ASPEKTE DER UMSETZUNG AM BEISPIEL HGÜ

3.1 Prinzip der VSC HGÜ-Technik

Die Anwendung der Hochspannungsgleichstromübertragung zwischen Netzknoten innerhalb des eng vermaschten deutschen Verbundnetzes ist ein Novum für alle 4 Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands. Bisherige Verbindungen dienten der Anbindung von Nachbarstaaten per Seekabel (Dänemark, Schweden) bzw. dem Leistungsaustausch zum asynchronen osteuropäischen Stromnetz in den Jahren nach 1990 (Wolmirstedt, Etzenricht) per Back-to-Back-Anlage.

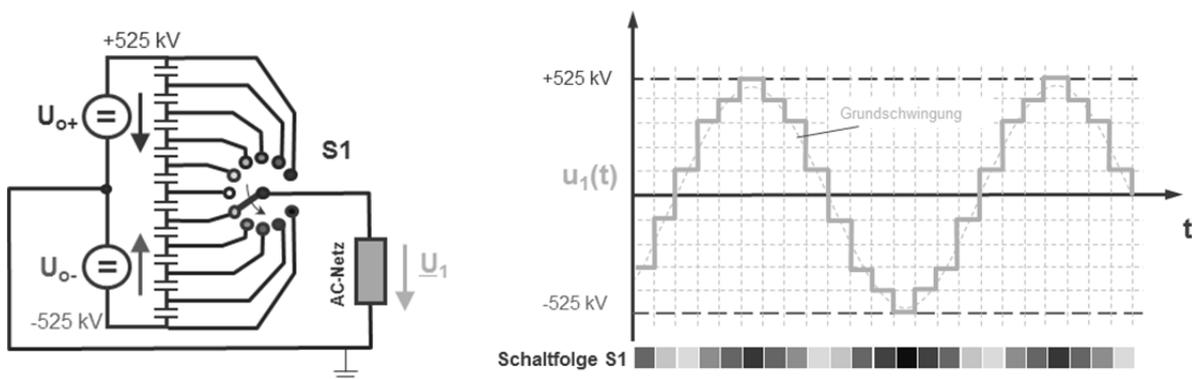


Abbildung 6. Schematische Darstellung Multi-Level-Wechselrichtung

Gemäß den Empfehlungen in [13] kommen zur Realisierung der in [7] vorgegebenen HGÜ-Verbindungen selbstgeführte Leistungs-Umrichter in Multi-Level-Technik zum Einsatz. Das grundsätzliche Funktionsprinzip ist in Abbildung 6 für die Betriebsart der Wechselrichtung vereinfacht dargestellt. Eine kapazitive Absteuerung der Zwischenkreisspannung ermöglicht ein stufendes Abgreifen der Gleichspannung durch Leistungshalbleiterschaltenelemente. Durch gesteuertes Schalten kann die resultierende stufenförmige Wechselspannung in ihrer Grundschwingung nach Betrag, Phasenlage und Frequenz im Rahmen des zulässigen Betriebsbereichs beliebig beeinflusst werden. Mit dieser Steuerungsmöglichkeit lässt sich die in den Netzknoten einzuspeisende Leistung nach Betrag- und Leistungswinkel sehr genau einstellen bzw. regeln. Detaillierte Ausführungen zur Funktionsweise sind unter [10],[11] und [12] angegeben.

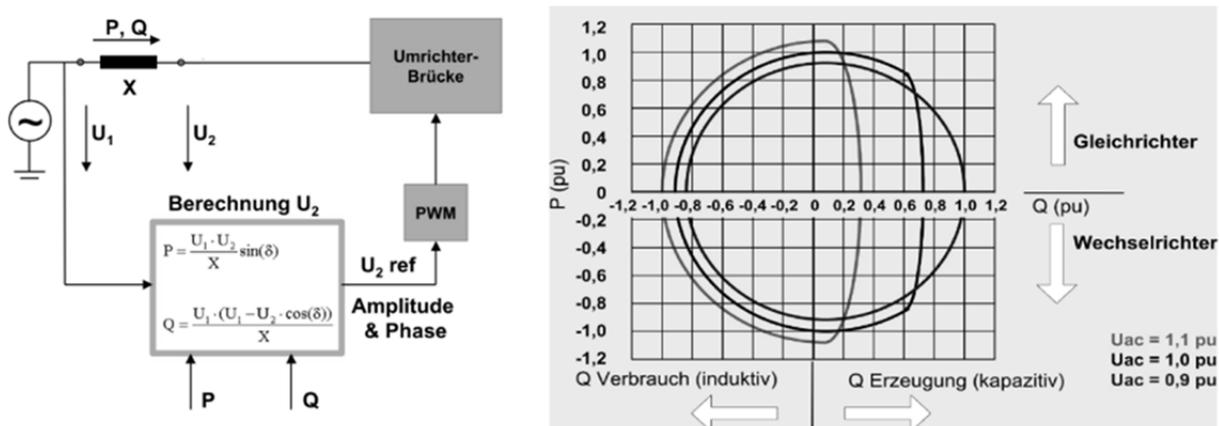


Abbildung 7. Regelkreis und Regelbereich eines selbstgeführten Gleich- und Wechselrichters [6]

Moderne netzgeführte Umrichter sind in der Lage, innerhalb weniger 10 ms den Arbeitspunkt zu verändern. Hierdurch ergeben sich zahlreiche Möglichkeiten zur Implementierung diverser stationärer und dynamischer Regelungsarten:

- U/f - Regelung
- Fault Ride-Through
- Emergency Power Control
- automatische Frequenzregelung
- Dämpfung subsynchroner Reaktanzen
- Dämpfung von Leistungspendelungen
- stationäre P-Q-Regelung (Winkeldifferenz, parallele Leistung, virtuelle. Leitung)
- stationäre Spannungsregelung

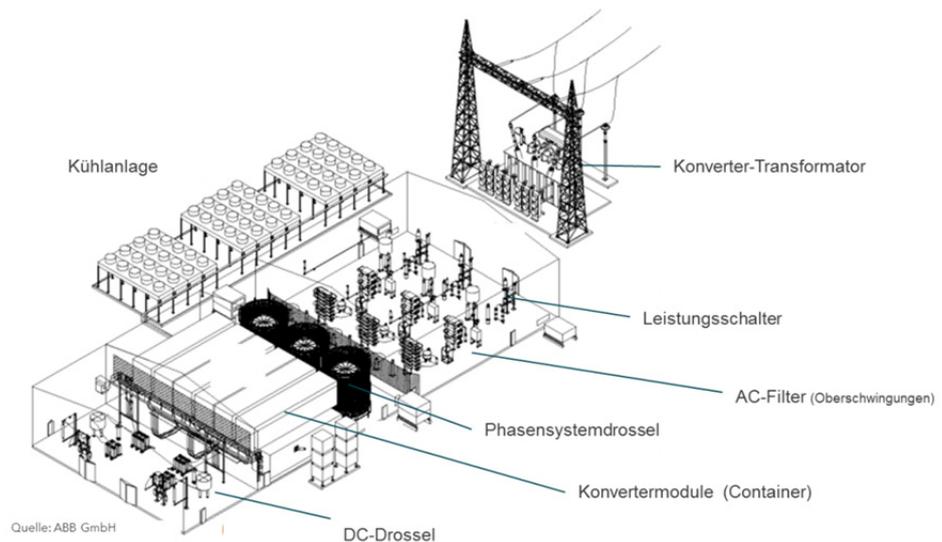
Darüber hinaus sind selbstgeführte Anlagen mit entsprechender Ausführung in der Lage, bei intakter DC-Zwischenkreisspannung als Keimzelle eines Netzwiederaufbaus genutzt zu werden (Schwarzstartfähigkeit). Für optionale Erweiterungen bieten selbstgeführte Umrichter grundsätzlich die Möglichkeit zur Realisierung von Mehrfachterminalsystemen (Multi-Terminal-Fähigkeit). Diese Eigenschaft ist die Grundlage zum Aufbau eines überlagerten Gleichstromnetzes per Integration der bis dato vorhandenen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen.

3.2 Konverteranlage

Zur praktischen Umsetzung der unter Abbildung 6 und Abbildung 7 stark vereinfacht vorgestellten Funktionalität ist ein Anlagensystem mit unterschiedlichen Komponenten notwendig. Unter Abbildung 8 ist eine perspektivische Darstellung der Konverter-Landstation in Diele (Borwin 1) gegeben. In der Ausführung als symmetrischer Monopol mit einer Nenngleichspannung von ± 150 kV erreicht die Anlage eine Nennübertragungsleistung von 400 MW per Seekabelübertragung, welche von der Offshore-Plattform Borwin alpha eingespeist wird ([14]).

Abbildung 8.
Modelldarstellung
HGÜ-Konverter-Land
station Diele (Borwin 1)

(Quelle: ABB GmbH)



Die Anbindung der Konverteranlage an das Drehstromnetz wird durch den Konvertertransformator sichergestellt. Neben der Anpassung der Netzspannung an die Konverterwechselspannung dient dessen Streuinduktivität zur Dämpfung, zur Filterung und als Teil der Phasensysteminduktivität. Über Wechselstrom-Leistungsschalter und Trenner werden die Felder der Filteranlagen angebunden. Diese Filter eliminieren harmonische Anteile der Wechselspannung am Ausgang der Phasensystemdrossel. Diese Drossel ist eine Schlüsselkomponente zur Regelung des Arbeitspunktes der System-

scheinleistung. Die unter Abbildung 8 gezeigte Ausführung nutzt Ventilmodule in Containerbauweise. Diese Halbleitermodule erzeugen durch gesteuertes Schalten die Spannungs-Konversion. Zur Dämpfung von der harmonischen Frequenzanteilen Anteilen am Ausgang des Gleichstromkreises sowie zur Strombegrenzung von Fehlerströmen bei Fehlern im Gleichspannungssystem erfolgt die Anbindung der DC-Übertragungsstrecke über eine Glättungsdrossel. Weiterführende Details zur genannten Anlage sind unter [10] gegeben.

Selbstgeführte HGÜ-Konverterstationen sind häufig sehr kundenspezifisch und an die detaillierten Anforderungen des Betreibers zur Leistungsübertragung und Spannungsstützung am Netzknoten angepasst. Bei zunächst sehr vergleichbaren Anforderungen an Systemleistung und DC-Spannungsreihe können daher die realen Layouts der Anlagen sehr unterschiedlich ausfallen. Unter Abbildung 9 ist ein Entwurf zur südlichen Konverterstation des Vorhabens A2 nach [4] nahe Philippsburg dargestellt.

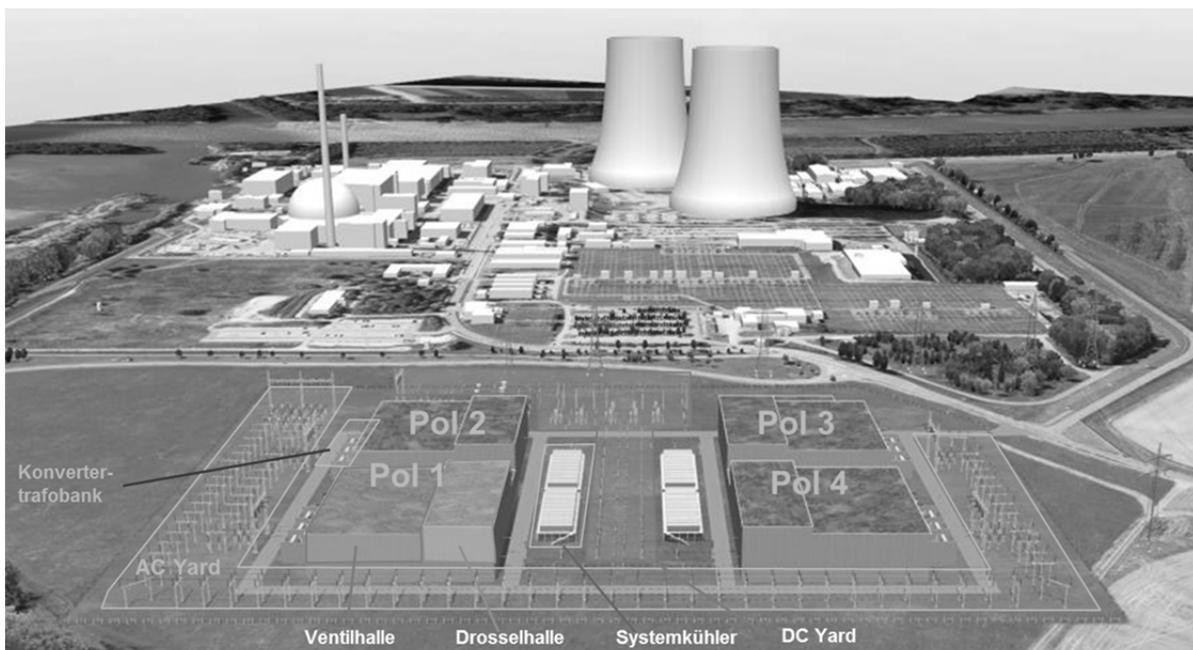


Abbildung 9. Konzeptstudie zum Layout der Konverterstation Süd für die Übertragungsstrecke Ultramet (Entwurf, schematische Darstellung, Änderungen vorbehalten)

Die gezeigte Anlage mit einer Systemspannung von bis zu 420 kVDC wird mittels Freileitung an die Gegenstation nahe Osterath angebunden. Zur Erreichung einer Systemleistung von mindestens 2000 MW bei Nenngleichspannung ist die Anlage als Doppelbipol (bestehend aus vier asymmetrischen Monopolen) ausgeführt. Der räumlich symmetrische Aufbau führt zu optimalem Betriebsverhalten im Parallelbetrieb der Pole. Hierzu ist allerdings eine sehr raumintensive Anbindung der Pole an das Drehstromsystem notwendig.

3.3 HGÜ-Technik der Übertragungsstrecke

Im Gegensatz zu Seeverbindungen besteht bei Übertragungsabschnitten über Land grundsätzlich die Möglichkeit zum Einsatz von Freileitungen oder Erdkabeln. Freileitungssysteme sind bis ± 800 kVDC Stand der Technik, Systeme bis ± 1100 kVDC befinden sich in der Projektierung [15]. Erdkabel in Masse-Imprägniertechnik sind Stand der Technik bis 600 kVDC, während extrudierte Kabel bis 525 kVDC vor der Markteinführung stehen.

Mit dem unter [9] beschriebenen Bundesratsbeschluss zum Erdkabelvorrang gilt für die Übertragungsstrecken der Vorhaben A1, C3, C4, D1 und P68 die grundsätzliche Ausführung als Erdkabel. Lediglich die Maßnahme A2 soll als Freileitung ausgeführt werden.

Die teilweise hohe Infrastrukturdichte in Deutschland erschwert die Identifikation geeigneter Räume zu Bau neuer Freileitungsanlagen. Darüber hinaus sind häufig signifikante Veränderungen in Natur und Kulturlandschaften damit verbunden, deren Akzeptanz in der Bevölkerung nur sehr schwer zu erreichen ist.

Zur Verinfachung der Planungsmaßnahmen und zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz nutzt die Gleichstromübertragungsstrecke zwischen den Netzknoten Philippsburg und Osterath (Vorhaben A2) weitgehend bestehende Drehstromleitungen zur Umrüstung auf ein hybrides Gleichstrom-/Drehstromsystem. Eine schematische Darstellung zur Adaption eines Mehrfachdrehstromsystems ist unter Abbildung 10 gegeben.

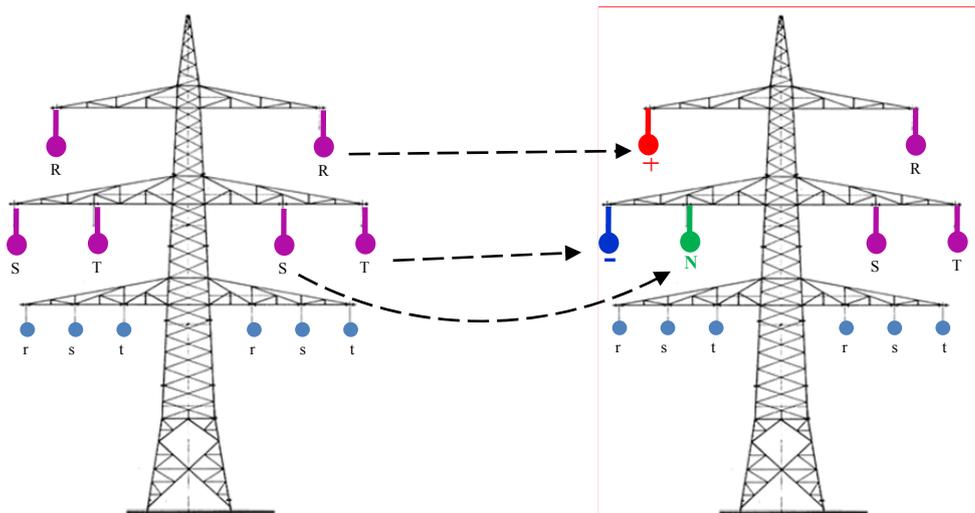


Abbildung 10. Umbau einer Mehrsystem-Drehstromleitung zu einem DC-Hybridssystem

Ein ausgewähltes 380kV-Dreiphasensystem wird durch ein modifiziertes 3-Ader-Gleichstromsystem mit Pluspol, Minuspol und metallischem Rückleiter ersetzt. Infolge der zu erwartenden Stromdichte und der Frequenzänderung wird das Leiterseil durch ein auf die neue Anwendung abgestimmtes System ersetzt. Den veränderten Anforderungen an die Isolationskoordination wird mit angepassten Isolationsketten und Leitungsarmaturen Rechnung getragen.

Der Anteil von Erdkabelsystemen für Gleichverstromanbindungen ist zwar signifikant geringer als jener von Freileitungen. Durch die große Anzahl von Offshore-Windpark-Anbindungsprojekten und Seekabelprojekten mit respektablem Landanteil konnte insbesondere in Mitteleuropa bereits technische Erfahrung mit Gleichstromlandkabeln gewonnen werden. Der grundsätzliche Aufbau von Drehstrom- und Gleichstromkabeln ist sehr vergleichbar. Bei der Auslegung der DC-Kabelgeometrie ist zusätzlich die resistive Feldsteuerung und deren Abhängigkeiten hinsichtlich Feldstärke und Temperatur zu berücksichtigen. Im Aufbau von Kabelstrecken kann auf das bei Drehstrom notwendige Auskreuzen der Kabelschirme verzichtet werden. Es muss lediglich eine Kabelschirm-erdung in Sektionen von etwa 4-5 km erfolgen. Abbildung 11b zeigt exemplarisch die Ausführung eines extrudierten DC-Kabels der Spannungsreihe bis 320 kVDC.



Abbildung 11. Erdkabelsysteme für Höchstspannungsnetze

- a.) Kabelbaustelle für ein Doppeldrehstromsystem 380 kVAC (Quelle: Amprion GmbH)
 b.) VPE Gleichspannungskabel 320 kVDC (Quelle: ABB GmbH)

Die Verlegetechnik und die Maßnahmen zum Tiefbau sind weitgehend unabhängig von der Spannungsart. Erdkabel können einerseits direkt im Boden verlegt und gebettet werden, andererseits kann es vorteilhaft sein, diese in Leer- oder Schutzrohren zu installieren. Dies gilt beispielsweise dann, wenn Tiefbau und Kabelzug aus logistischen Gründen zeitlich entkoppelt werden sollen. Je nach Bodenbeschaffenheit können Sondermaßnahmen zur Rückverfüllung notwendig sein, um die Wärmeabfuhr zwischen Kabel und Erdreich zu verbessern. Je nach Anzahl der installierten Systeme, der Bodenbeschaffenheit und der Anzahl an Bodenschichten können Baustreifen von bis zu 50 m Breite notwendig werden. Abbildung 11a zeigt hierzu das Beispiel eines Doppel-Drehstromsystems entlang einer Pilotanlagenstrecke nahe Raesfeld.

4 PLANUNG UND AKZEPTANZ VON STROMÜBERTRAGUNGSTRECKEN

Deutschland ist nach den Niederlanden, Belgien und dem Vereinigten Königreich mit 227 Einwohnern je km² der viert dichtest besiedelte Flächenstaat in Europa. Die damit verknüpfte intensive Nutzung des Lebensraums erhöht die Komplexität der Planung und Umsetzung von elektrischen Übertragungsstrecken. Zur Systematisierung der Planungsprozesse und zur Erhöhung der Transparenz des Planungsverfahrens sieht das Gesetz zum beschleunigten Netzausbau (NABeG, [16]) den Prozess der Bundesfachplanung vor, der die sonst anzuwendenden Raumordnungsverfahren in einem Verfahren bündelt. Dieses Verfahren gilt in erster Linie für Vorhaben, die sich über mehrere Bundesländer erstrecken. Das Planungsverfahren ist in mehrere Planungsstufen unterteilt und schematisch unter Abbildung 12 für die beendeten Planungen zur Freileitungstrassierung des Vorhabens Suedlink C4 im Jahr 2014 dargestellt.

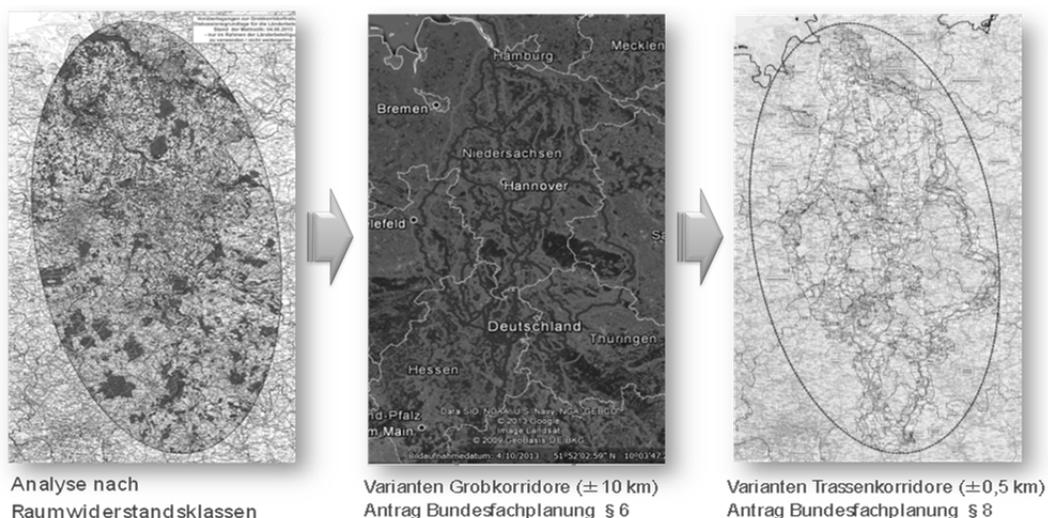


Abbildung 12. Mehrstufiger Planungsprozess von Freileitungstrassen nach Bundesfachplanung [16]

Ausgehend von einer Planungsellipse, deren Breite etwa 50% der Vorhabensdistanz beträgt wird der Untersuchungsraum gemäß seiner Eignung zur Realisierung einer Freileitungstrasse bewertet und regional in Raumwiderstandsklassen eingeteilt. Die Identifikation möglicher Korridore mit einer Breite von 20 km („Grobkorridor“), in welchen eine Trassierung aus Sicht der Raumordnung möglich sein könnte, ist Bestandteil der ersten Planungsstufe. Am Ende der ersten Planungsstufe steht idealerweise die Festlegung eines Grobkorridorzuges zwischen den beiden Netzverknüpfungspunkten, welcher als Untersuchungsraum für die nachfolgenden Planungsschritte gilt. Im zweiten Planungsschritt wird die Detailtiefe in diesem reduzierten Untersuchungsraum erhöht und nach Möglichkeit ein verfeinerter Korridor mit einer Breite von 1 km und vergleichsweise bester Eignung zur Trassierung identifiziert („Feinkorridor“). Idealerweise bildet dieser verfeinerte Korridor den Untersuchungsraum für die nachfolgende Planfeststellung der Bundesnetzagentur.



Abbildung 13. Bürgerreaktionen gegen Planungsvorhaben SuedLink in 2014

Jedes Infrastrukturvorhaben stellt einen Eingriff in Landschaft und Lebensraum von Menschen dar. Derartige Veränderungen werden seitens der Bevölkerung sehr unterschiedlich wahrgenommen und bewertet. Ablehnung und Skepsis sind oftmals der Uninformiertheit und mangelnder Möglichkeit zur Einflussnahme geschuldet. Zur Steigerung der Transparenz und Mitarbeit durch die Bevölkerung sieht der Prozess der Bundesfachplanung aktive Beteiligungsmöglichkeiten bereits vor dem offiziellen Verfahren vor. Diese können im Rahmen von lokalen Informationsveranstaltungen der Übertragungsnetzbetreiber oder aber mittels der seitens der Bundesnetzagentur abgehaltenen Antragskonferenzen erfolgen. Hierbei sind die Bürger aktiv aufgefordert, konkrete Planungsvorschläge zur Trassenführung zu unterbreiten.

Der unter [9] beschriebene Beschluss zum Erdkabelvorrang führt bei den Vorhaben A1, C3, C4, und D1 zu neuen Rahmenbedingungen und erfordert daher geänderte Planungsprämissen. Aktuell sind hierzu Konsultationen zwischen der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber im Gange, um die Abwägungskriterien von Planungsalternativen festzulegen..

Trotz sorgfältigster Planungen und transparenter Prozesse bleibt auch bei Nutzung von Erdkabeln bei für die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes die Notwendigkeit einer Veränderung im Lebensraum der Menschen bestehen. Zum Zweck der Vertretung und Artikulation lokaler Interessen organisieren sich Einzelpersonen oft in Bürgerinitiativen, welche ihrerseits in Verbänden Zusammenschluss finden (Abbildung 13). In vielen Fällen werden derartige Interessenverbände von öffentlichen Amtsträgern unterstützt und nutzen zudem professionellen juristischen Beistand.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind daher bemüht, den Anliegen aller betroffenen Bürger möglichst gerecht zu werden und dabei gleichzeitig den gesetzlichen Auftrag des Bundesbedarfsplangesetzes zu erfüllen. Der Umfang und die Wichtigkeit der Netzausbaumaßnahmen könnten allerdings dazu führen, dass Einwände von Bürgern und Körperschaften nicht ausgeräumt werden können und damit juristische Klärungen im Rahmen der Planfeststellung notwendig werden.

5 AUSWIRKUNGEN UND MAßNAHMEN BEI VERZÖGERUNGEN IM NETZAUSBAU

Mit der Umsetzung der Energiewende im deutschen Höchstspannungsnetz stehen die vier Übertragungsnetzbetreiber vor enormen Herausforderungen. Die Einführung der HGÜ-Technologie zur Verbindung von Knoten eines eng vermaschten Netzes ist ein Novum in der Konzeption eines Verbundnetzes. Mit den geplanten Übertragungsleistungen aus [7] und [4] wird technisches Neuland bei den Anbietern von Konverteranlagen betreten. Die geplanten Übertragungsstrecken als hybride Freileitungen auf Bestandsmasten bzw. Erdkabelstrecken der Höchstspannungseben über mehrere hundert Kilometer sind bisher weltweit einzigartig.

Darüber hinaus führt die große Anzahl der in [7] und [8] enthaltenen Einzelmaßnahmen zu umfangreichen Bau- und Installationstätigkeiten, deren Ausmaß den bisher typischen Rahmen der Netzbetreiber und des Anbietermarktes überschreiten werden.

Das hohe Ausmaß an Neubau und Ertüchtigungsmaßnahmen im Stromnetz führt zudem zu signifikanten lokalen Veränderungen von menschlichen Lebensräumen und der Umwelt. Derartige Veränderungen generieren üblicherweise Reaktion auf unterschiedlichsten Ebenen der Gesellschaft.

Die Umsetzung des elektrischen Netzausbaus steht im direkten zeitlichen Zusammenhang mit der Abschaltung von Kernkraftwerken, Reduktion konventioneller Kraftwerksleistung und dem Ausbau regenerativer Energien. Idealerweise wären alle Maßnahmen abgeschlossen, bis die geplante Reduktion von nuklearen und fossilen Kraftwerken in Süddeutschland vollzogen ist. In Anbetracht der technischen, genehmigungsrechtlichen und sozialen Herausforderungen des Netzausbaus und ergeben sich terminliche Risiken für deren Umsetzung.

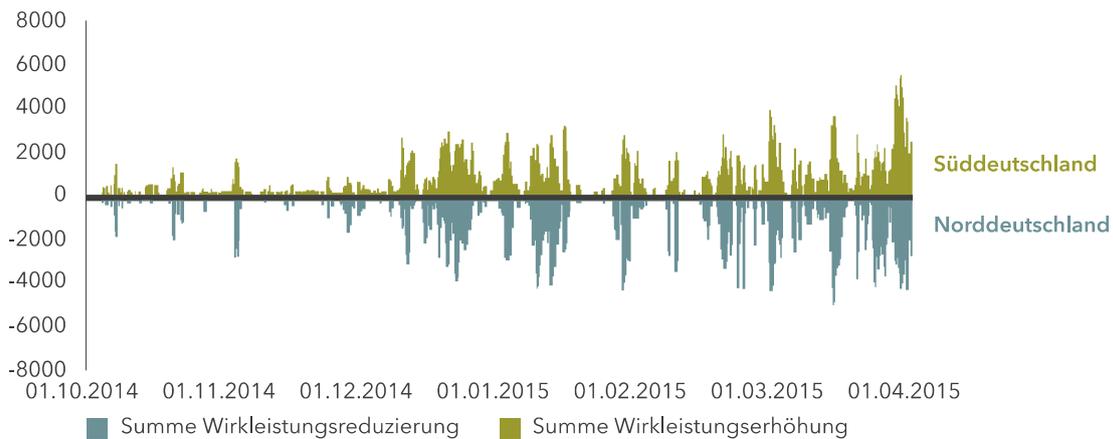
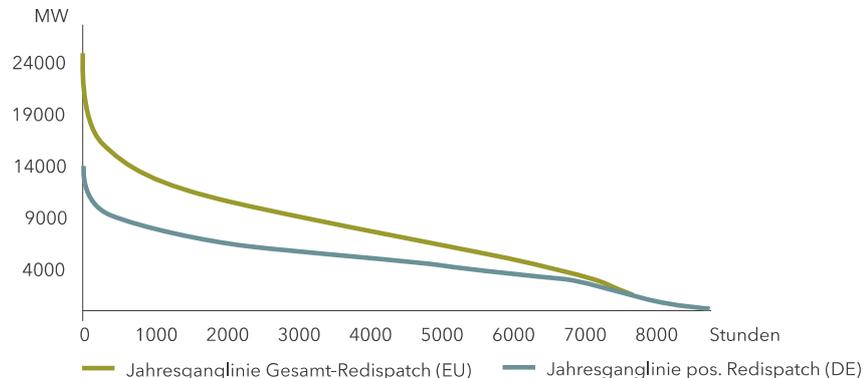


Abbildung 14. Aufzeichnung des Summenwirkleistungsanpassung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber nach [1] in Megawatt

Die Dringlichkeit zur synchronen und planmäßigen Umsetzung der Um- und Ausbaumaßnahmen tritt bereits heute eingehend zutage. Zur Vermeidung von Überlastung bei Betriebsmitteln und kritischer Netzzustände sind die Übertragungsnetzbetreiber seit 2013 regelmäßig zu Netzeingriffen gezwungen, bei denen Einspeiseleistung aus Wind im Norden Deutschlands reduziert und gleichzeitig konventionelle Reservekraftwerksleistung in der Mitte und Süden aktiviert werden muss. Abbildung 14 zeigt die Tages-Summenleistungen für die Netzeingriffe aller vier Übertragungsnetzbetreiber in einen Zeitraum von 6 Monaten. Der Umfang der Netzeingriffe ist stark von der Wetterlage und dem Erzeuger-Lastgefüge abhängig. Während Hochlastphasen und Bewölkung im Süden bei gleichzeitigem Starkwind in Norddeutschland werden zunehmend Eingriffe seitens der Netzführung notwendig. Im 6-Monatszeitraum bis zum 01.04.2015 wurden hierbei Spitzenwerte bis zu 5 GW erreicht.

Aus den bis dato vorliegenden Erfahrungswerten, den weiteren Planungen zur Reduktion konventioneller Kraftwerksleistung, der Fortschreitung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der real zu erwartenden Umsetzung des Umbaus der Übertragungsnetze ergeben sich Prognosen zu Umfang und Häufigkeit von Netzeingriffen in den nächsten Dekaden.

Abbildung 15.
Jahresganglinien der
Netzeingriffleistung der
deutschen Übertragungs-
netzbetreiber



Unter Abbildung 15 ist eine Abschätzung zum Umfang der notwendigen Netzeingriffe (Redispatch) im europäischen Verbund im Jahr 2023 in Falle einer stark verzögerten Umsetzung der Netzertüchtigungsmaßnahmen [4] angegeben. Aufgrund des Umfangs und der Häufigkeit von Netzengpässen ist das Potenzial an Reservekraftwerksleistung in Mittel- und Süddeutschland nicht ausreichend und erfordert die Allokation umfangreicher Kraftwerksleistung außerhalb des deutschen Verbunds.

Dem in Abbildung 15 gezeigten Szenario zufolge wäre an neun Monaten im Jahr ein Redispatch von mehr als 5 GW notwendig. Es ist daher davon auszugehen, dass Netzeingriffe Teil des regulären Netzbetriebes werden und nur in positiven Ausnahmefällen auf entsprechende Maßnahmen verzichtet werden kann.

Erste Auswertungen zu den Aufwendungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber infolge von Redispatch in 2015 ergeben ein Volumen von etwa eine Milliarde Euro, welches etwa dem geplanten Aufwand zum Netzaus- und -umbau in 2015 entspräche. Gemäß der unter Abbildung 15 gezeigten Prognose für 2023 würde dieser Aufwand in Deutschland auf etwa drei Milliarden pro Jahr anwachsen. Für den Fall einer planmäßigen Umsetzung der unter [4] beschriebene Maßnahmen könnte dieser Aufwand auf etwa ein Drittel begrenzt werden und würde damit das jährliche Investitionsvolumen des Netzausbaus nicht übersteigen [2].

6 ZUSAMMENFASSUNG

Die mit der beschlossenen Energiewende unmittelbar verknüpfte Notwendigkeit zum Aus- und Umbau der elektrischen Energienetze stellt die deutschen Übertragungsnetzbetreiber vor enorme technische und gesellschaftliche Herausforderungen. Der Sicherheit und Stabilität der Stromversorgung gilt hierbei höchstes Augenmerk. Künftig werden infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien weiträumige Lastflüsse von Nord- nach Süddeutschland entstehen. Der Aus- und Umbau der Drehstromnetze als auch die Integration von HGÜ-Strecken im Verbundnetz sind die gewählten technischen Maßnahmen zur erfolgreichen Umsetzung dieser Anforderung.

Die Risiken einer Verzögerung dieser Maßnahmen sind durch die europäischen Netzbetreiber identifiziert, bewertet und Gegenmaßnahmen eingeleitet. Netzeingriffe in die Erzeugung sind bereits heute regelmäßige Maßnahmen zur Stabilisierung des Netzes. Ohne die geeignete Ertüchtigung des Netzes werden diese Aufwendungen deutlich über die geplanten Investitionen ansteigen. Der Aus- und Umbau der Stromnetze ist daher von volkswirtschaftlicher Bedeutung für Deutschland und wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber als gesetzlicher Auftrag zur Standortsicherung verstanden. Zur erfolgreichen Umsetzung sind die Übertragungsnetzbetreiber allerdings auch auf die Unterstützung von politischen Kräften, Genehmigungsbehörden, Gebietskörperschaften und der Bevölkerung angewiesen.

LITERATUR UND VERWEISE

- [1] Bundesnetzagentur: “Bedarfsermittlung 2024, Bestätigung, Netzentwicklungsplan Strom , Sep. 2015
- [2] R. Joswig: “das Übertragungsnetz im Spannungsfeld zwischen Physik, technischen Herausforderungen, Politik und Gesellschaft”, Kolloquium Universität Stuttgart, Nov. 2015
- [3] Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de
- [4] 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: “Netzentwicklungsplan 2014”, www.netzentwicklungsplan.de
- [5] Wikipedia: “Netzentwicklungsplan”, <https://de.wikipedia.org/wiki/Netzentwicklungsplan>
- [6] ABB GmbH: “HVDC Light Grundlagen und Systemeigenschaften” HVDC Light Seminar 2014, Papenburg 2014
- [7] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: “Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG), Juli 2013
- [8] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: “Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG)”, August 2009
- [9] Bundesregierung: “Netzausbau: Erdkabel statt Freileitung” <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/10/2015-10-07-netzausbau-erdkabel-statt-freileitung.html>, Dezember 2015
- [10] ABB GmbH: “HVDC Light – It’s time to connect”, Brochure, 2013
- [11] Siemens AG: “HVDC PLUS –Basics and Principle of Operation”, Brochure, 2011
- [12] Alstom Grid: “Voltage Source Converter – Introduction to VSC technology”, 2010
- [13] 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: “Netzentwicklungsplan 2013”, www.netzentwicklungsplan.de
- [14] Tennet TSO: “BorWin1 - Weltweit längste Gleichstromverbindung”, https://www.tennetso.de/site/.../100341_ten_husum_borwin1_du.pdf, 2002
- [15] Liu Zehong: “R&D progress of $\pm 1100\text{kV}$ UHVDC technology”. Cigré Session 2012, Paper B4_201, August 2012
- [16] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: “Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)”, Juli 2011

Herausforderungen des Betriebs ländlicher 110kV-Verteilungsnetze und deren Lösung

Dr. Carsten Böse – Siemens AG EM DG PTI, carsten.boese@siemens.com

ZUSAMMENFASSUNG

Die Integration erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze erfolgt aufgrund der verfügbaren Flächen meist in ländlichen Gegenden und sorgt damit für eine deutliche Beanspruchung der meist schwach ausgebauten Netze. So führt die steigende Erzeugerleistung der vergangenen Jahre zum Einen zu einem Anstieg der Überlastungen und zum Anderen zu Spannungsanhebungen in den Verteilungsnetzen. Hinzu kommt, dass die Blindleistungsregelungen in den Verteilungsnetzen zu neuen Herausforderungen der Blindleistungskompensation führen.

Während einerseits der konventionelle Ausbau technische und gesellschaftliche Rahmen sprengt, sind weitere neue Lösungen gefragt, um den Herausforderungen der Zukunft gewachsen zu sein und den sich schnell ändernden Verhältnissen gerecht zu werden. Hierbei stellt sich die Frage, welche Technologien für eine möglichst ökonomische Umsetzung Anwendungen findet. Untersuchungen haben gezeigt, dass in Netzen mit einem starken Wachstum dezentraler Erzeugungsanlagen der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien vielversprechende Ansetze darstellen, um den steigenden Überlastungen zu begegnen und Blindleistungskompensation notwendig werden um Spannungsgrenzen und Blindleistungsflüsse zu beeinflussen.

Diese Sachverhalte sind in dem nachfolgenden Beitrag beschrieben. Die meisten der dargestellten Ergebnisse sind im Rahmen eines vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt „PuBVerteilung“ entstanden.

SUMMARY / ABSTRACT

This paper presents the applied methodology of innovative grid planning and the results of a variety of network expansion planning variants of 110 kV distribution grids. This includes variants with the exclusive use of conventional primary equipment, the exclusive use of innovative technologies as well as a combined and economically optimized conventional-innovative expansion planning approach. Out of this, a statement of flexibility of implementation is possible.

Results show that an innovative operation mode has an enormous effect as it decreases the amount of overhead lines needed at very low costs by a new approach of network planning. These costs can be further reduced if overhead line monitoring is implemented. Another measure is the active power limitation, which limits the feed-in power of all distributed generators in the high voltage network to a fix value. Nevertheless, compensation payments for reduced distribution generation counteract the savings due to reduction of overhead lines related to the curtailment. Considering the assumed development of supply, the installation of at least one 380 kV substation at an early stage shows significant saving potential as it reduces the total expenditures necessary by approximately one third.

1 INTRODUCTION

The transition process of the German power system faces new challenges. On one hand, the number and thus the installed capacity of distributed generators (DG) with a fluctuating supply of electrical energy are continuously increasing. On the other hand the current distribution network has no suitable network configuration to take the increasing number of distributed generators. Even if a large proportion of installed renewable generation is connected to the medium and low voltage networks, the 110 kV distribution networks are already or in the near future heavily loaded.

Today several new innovative devices and technologies are known, but until now their implementation and use is not wide spread because some technologies are still at a stage of development, where their economic value is questionable or possible applications are not yet determined.

Therefore it is necessary to examine new methods, planning principles and recommendations for the implementation and application of new technologies and the combination of conventional and new approaches. This paper presents the applied methodology of innovative grid planning and the results of a variety of network expansion planning variants of 110 kV distribution grids of large Germany distribution grid operators. This includes variants with the exclusive use of conventional primary equipment, the exclusive use of innovative technologies as well as a combined and economically optimized conventional-innovative expansion planning approach.

2 NETWORK PLANNING STRATEGIES

Within this study several network planning strategies and technologies were analyzed.

Conventional reinforcement

For the examination of new technologies the necessary measures are investigated to improve the 110 kV network. In this, the target is to collect all renewable energy and to transport it to the main receiving substations. For getting this, the overloaded equipment is replaced by equipment with higher ratings or if necessary it is replaced by additional equipment. Hence massive grid reinforcement for network operation is required, which need a high investment for line upgrades and for new receiving substations to the transmission network.

Innovative operation mode

In this planning variant only the normal operation mode is considered. The simulation of the (n-1)-criterion is not taken into account.

Today the distribution operators run their networks with (n-1)-reliability at any time including the worst feed-in case. So the overhead lines are upgraded for the full decentralized feed-in. Additionally, the power of decentralized generators is limited until the (n-1)-criterion is satisfied. So on one hand the network dimensioning has to be determined for a very high feed-in situation, which only occurs for a few hours a year, and on the other hand the distribution generator feed-in has to be reduced for long terms.

In contrast, with the innovative operation mode the (n-1)-criterion is neglected for distributed generators in normal operation, so that the upgrade of the overhead line will be reduced. If a network fault occurs in the concerned grid area, in the first step the relevant distribution generators will be turned off within e.g. 15 second, so that a safe network operation can be ensured. In a second step, the renewable generators will be reconnected successively to the network until the current transmission capacity is reached. Hence, an innovative operation mode allows high reduction of network expansions and thus a good possibility to save on investments.

Overhead line monitoring

The overhead line monitoring describes a capacity management, where the (n-1)-criteria for feed-in is disregarded. The indirect overhead line monitoring technology uses weather data and information about the local placement and environmental conditions of the overhead line, so that it is possible to allow a higher current and therefore a higher utilization. From this the capacity can be increase up to a maximum of 150%. [2]

In this study the regarded network is located in the eastern Germany, so that a utilization rate of 130% is accepted as the highest possible capacity. When the maximum capacity is reached, network expansions with overhead line reinforcement are necessary.

Active power limitation

The active power limitation restricts the feed-in power of all distributed generators in the high voltage network to a fixed value. Therefore less power will be fed in the network and the utilization of the equipment will be reduced and thus, the necessary expansion. For the analysis, different limitation factors of 90%, 80% and 70% are examined and the reinforcements of the overhead lines and substations are determined.

Variants and combinations

To find an economically optimized solution, the described strategies and technologies were evaluated separately and in combination for different scenarios. Each scenario does consider a different number and installation time 380 kV substation(s) (see Figure 1).

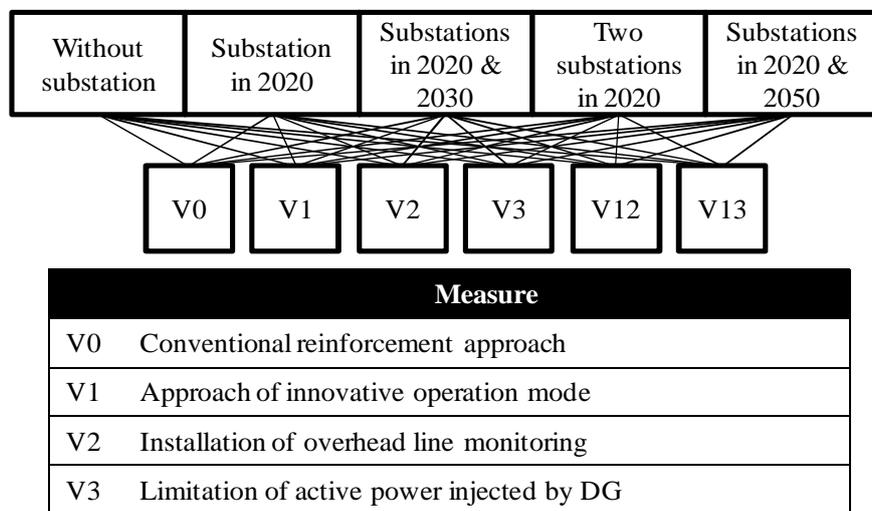


Figure 1. Examined planning variants and their combinations

One variant may represent the implementation of one measure (e.g. V0 reflects the conventional reinforcement approach) or the combination of two measures (e.g. V12 combines the innovative operation mode and the installation of overhead line monitoring). Based on the variety of these scenarios and variants an economical evaluation is conducted.

3 ECONOMICAL METHODOLOGY

Applying the described technical solutions, every measure or combination of measures leads to different quantities of necessary network components and technologies. To allow planning strategies and decision making not only from a technical perspective, but from an economical as well, investment/capital cost (CapEx) and operation cost (OpEx) are calculated for every variant. Investments are assumed to take place in 2018, 2025 and 2040, respectively. Table 2 sums up the underlying cost structure.

For standard equipment like overhead lines and substations, a price degression of 0.5 percent per year is assumed, costs for measure 1 and 2 remain unchanged, while compensation payments for measure 3 decrease over time (e.g. 0.08 €/kWh for wind or 0.26 €/kWh for photovoltaic in 2015 to 0.06 €/kWh for all technologies in 2050).

Table 1: Cost assumptions

	CapEx	OpEx	Lifetime
110 kV overhead lines	450,000 €/km	1.5% of CapEx/a	40a
110 kV substation	335,000 €	1.5% of CapEx/a	40a
380 kV substation	25.9 m €	1.5% of CapEx/a	40a
Measure 1: <i>innovative operation mode</i>	1,000,000 €	3.5% of CapEx/a	10a
Measure 2: <i>overhead line monitoring</i>	2,500 €/km	3.5% of CapEx/a	10a
Measure 3: <i>active power limitation</i>	Compensation payment depending on technology and year		

To compare the different variants the present values (PV with an inflation-adjusted interest rate i of 6%) of the total expenditures (TotEx = CapEx + OpEx) reduced by the recovery value (RV) and saved OpEx of substituted equipment were accumulated for the time horizon from 2015 to 2050 and then reduced by the PV of recovery value of the installed components in 2050.

$$TotEx = \sum_{n=2015}^{2050} \left(\frac{TotEx - RV_{substitution} - OpEx_{substitution}}{(1+i)^{n-2015}} \right) - \frac{RV}{(1+i)^{2050-2015}}$$

4 RESULTS

The examination of the conventional reinforcement represents the base variant. The necessary network expansions because of the high decentralized distributed generators are so massive, that the overhead line reinforcements are over 600 km in 2020 and until 2050 the expansion is about 960 km. This need is so high, that a technical transfer is very difficult and is not realizable. Therefore it is shown, that the building of new 380 kV substations is needed. Figure 2 shows different scenarios with the building of new substations in different years.

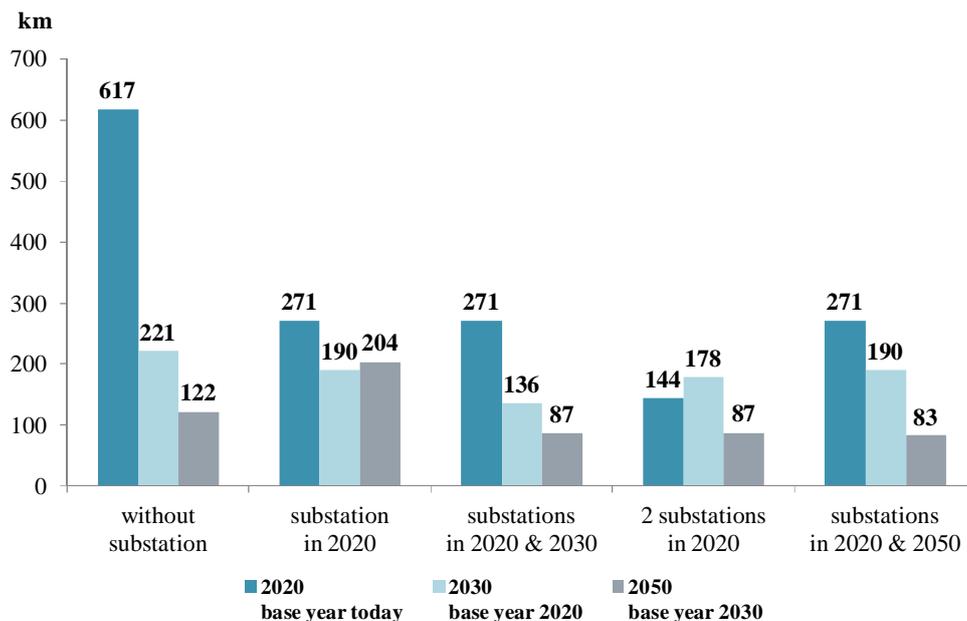


Figure 2. Overhead line expansion for conventional reinforcements

Due to the building of 380 kV substations high savings of overhead line expansion with round about 50% reduction is possible, but nevertheless the necessary length of overhead lines is very high. This shows that on the one hand building of new 380 kV substations is absolutely necessary, on the other hand the effort of using new technologies is important. Figure 3 demonstrates the different network expansions for variant 0 (conventional reinforcement), variant 1 (innovative operation mode), variant 2 (overhead line monitoring) and variant 3 (active power limitation to 80%) regarding the building of new 380 kV substations.

The analysis shows, that the highest savings can be reached with an innovative operation mode. The use of this technology allows a high reduction of building overhead lines up to more than 70% depending on the building time of the new substations. Variant 2, overhead line monitoring, can also reduce the expansion need. With only low investments, it is possible to save overhead line expansion up to nearly 40%. The last variant shows that the active power limitation can only reduce the necessary overhead line upgrading in the best case by 20%. In this variant, one has to be considered that with the power limitation, a part of the energy fed in is lost, which has to be reimbursed.

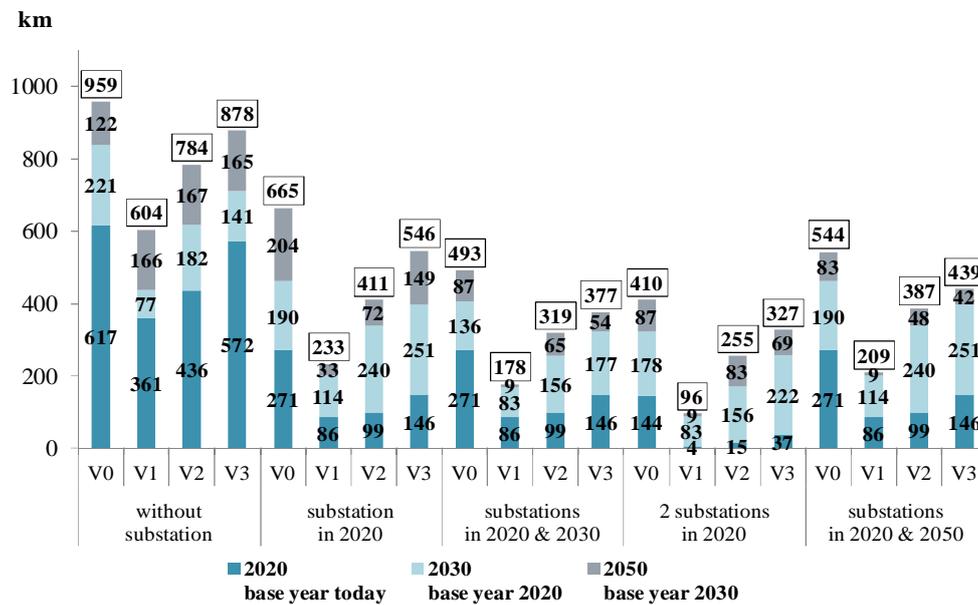


Figure 3. Comparison of overhead line expansion for the different variants

Due to the separate uses of different technologies, it is possible to reduce network expansion, but nevertheless, the overall installation of line upgrades is very high. For another optimization, it is necessary to combine the different technologies. Thus, in this study such combinations are also examined. Variant 1, the innovative operation mode, reduces the line upgrading significantly. This technology thus has to be used for reaching low investments. To this variant, combinations with overhead line monitoring (V12) and active power control (V13) were determined. Figure 4 shows the line expansion by using several technologies.

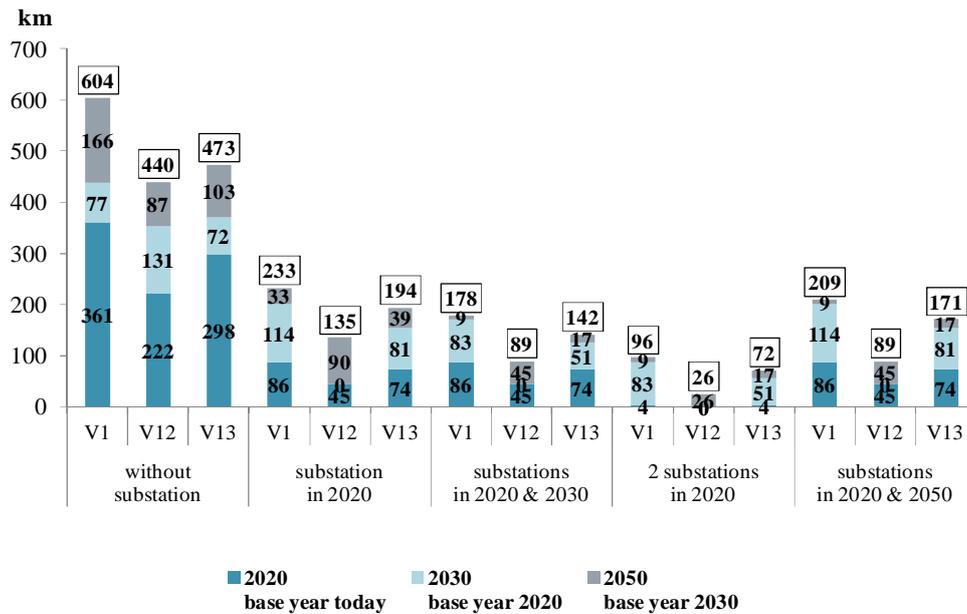


Figure 4. Overhead line expansion by using a combination of two proposed technologies

The examination demonstrates that the use of several technologies in combination can further reduce the overhead lines needed. So with the consideration of an innovative operation mode and the overhead line monitoring, an additional reduction is possible. These show that it can be recommended to use different measures to reduce network expansions and optimize network operation.

Analogous to the technical findings, the economical analysis shows significant effects of the different planning strategies and measures and gives a broad spectrum of indications. Evaluating the different variants separately first, the range of total expenditures varies from approximately 100 to 430 million Euro. As shown in Figure 5 these costs are mainly due to the installation of new overhead lines (grey bars).

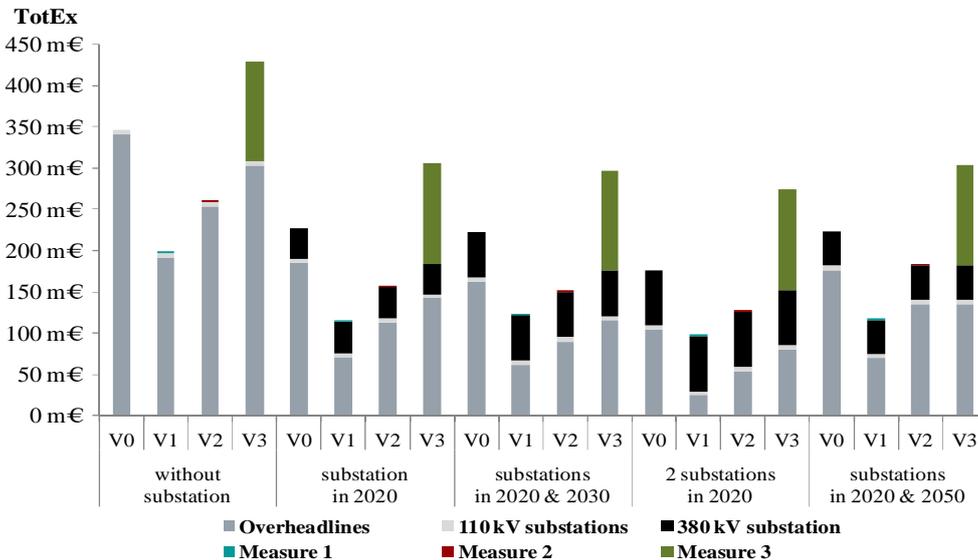


Figure 5. Total expenditures of different variants

Investment costs for new 380 kV substations (black bars) and compensation payments (green bars) if distributed generators are cut off, are essential factors as well, taking into account that over 3.6 TWh of renewable energy would be compensated between 2015 and 2050. It can be seen, that this measure (V3, reduction of distributed generation) might have technical advantages compared to the

conventional reinforcement (V0), but payments for the “lost” renewable energy are too high and exceed the savings from the reduction of overhead lines in the 110 kV network.

Looking at the most significant potential of cost reduction, variant 1 (innovative operation mode) combines low investment and operational costs for the communication technology needed with essential savings due to a reduced quantity of required kilometres of overhead lines. For the scenario with two substations in 2020, the TotEx for overhead lines could be reduced from 104 to 25 million Euros leading to an overall economic optimum of total expenditures of 98.5 million Euros.

This scenario also indicates the advantageousness to install at least one new 380 kV substation in 2020. Comparing the five different scenarios the installation of two new substations in 2020 seems to be the most cost efficient strategy, while scenarios reflecting the installation of only one substation in 2020 show almost the same total expenditures when looking at a time horizon from 2015 to 2050:

- TotEx_{2substations 2020}: 98.5 million Euro
- TotEx_{1substation 2020}: 115.5 million Euro
- TotEx_{1substation 2020/2030}: 123.4 million Euro
- TotEx_{1substation 2020/2050}: 118.3 million Euro

Summarizing the separate comparison, it can be stated that measure 1 and measure 2 show significant potential to reduce the total expenditures needed, while compensation payment increases the costs for measure 3 even over the assumed investment and operational cost for the conventional operation of 110 kV networks.

This leads to the idea to combine different measures, enable synergy effects and further increase the economic benefit. Findings of this combinatorial approach are shown in Figure 6. As before, grey bars show the TotEx of overhead line, black bars show investment and operational costs for 380 kV substation(s) and green bars show total expenditures of compensation payments. Their TotEx reflects - depending on the scenario and combination- between 96.3 and 99.3 percent of the overall amount.

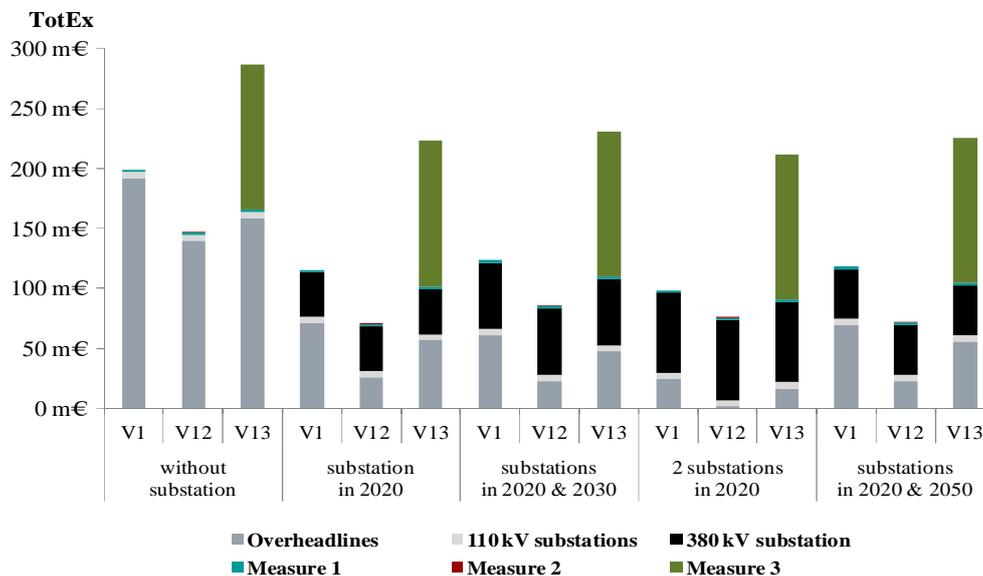


Figure 6. TotEx of combined measures

The illustrated results show an additional reduction potential when combining measure one and two and indicate this solution as the one with the lowest overall cost for each scenario. Summarizing to overall TotEx of approximately 71 million Euros, the economically optimal solution is the combination of measure one and two, when installing one 380 kV substation by 2020. These costs split up into 53 percent for the 380 kV substation and its connection to the network, 43 percent for overhead lines and 4 percent for the implementation of the necessary equipment to realize innovative operation mode and overhead line monitoring. Assuming that both measures are combined and two 380 kV substations are installed by 2020, almost no additional overhead lines would be necessary to

meet the described challenges. This scenario leads to TotEx of approximately 76 million Euro of which 88 percent represent costs for the two 380 kV substations.

5 SUMMARY

Summarizing the three main aspects:

- 1) Innovative operation mode has an enormous effect on the total expenditures as it decreases the amount of overhead lines needed at very low TotEx by a new approach of network planning. These costs can be further reduced if overhead line monitoring is implemented
- 2) Compensation payments for reduced distribution generation counteract the savings due to reduction of overhead lines. With approximately 70 percent, payments to biomass generators have the highest share.
- 3) Considering the assumed development of supply, the installation of at least one 380 kV substation by 2020 shows significant saving potential as it reduces the TotEx by approximately one third.

6 ACKNOWLEDGMENTS

This project is funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy following the decision of the “Deutscher Bundestag”

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

REFERENCES

- [1] Martin, L.; Böse, C.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H. H.; Zdrallek, M.; „Szenarien für neue Planungsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze“, Tagungsband zur OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 2014
- [2] Jendernalik, L. et al.: “Expanding High Voltage Network Capacity Using A Weather Condition Based Indirect Monitoring System”, Proceedings of the CIRED Workshop 2014, Rome, 2014
- [3] Böse, C.; Gernsberger, B.; Martin, L.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Mour, S.; Zdrallek, M.; Hache, J.; Noske, T.; “Energy storage in distribution grids -needs for cross-voltage-level planning and optimization”, Proceedings of the CIRED Conference 2015, Lyon, 2015
- [4] Neusel-Lange, N.; „Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze“, Wuppertal, 2014
- [5] Steffens P.; Harnisch S.; Thies H. H.; Zdrallek M.; Martin L.; Böse C.; Noske T.; Hache J.; „Cost Optimized Planning and Operation of Rural Distribution Grids“, International ETG Congress, Bonn, 2015

Eco-Design und neue Transportbeschränkungen – Auswirkungen auf die Auslegung von Grenzleistungstransformatoren

Jörg Harthun*, Tobias Stirl, Christian Bauer

GE Grid

Deutschland

*joerg.harthun@ge.com

KURZFASSUNG

Seit Jahrzehnten werden die Verluste von Transformatoren immer weiter reduziert. Dieses betrifft Leerlauf-, Kurzschluss- sowie Kühlanlagenverluste. Im Rahmen der neuen DIN EN 50629 [1] wurde der sogenannte Peak Efficiency Index (Wirkungsgrad) für Leistungstransformatoren verschiedenster Baugrößen verabschiedet. Die verlustreduzierte Auslegung, in Kombination mit höheren Anforderungen hinsichtlich Leerlauf- und Stromgeräuschen, führt zu stark erhöhten Gesamt- und Transportgewichten. In den letzten Monaten häufen sich die Diskussionen über noch zulässige Transportgewichte, da es immer mehr Einschränkungen hinsichtlich möglicher Transportwege, einschließlich zulässiger Brückenbelastungen gibt. Häufig stehen nur noch sehr kostenintensive Transporte zur Verfügung. Weiterhin kann keine Garantie gegeben werden, ob Transformatoren die heute noch transportiert werden in 5 bis 10 Jahren nach wie vor befördert werden können. Daher sind niedrige Transportgewichte von essentieller Bedeutung.

Im Rahmen des Beitrags sollen einige Möglichkeiten aufgezeigt werden, wie Gewichte von Transformatoren reduziert werden können. Mit dem Einsatz von Hochtemperaturanwendungen können Aktivteile kompakter gebaut werden. Gemäß DIN EN 60076 Teil 14 [2] sind höhere Temperaturen, abhängig von der Art der Feststoffisolation sowie der Kühlflüssigkeit, zulässig. Hinsichtlich der zunehmenden Transportschwierigkeiten sind also neue Konzepte notwendig, welche anhand von Fallbeispielen vorgestellt werden. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um gewichtsreduzierte Designoptimierung, ohne Verlust- und Geräuscherhöhungen. Abschließend wird ein neues Konzept zur Geräuschoptimierung mittels Gegenschall vorgestellt.

SCHLÜSSELWÖRTER

Leistungstransformator, Leerlaufverluste, Kurzschlussverluste, Peak Efficiency Index, Leerlaufgeräusche, Laststromgeräusche, Transportbeschränkungen, Hochtemperaturdesign, Gewichtsoptimiertes Design, CFD-Analyse, Gegenschall, Active Noise Reduction (ANR)

1 EINLEITUNG

Seit Jahrzehnten gibt es bei den Verlust- und Geräuschanforderungen für Leistungstransformatoren in Deutschland nur eine Richtung: Die Forderung nach immer niedrigeren Werten, getrieben auch durch neue Optionen beim Material. Dieses hat zur Folge, dass sowohl die Gesamtgewichte wie auch die Transportgewichte von Transformatoren steigen. Mittels Weiterentwicklungen können Abmessungen und Gewichte, trotz erhöhter Anforderungen in Bezug auf Verluste und Geräusche, oft stabil gehalten werden, aber hier sind den Transformatorenherstellern auch Grenzen gesetzt. Große Leistungstransformatoren (Bild 1) erreichen inzwischen Transportgewichte von 450 Tonnen und mehr. Da die zur Verfügung stehenden Transportkonzepte limitiert und häufig kostenintensiv sind, müssen neue Konzepte entwickelt und mit den Betreibern abgestimmt werden. Transporte von Leistungstransformatoren können inzwischen mehrere Hunderttausend Euro kosten und haben einen immer größeren Anteil an den Gesamtkosten einer Neuanlage. Falls ein schon ausgelieferter Leistungstransformator, eventuell nach einigen Jahren, an einen anderen Bestimmungsort überführt werden muss, spielt der Transport eine noch wesentlichere Rolle, da heute niemand zukünftige Transportmöglichkeiten vorhersagen kann.

2 ANFORDERUNGEN AN LEISTUNGSTRANSFORMATOREN: VERLUSTE, GERÄUSCHE UND GEWICHTE

2.1 Anforderungen hinsichtlich Leerlauf-, Kühlanlagen- und Lastverluste

Die Gesamtverluste eines Transformators setzen sich primär aus den Leerlauf-, Kühlanlagen- und Lastverlusten zusammen. Induktion und Gestaltung des Kerns beeinflussen dabei hauptsächlich die Leerlaufverluste. Diese sind annähernd unabhängig von der Betriebstemperatur. Dagegen sind die Lastverluste stark temperaturabhängig und nehmen bei konstanter Belastung mit der Temperatur bzw. dem spezifischen Widerstand des Leiterwerkstoffes zu.

Verlustarme Transformatoren zeichnen sich im Wesentlichen durch geringe Flussdichten im Kern sowie niedrigen Stromdichten in den Wicklungen aus. Die Auslegung von Leerlauf- und Lastverlusten steht folglich in direkter Abhängigkeit zum Gewicht des Aktivteils.

Die Kühlanlagenverluste bzw. der Leistungsbedarf der Kühlanlage erhöht sich mit sinkender Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Öltemperatur im Kühler und der Umgebungstemperatur bei gleichen Randbedingungen. Dementsprechend gibt es für jeden Belastungszustand in Bezug auf die Gesamtverluste einen optimalen Betriebspunkt, welcher durch die Kühlanlage eingestellt werden kann.



Bild 1: 684-MVA-Leistungstransformator für das HGÜ-Projekt DolWin 3 [3] mit einem Transportgewicht von mehr als 450 Tonnen

2.2 Anforderungen hinsichtlich Leerlauf- und Stromgeräuschen

Garantiewerte für Leerlauf- und Stromgeräusche sind seit geraumer Zeit auslegungsrelevanter Bestandteil für Transformatoren, welche vom Berechner bei der Dimensionierung zu berücksichtigen

sind. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung der Leerlaufgeräusche sind niedrige Flussdichten im Kernblech, die Wahl eines geeigneten Step-Lap und die Fixierung des gesamten Kernpakets. Bei der Auslegung der Leerlaufgeräusche hat die Kerninduktion den größten Einfluss auf die Gewichte: Eine Reduzierung der Flussdichte von 1,7 auf 1,2 T kann zu einer Gewichtserhöhung von 20 bis 40 % führen. Nachdem durch o.g. Maßnahmen eine starke Reduzierung der Leerlaufgeräusche erzielt wurde, fiel der Fokus auf die unter Last entstehenden Stromgeräusche. Da Betreiber häufig die Gesamtgeräusche ihrer Anlagen nachweisen müssen, sind die Stromgeräusche bei der Auslegung zu berücksichtigen. Eine Absenkung der Stromgeräusche kann durch Eisenwände zum „Einfangen“ des magnetischen Streuflusses, optimaler Einspannung des Aktivteils oder Anpassung der Lastverluste einzelner Wicklungen erreicht werden.

Die Kunst in der Geräuschauslegung von Transformatoren besteht darin, alle Geräuschquellen und deren Ursachen zu kennen, um diese bei der Auslegung berücksichtigen zu können. Eine Gesamtoptimierung muss im Zusammenspiel der einzelnen Geräuschkomponenten erfolgen.

2.3 Anforderungen hinsichtlich Transportgewichten und -abmessungen

Die fortlaufende Verringerung der Gesamtverluste und -geräusche führt – wie beschrieben – zu einer Erhöhung der Transportgewichte und damit einhergehend häufig zu größeren Transportabmessungen von Transformatoren gleicher Leistungsklasse. Das Gesamtgewicht kann unter Umständen durch Anpassungen des Kessel- bzw. Ölvolumens erfolgen. Doch diesen Maßnahmen sind durch die notwendigen Isolationsabstände Grenzen gesetzt.

Generell werden Großtransformatoren auf öffentlichen Straßen als Großraum- und/oder Schwertransport befördert. Diese Transporte bedürfen verschiedener Genehmigungen. Sie dürfen nur zu bestimmten Tages- bzw. Nachtzeiten durchgeführt werden und erfordern Polizeileit.

Der Weg, den ein Transformator zu seinem Zielort nehmen muss, wird akribisch geplant und ausgearbeitet. Große Transporte können eine Gesamtlänge von 100 Metern erreichen. Dabei beträgt der äußere Wendekreis ca. 40 Meter und der innere ca. 20 Meter. Hierfür werden Engstellen wie Kreuzungen, Kurven sowie Autobahn-Auf- und -Abfahrten untersucht. Es müssen ggf. Ampeln, Schilder und Leitplanken demontiert oder andere Hindernisse, wie die örtliche Vegetation, entfernt und anschließend instand gesetzt werden.

Den steigenden Transportgewichten stehen stetig sinkende zulässige Achslasten von Bauwerken wie Brücken, Übergängen und Asphalt-Tragschichten, die der Transformator auf dem Transportweg zu seinem Bestimmungsort überqueren muss, gegenüber. Grundsätzlich sind für alle Achslasten, die höher sind als die Bemessungsachslast des Bauwerks, statische Nachweise anfertigen zu lassen. Alternativ können Bauwerke mit Rampen überbaut werden, was jedoch kostenintensiv und zeitaufwändig ist. Häufig ist dadurch der kürzeste Weg nicht immer der wirtschaftlichste. Deshalb bestimmt meist nicht die Entfernung zum Bestimmungsort die Transportkosten des Transformators, sondern die Anzahl und Art der Hindernisse, die der Transport auf der Strecke überwinden muss.

3 MASSNAHMEN ZUR REDUZIERUNG VON VERLUSTEN, GERÄUSCHEN UND ABMESSUNGEN

3.1 Praktische Erfahrungen mit Hochtemperaturlösung

Auf der Grundlage der durchgeführten Untersuchungen und der gewonnenen Erfahrung hat GE Grid ein neues Design-Konzept für Leistungstransformatoren entwickelt [4]. Dieses neue "Green Transformer"-Konzept verbindet moderne Technologien, wie alternative Isolierflüssigkeiten, Geräuschreduzierung, optimierte Kühlung, hermetische Abdichtung des Kessels und Online-Monitoring-Lösungen. In Zusammenarbeit mit einem Kunden hat GE Grid zwei Einphasen-Transformatoren (Bild 2) für das Landshuter Umspannwerk gebaut [5].

Ein natürlicher Ester wurde als Isolationsflüssigkeit anstelle von Mineralöl verwendet. Als Leiterisolation der Wicklungen wurde ein Aramid-Polymer-Werkstoff verwendet, welcher extrem temperaturbeständig und reißfest ist. So wurden die Transformatoren für temporären Überlastbetrieb ausgelegt und erlangen eine höhere zu erwartende Lebensdauer bei Normalbetrieb. Andere Isolationskomponenten wurden weiterhin aus herkömmlichen Materialien, wie z. B. Pressspan und/oder Schichtholz ausgeführt. Gemäß DIN EN 60076 Teil 14 handelt es sich bei der gewählten Bauform um ein Semi-Hybrid Isolationssystem, bei welchem Heißpunktübertemperaturen von 90 K erlaubt sind. Abhängig von den Temperaturklassen der eingesetzten Isolationsmaterialien sind in Übereinstimmung mit der DIN EN 60076 Teil 14 sehr viel höhere Temperaturen möglich, welche für dieses Projekt aber nicht zur Anwendung gekommen sind.

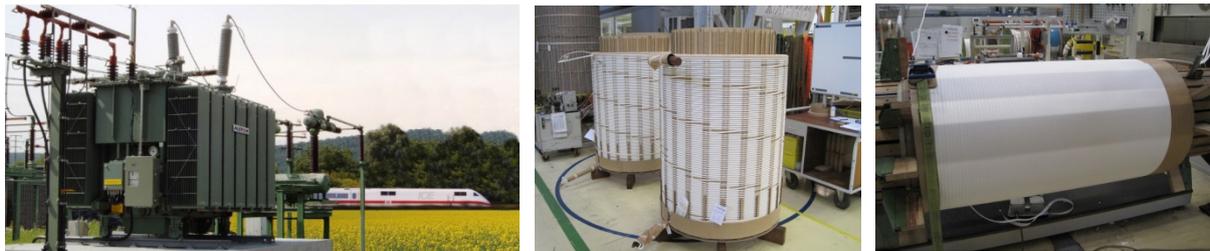


Bild 2: 10-MVA/110-kV/16,7-Hz-“Grüner Transformator” mit natürlichem Ester, hermetisch geschlossen, niedrigen Geräuschen und einer Hochtemperaturlösung, Ober- (Bild Mitte) und Unterspannungswicklungen (Bild rechts) mit Hybridisolation

Die spezielle Isolierung reduziert den Alterungsprozess der Wicklungen im Vergleich zu herkömmlichen Papierisolierungen. Zur Alterung tragen im Wesentlichen nur Isolationsmaterialien herkömmlicher Güte bei, welche sich jedoch im Bereich niedrigerer Temperaturen befinden. Bild 2 zeigt die Ober- und Unterspannungswicklungen dieser Transformatoren.

Neben den üblicherweise nach aktuellen Normen vorgesehenen Prüfungen, wurde der erste Transformator einer Stoßkurzschlussprüfung bei der KEMA Laboratories DNV GL unterzogen. Diese wurde im 4. Quartal 2015 erfolgreich durchgeführt. Hiermit reiht sich der Transformator in eine Vielzahl von erfolgreich mit Stoßkurzschlussstrom geprüften GE-Grid-Transformatoren der letzten 10 Jahre ein.

3.2 Hohe Effizienz durch Optimierung der Transformatorwicklungen durch thermische Untersuchungen mittels CFD

Die Leistung und Lebensdauer von Transformatoren ist stark abhängig vom gewählten thermischen Design. Je höher sich die Temperatur bei einem gegebenen Belastungszustand einstellt, desto schneller altert die Papierisolation eines Transformators. Die höchste Temperatur innerhalb der Isolation bestimmt somit die Alterungsrate der gesamten Komponente. Aus diesem Grund ist detailliertes Wissen über die Temperaturverteilung in Transformatorwicklungen erforderlich, um ein optimales Design wählen zu können. Eine vollständige thermische Untersuchung mittels direkter Messungen stellt eine komplexe Herausforderung dar. Die Festlegung von Randbedingungen, die Genauigkeit und die richtige Platzierung von Messpunkten, geeignet für die Anwendung in einem Transformator im Betrieb, sind nur wenige Beispiele neben den wirtschaftlichen Aspekten. Daraus folgt, dass Wicklungsmodelle für die thermische Analyse von Leistungstransformatoren genutzt werden [6].

In einem ersten Schritt wurde ein experimentelles Wicklungsmodell erstellt. Dieses besteht aus Heizpatronen, die in Bohrungen von Kupferblöcken sitzen, welche die Leiter der Wicklung darstellen. Diese Heizpatronen können mit einer Leistung äquivalent der elektrischen Verluste versorgt werden. Darüber hinaus wurden PT100-Temperatursensoren zur exakten Messung der Temperatur angebracht. Die einzelnen Kupferblöcke wurden geschichtet und durch Abstandshalter unterteilt, um eine praxisnahe Scheibenwicklungsgeometrie nachbilden zu können. Die inneren und äußeren Pressspanzylinder wurden durch Acrylglasplatten ersetzt. Definierte Öltemperaturen am Eingang des

Modelle der Wicklung wurden durch einen gesteuerten Durchlauferhitzer realisiert. Bild 3 zeigt sowohl ein vereinfachtes Transformatormodell, als auch ein Beispiel für einen Ausschnitt einer Oberspannungswicklung (3D-Skizze).

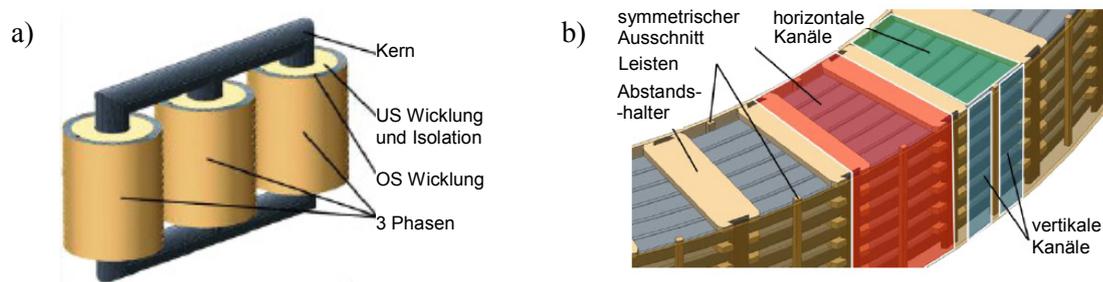


Bild 3: a) Vereinfachtes Modell eines dreiphasigen Leistungstransformators [6]
b) Beispiel für einen Ausschnitt einer Oberspannungswicklung in dreidimensionaler Ansicht

Bild 4 zeigt das experimentelle Wicklungsmodell mit vertikaler und horizontaler Verspannung, Kabeldurchführungen und LED-Halterung für optische Untersuchungen. Zur Überprüfung der Messungen (Temperaturgradient, Ölströmung) des experimentellen Modells wurden numerische Wicklungsmodelle (2D und 3D) unter Verwendung der kommerziellen Software ANSYS ICEM CFD (Computational Fluid Dynamics) und ANSYS CFX erstellt. Bild 4 zeigt eine graphische Darstellung der Temperaturverteilung (2D) und ein 3D-Diagramm der Ölströmung.

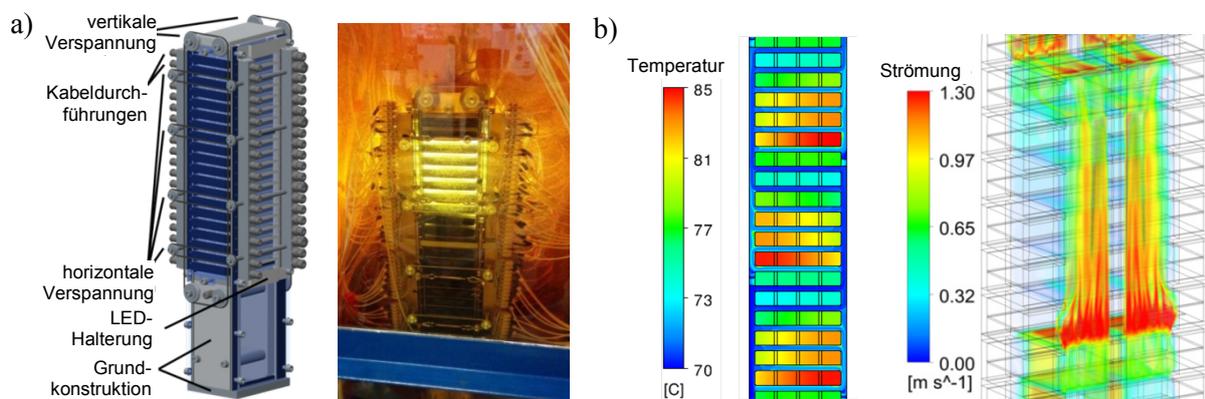


Bild 4: Ermittlung der Wicklungs- und Öltemperaturen mittels Rechnung und Nachweis am Modell
a) Aufbau des Modells [6]
b) 2D Kalkulation der Wicklungs- und Öltemperatur sowie 3D Kalkulation der Ölströmung

Die gewonnenen Ergebnisse zeigen eine starke Korrelation zwischen den Messungen und dem numerischen Wicklungsmodell, speziell für die 3D-Berechnungen. Es war möglich, umfangreiche Erfahrungen in Bezug auf die Wärmeverteilung (Hot-Spot) und die Ölströmung für Mineralöl und alternative Isolierflüssigkeiten (z. B. natürliche Ester) zu sammeln. Darüber hinaus konnten diese Ergebnisse in das Design von Transformatoren einfließen, um einen hohen Wirkungsgrad (geringe Verluste) zu gewährleisten. Zusätzlich war es möglich, die erwartete Lebensdauer der Transformatoren durch eine Optimierung der Temperaturverteilung (Vermeidung von Hot-Spots) zu erhöhen.

4 KONZEPTE ZUR REDUZIERUNG DER TRANSFORMATORENGEWICHTE BEI DREIPHASENTRANSFORMATOREN

4.1 Entwicklung der Transportgewichte über die letzten Jahrzehnte

Garantiewerte für Leerlaufgeräusche werden seitens der Betreiber von Transformatoren seit Jahrzehnten gefordert und sind auslegungsrelevanter Bestandteil für Transformatoren. Der Berechner hat dieses in der Auslegung zu berücksichtigen. Unter anderem wird dieses durch eine Reduzierung der magnetischen Flussdichte im Kern erreicht, was aber zu einer enormen Erhöhung der Gewichte führen kann. Garantiewerte für Stromgeräusche sind seit ca. 10 bis 20 Jahren gefordert, da Leerlaufgeräusche in den letzten Jahrzehnten soweit verringert werden konnten, dass oftmals das Stromgeräusch dominierte. Daher müssen immer häufiger die Stromgeräusche in der Auslegung von Transformatoren berücksichtigt werden. Auch hier führen Maßnahmen vielfach zu einer Erhöhung der Gewichte. Dazu zählen Konstruktionen mit abgesenkten Lastverlusten sowie die Reduzierung der magnetischen Flussdichte in den Eisenwänden zur Verringerung möglicher Vibrationen.

Daneben führt die Verabschiedung der neuen Ecodesign-Richtlinie [1] in Einzelfällen zu Auslegungen mit niedrigeren Verlusten. Auch dieses kann zu höheren Gewichten und somit zu Einschränkungen der Transportmöglichkeiten führen.

Bild 5 zeigt eine prozentuale Übersicht der Verluste, Geräusche und Gewichte von Leistungstransformatoren. Bis in die 90er Jahre waren die Leerlaufgeräusche im Fokus. Durch die stetige Reduzierung der Leerlaufgeräusche wurden die Lastgeräusche aber immer dominanter und damit diese ebenfalls auslegungsrelevant. Die Absenkung der Gesamtgeräusche führte zu höheren Gesamt- und Transportgewichten. In Kombination mit Einschränkungen der Transportwege, z. B. durch Reduzierung von zulässigen Brückenlasten, können hohe Kosten für Transporte von Leistungstransformatoren entstehen. Weiterhin kann heute niemand sicher vorhersagen wie die Transportmöglichkeiten einmal aussehen werden. Falls ein Leistungstransformator an einen anderen Bestimmungsort transportiert werden muss, ist dieses zukünftig sicher nicht einfacher als heute. Daher sollte der Fokus vermehrt auf Transportgewichte von Leistungstransformatoren gerichtet werden.

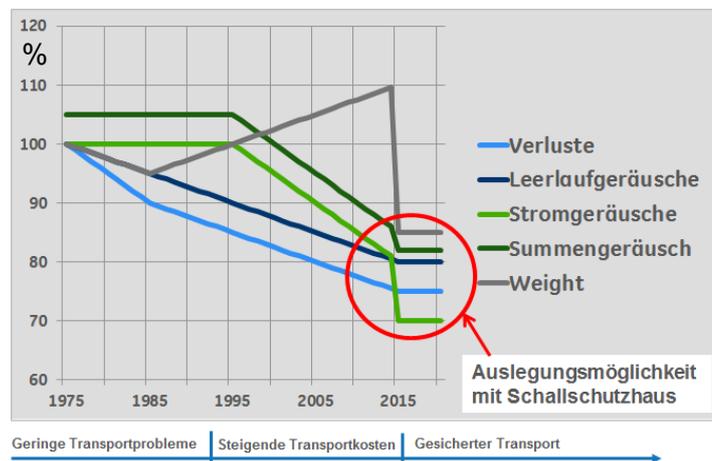


Bild 5: Verlust-, Geräusch- und Gewichtsentwicklung seit 1975

4.2 Optimierte Auslegungen durch Nutzung äußerer Dämmmaßnahmen

Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, haben sich die Transformatorengewichte in den letzten Jahren stetig erhöht. Dieses hatte zur Folge, dass auch die Transportgewichte stiegen und mit zunehmenden Einschränkungen der Infrastruktur in Deutschland es zu erheblichen Beschränkungen der Transportmöglichkeiten kam und die Kosten für Schwerlasttransporte einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten einer Anlage einnahmen.

Folgende Möglichkeiten zur Reduzierung der Transportgewichte bieten sich an:

- Auslegung als Einphaseneinheit,
- Zusammenbau des Transformators vor Ort,
- Auslegung mit Schallschutzhaus (Bild 6).

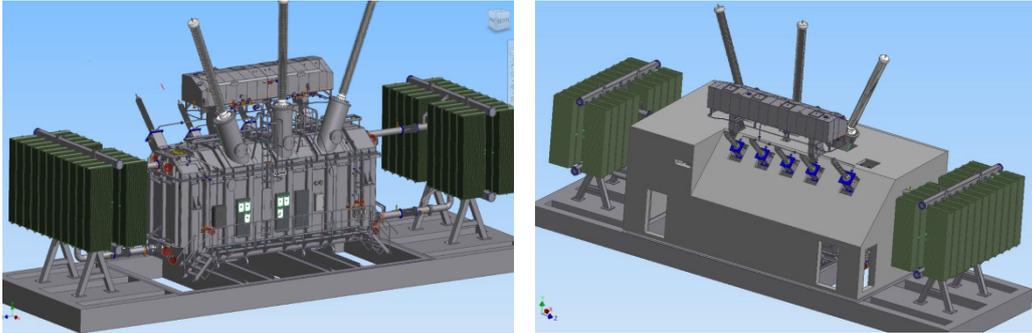


Bild 6: Designstudien: links ohne, rechts mit äußerem Schallschutz

Einphaseneinheiten sowie der Zusammenbau von Transformatoren vor Ort sind eher selten in Deutschland gefordert. Da diese Lösungen zudem die Kosten weiter nach oben treiben, bleibt daher die Möglichkeit einer Lösung mit Schallschutzhaus, welche die Geräusche bis zu 25 dB(A) reduzieren kann. Dieses kann zu einem völlig anderen Design von Leistungstransformatoren führen. Das folgende Fallbeispiel eines Grenzleistungstransformators zeigt die vorhandenen Möglichkeiten einer solchen Variante. Tabelle 1 zeigt die signifikanten Unterschiede zwischen einer geräusch- und einer gewichtsoptimierten Variante.

Tabelle 1: Vergleich der Kenndaten eines Grenzleistungstransformators

	Geräuschoptimiert	Gewichtsoptimiert
Leerlaufgeräusch [dB(A)]	85	100
Stromgeräusche [dB(A)] bei 100% Last	95	95
Gesamtgeräusche [dB(A)] bei 100% Last	96	101
Leerlaufverluste [kW]	90	95
Transportlänge [m]	11	10,3
Transformatorkosten [%]	100	87
Gesamtgewicht [kg]	400 000	320 000

Das Rechenbeispiel demonstriert eindeutig die Vorteile einer Auslegung hinsichtlich der Reduzierung der Transportgewichte. Mit einer geringen Einfügedämmung von nur 5 dB(A) können die Gesamtgeräusche eingehalten werden. Mit dem Fokus auf die Leerlaufgeräusche würde eine Einfügedämmung von 15 dB(A) notwendig. Die höheren Leerlaufverluste können mit verbessertem Kernblech kompensiert werden. Hier sind in den letzten Jahren laserorientierte Bleche mit Verlustziffern von 0,75 W/kg entwickelt worden. Weitere Reduzierungen sind in den nächsten Jahren angestrebt, eventuell auch durch dünnere Einzelbleche mit einer Dicke zwischen 0,18 mm und 0,23 mm.

Der enorme Vorteil der gewichtsoptimierten Auslegung liegt an den erheblich niedrigeren Transportgewichten und den verringerten Transportabmessungen. Eine Reduzierung der Transportgewichte von 20 bis 25 % ist möglich. Die Kosten für eine Schallschutzmaßnahme können schnell durch die niedrigeren Kosten für Transformator und Transport kompensiert werden.

4.3 Neues Konzept zur Geräuschoptimierung mittels Gegenschall

Zu den äußeren Schalldämmmaßnahmen bei Transformatoren zählen passive Bauelemente, wie Einhausungen, sowie aktive Technologien. Active Noise Reduction (ANR) [7] bezeichnet eine aktive Technologie, die störenden Lärm durch künstlich generierten Gegenschall reduziert. Dazu muss der Gegenschall die gleiche Amplitude und umgekehrte Phase besitzen wie das Störgeräusch. Je exakter es gelingt, Phase und Amplitude auf das Störgeräusch abzustimmen, desto besser ist die Dämpfung und führt im idealisierten Fall zur kompletten Auslöschung des Lärms (Bild 7).

Die Idee ist eigentlich nicht neu, jedoch war bisher kein geeignetes System verfügbar, mit dem Geräusche von großen, räumlich ausgedehnten Schallquellen – wie beim Leistungstransformator – merklich reduziert werden konnten. Erst die moderne Elektronik schaffte die Voraussetzung dafür, auch bei großen Schallquellen, sich verändernden Frequenzen oder Umgebungsbedingungen einen Regelkreis zu entwickeln, der den Schall wirksam reduziert und innerhalb von Millisekunden den entsprechenden Gegenschall erzeugt.

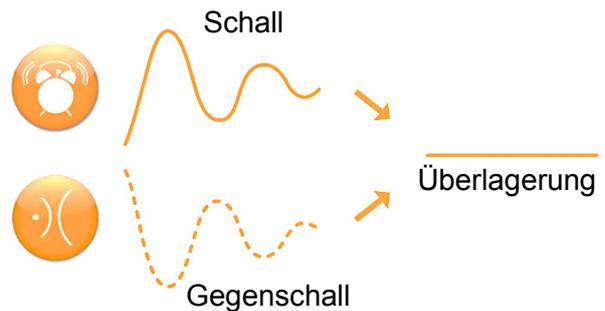


Bild 7: *Prinzipskizze der aktiven Schalldämmung durch die Überlagerung von Schall und Gegenschall [7]*

Im Folgenden werden Möglichkeiten und Grenzen eines neuen Lösungsansatzes präsentiert, der auf einem speziell entwickelten adaptiven, selbstlernenden ANR-System beruht. Ziel der Untersuchungen war es, die Leistungsfähigkeit der Technologie zu überprüfen. Im ersten Schritt sollte das Laststromgeräusch (100-Hz-Geräuschkomponente) eines Mittelleistungstransformators im Herstellerprüffeld reduziert werden. Zu diesem Zweck wurden acht Gegenschallsysteme an der Längsseite des Transformators platziert, wobei zwei Systeme übereinander und vier Systeme nebeneinander angeordnet wurden (Bild 8, links).



Bild 8: *Links: 40-MVA-Mittelleistungstransformator im Prüffeld mit Gegenschalleinrichtung (ANR-Systeme); rechts: Gegenschallsystem*

Der vom Transformator emittierte Schall durchtritt die Gegenschallsysteme. Durch die speziellen Abmessungen der einzelnen Systeme wird erreicht, dass sich innerhalb eines Systems eine ebene Wellenfront für Frequenzen von 100 Hz (und darunter) bildet. Unter dieser Voraussetzung ist es möglich ein Gegenschallsignal zu erzeugen, welches über die gesamte Fläche des Aufbaus eine entgegengesetzte Phasenlage besitzt, um so eine großflächige Reduzierung des Schalls zu erreichen.

Jedes Gegenschallsystem ist mit einem Mikrofon ausgestattet. Das gemessene Schallsignal wird von einer Steuerungssoftware in Echtzeit ausgewertet, welche die Lautsprecher des Systems ansteuert. Das so erzeugte Gegenschallsignal wird kontinuierlich optimiert, so dass äußere Einflüsse, wie z. B. Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeiten oder Veränderungen des Geräusches vom Transformator, berücksichtigt werden können.

Das Gegenschallsignal ist so ausgerichtet, dass es sich im Wesentlichen in Richtung der Wellenfront des vom Kessel abgestrahlten Transformatorgeräusches ausbreitet. Bild 8, rechts, zeigt ein ANR-System ohne äußeres Rahmengerüst mit Darstellung der Ausbreitungsrichtung der Gegenschallwelle. Die erreichte Abstrahlcharakteristik des Systems ermöglicht es, dass kein zusätzlicher Schall in Richtung des Transformatorbessels reflektiert wird.

Jedes einzelne ANR-System arbeitet autark. Dadurch wird eine hohe Flexibilität erreicht. Die Systeme können modular zusammengestellt werden, um so z. B. den Transformator komplett in alle Richtungen zu umschließen oder größere Transformatoren abzudecken.

Als Versuchsobjekt diente ein 40-MVA-123/21-kV-50-Hz-Mittelleistungstransformator. Es wurden unterschiedliche Betriebszustände und Messverfahren angewandt (Leerlauf-/Laststrommessung mit punktuellen Messungen, integralen Messungen und Schallintensitäts-Mapping), um die Leistungsfähigkeit des neuen Konzepts zu überprüfen (Bild 9). Die Analysen haben ergeben, dass das Laststromgeräusch um mehr als 50 % (ca. 11 dB(A)) reduziert werden konnte (Bild 10).

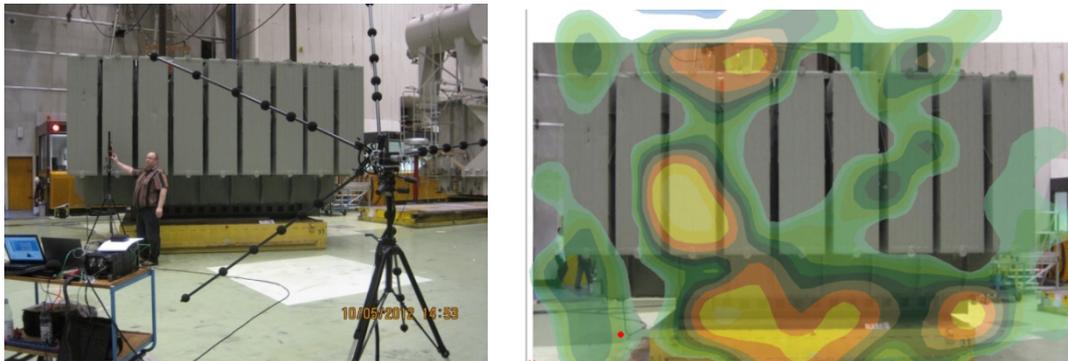


Bild 9: Geräuschuntersuchungen mit einer akustischen Kamera zur Lokalisierung von Schallquellen an einem Mittelleistungstransformator, links: Messaufbau; rechts: Visualisierung einer Messung

Der Vorteil dieser neuen aktiven Technologie ist vor allem die Effektivität im tieffrequenten Bereich, die von passiven Maßnahmen nur mit sehr hohem Aufwand und damit verbundenen Kosten erreicht werden kann. Darüber hinaus ermöglicht die Kompaktheit eines ANR-Systems eine Flexibilität, die mit herkömmlichen passiven Methoden kaum zu erreichen ist. Besonders geeignet kann es vor allem dort sein, wo herkömmliche Maßnahmen gegen tieffrequenten Schall nicht den gewünschten Erfolg erzielen, da ANR-Systeme auch vor Ort nachgerüstet werden können. Durch ein offeneres Schallschutzkonzept kann der Einsatz von aktiver Belüftung entfallen, so dass zudem Betriebskosten eingespart werden können.

Beim Leerlaufgeräusch konnten mit dem beschriebenen Aufbau kaum Geräuschreduzierungen erreicht werden. Dieses liegt darin begründet, dass das Rahmengestell der ANR-Systeme auf die 100 Hz-Komponente abgestimmt wurde. Um auch eine Reduzierung von Leerlaufgeräuschen zu erreichen, kann der Aufbau des Systems angepasst werden. Beim Leerlauf eines Transformators treten neben der 100 Hz-Komponente auch harmonische Oberwellen auf. Durch eine engere Anordnung der Gegenschallsysteme können auch diese Harmonischen gedämpft werden. Es ist demnach zu erwarten, dass durch eine entsprechende Auslegung des Setups neben der Reduzierung von Laststromgeräuschen auch Leerlaufgeräusche verringert werden können.

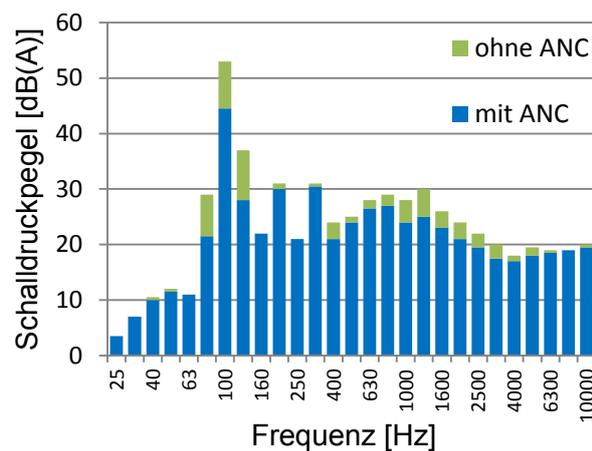


Bild 10: Beispielhaftes Frequenzspektrum des Laststromgeräuschs mit und ohne ANR

Abschließend kann festgestellt werden, dass mit der neuen Lösung der ANR-Systeme eine signifikante Reduzierung von Geräuschen möglich ist. Die Systeme arbeiten wirkungsvoll und sind flexibel. Somit bietet sich eine effiziente Alternative zur Optimierung von Geräuschen, sofern auf äußere Schalldämmmaßnahmen zurückgegriffen werden muss. Auch im Betrieb befindliche Transformatoren können nachträglich mit diesem neuen System ausgestattet werden.

5 ZUSAMMENFASSUNG

In den vergangenen Jahren stiegen die Anforderungen hinsichtlich geringerer Verluste und Geräusche von Leistungstransformatoren stetig. Durch die neue EU-Ecodesign-Richtlinie wurden Mindestanforderungen für den Wirkungsgrad von Leistungstransformatoren vorgegeben (Peak Efficiency Index). Diese hohen Anforderungen hinsichtlich der Effizienz wirken sich auf das Design und damit auch auf höhere Transport- und Gesamtgewichte sowie größere Abmessungen aus. Im Beitrag wurde diese Problematik näher beschrieben und Maßnahmen erläutert, wie mit einem modernen Design, dem Einsatz von Hochtemperaturlösungen sowie Optimierung mit Hilfe von CFD-Analysen Verluste, Gewichte und Abmessungen optimiert werden können.

In Zusammenarbeit zwischen einem Kunden und GE Grid wurden innovative „Grüne Transformatoren“ entwickelt, die neben dem Einsatz von biologisch abbaubarer Isolierflüssigkeit auch geräusch- und verlustoptimiert ausgelegt wurden. Die Transformatoren wurden mit einer Hybrid-Isolation ausgeführt und sind zudem hermetisch gegenüber der Umgebungsluft abgeschlossen. Daneben sind die Transformatoren mit einem modernen Monitoringsystem ausgestattet. Im Beitrag wurden die Vorteile dieses modernen Konzepts beschrieben, dass sich neben seiner höheren Temperaturbeständigkeit auch durch eine geringere Alterung des Isolationssystems auszeichnet.

Der Transport von großen Leistungstransformatoren ist in den vergangenen Jahren aufgrund der stetig steigenden Transportgewichte zu einer großen Herausforderung geworden. Daher wurde im Beitrag ein neues Konzept vorgestellt, mit dem Ziel Gewichte zu optimieren. Dabei bieten sich verschiedene Möglichkeiten zur Gewichtsreduzierung an. So können beispielsweise drei Einphasenpole anstatt einer Dreiphaseneinheit verwendet werden. Daneben ermöglichen es äußere Schalldämmmaßnahmen den Transformator gewichtsoptimiert auszulegen. Somit sind die Transformator- sowie Transportkosten geringer. Die Kosten für eine dann notwendige äußere Schallschutzmaßnahme können dadurch schnell kompensiert werden.

Abschließend wurde ein neues Konzept vorgestellt, das eine Geräuschoptimierung mittels Active Noise Reduction (ANR) ermöglicht. Diese aktive Technologie reduziert Geräusche durch künstlich generierten Gegenschall. Das bisher bestehende Problem – Geräusche von räumlich großen ausgedehnten Schallquellen zu reduzieren – wurde mit dem vorgestellten modernen modularen System erfolgreich gelöst. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass sich Geräuschreduzierungen von mehr als 50 % erreichen lassen. Diese innovativen Systeme arbeiten wirkungsvoll, sind flexibel und bieten eine effiziente Alternative zur Reduzierung von Geräuschen, sofern auf äußere Schalldämmmaßnahmen zurückgegriffen werden darf.

LITERATUR

- [1] DIN EN 50629: „Energiekennwerte von Großleistungstransformatoren ($U_m > 36$ kV oder S_r 40 MVA)“, Entwurf März 2015
- [2] DIN EN 60076-14: „Leistungstransformatoren – Teil 14: Flüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren mit Hochtemperatur-Isolierstoffen“
- [3] Stirl, T.; Saravolac, M.; Harthun, J.: “Offshore Applications: A Challenge for Power Transformers”, Cigre SC D1 Colloquium, Paper 11, Rio de Janeiro, Brazil, 2015
- [4] Stirl, T.; Harthun, J.; Perrier, C.; Devaux, F.; Carlon, C.; Tenbohlen, S.; Schmidt, N.: „Eco-Friendly Green Power Transformers – Innovative Solutions and New Experiences“, MatPost, Lyon, France, 2015
- [5] Harthun, J.; Breuer, C.: “Setting of new standards by environmentally-friendly power transformers”, eb Elektrische Bahnen, Germany, 2015
- [6] Schmidt, N.; Tenbohlen, S.; Chen, S.; Breuer, C.: “Numerical and experimental investigation of the temperature distribution inside oil-cooled transformer windings”, ISH, Seoul, South Korea, 2013
- [7] Gegenschallsysteme Active Noise Reduction (ANR), WaveScape Technologies GmbH, www.wavescape-technologies.com

Das Verhalten von Leistungstransformatoren bei Beanspruchung mit Gleichströmen

Ulrich Sundermann

Amprion GmbH
ulrich.sundermann@amprion.net
Germany

Michael Beltle

Universität Stuttgart
michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Michael Schühle

Universität Stuttgart
michael.schuehle@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

KURZFASSUNG

Der Leistungstransformator im Übertragungsnetz ist im Betrieb verschiedenen Belastungen ausgesetzt, die dessen Verhalten beeinflussen. In besonderer Weise sind Wechselwirkungen mit Gleichanteilen in den Phasenströmen zu beachten, da diese in normalen Betriebsfällen nicht berücksichtigt werden. Aktuelle Feldmessungen im deutschen Übertragungsnetz zeigen, dass es durch geerdete Sternpunkte zu einer Einkopplung von Gleichströmen in Netzkoppeltransformatoren kommen kann. Daraus ergeben sich Fragestellungen, welche Auswirkungen Gleichströme auf den Transformator haben und ob Netzurückwirkungen auftreten können. Ebenso ist von Interesse, mit welchen Messverfahren ein überlagerter Gleichstrom direkt oder die daraus resultierenden Wechselwirkungen erfasst werden können.

Im Rahmen dieser Untersuchung werden stichprobenartig die Wechsel- und Gleichanteile der Sternpunktströme an einem 350 MVA-Netzkoppeltransformator im 380 kV-Netz gemessen. Parallel werden mittels Beschleunigungssensoren die mechanischen Schwingungen an einer Kesselwand aufgezeichnet und mit den Gleichstrombeaufschlagungen korreliert. Anhand des veränderten Schwingungsverhaltens werden die gleichstrombedingten Wechselwirkungen betrachtet.

Ein großtechnischer Versuchsaufbau mit zwei 350 MVA / 380 kV-Netzkoppeltransformatoren (380/110 kV) wird betrachtet um die im Feld gemessenen Effekte anhand verschiedener Szenarien nachzubilden. Die Auswirkungen auf den Betriebszustand der Transformatoren werden bei verschiedenen Stromstärken betrachtet.

1 EINLEITUNG

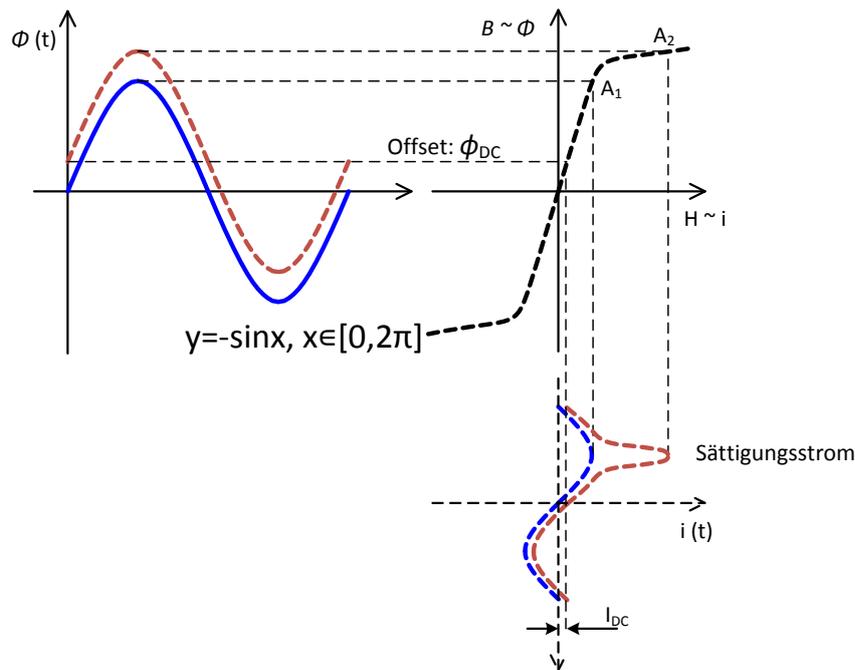
Die Beeinflussung von Transformatoren durch Gleichströme ist seit geraumer Zeit Gegenstand verschiedener Untersuchungen. In den 1940er Jahren gab es erste Untersuchungen, die sich mit den Auswirkungen auf die Betriebsmittel selbst und als mittelbare Folge auf die Energienetze beschäftigten [1], [2]. Die Ursachen für die Gleichströme sind hierbei meist geomagnetisch induzierter Ströme [3], die jedoch im deutschen oder zentraleuropäischen Übertragungsnetz bisher nicht in größerem Umfang in Erscheinung getreten sind. Gleichwohl können in der betrieblichen Praxis Gleichströme auftreten, die auf den Betriebszustand von Leistungstransformatoren einwirken.

Im konkreten Beispielfall ist ein 350 MVA-Netzkuppeltransformator (380/110 kV) neueren Baujahres im Betrieb durch eine ungewöhnliche Geräusentwicklung auffällig geworden. Die im Rahmen der Abnahmeprüfung durchgeführte Leerlaufmessung der Geräusche war um mehrere dB niedriger als die akustischen Emissionen, die onsite ermittelt wurden. Die Differenz konnte auch nicht aufgrund der lastabhängigen Geräusche plausibilisiert werden, da die Auslastung des Transformators gering war. Aufgrund dieser Sachlage wurde zunächst der Sternpunktstrom des Transformators gemessen und ein überlagerter Gleichstrom in der Größenordnung von einem Ampere festgestellt, welcher mit dem Geräuschverhalten korreliert [4]. Als sofortige Gegenmaßnahme wurde die Erdungsstrategie der Sternpunkte in der Netzregion so geändert, dass der betroffene Transformator fortan ohne geerdeten Sternpunkt betrieben werden konnte. Um eine genauere Betrachtung der Gleichströme und der resultierenden Effekte zu ermöglichen, werden im Folgenden zunächst die Messverfahren und die Ergebnisse der Feld- und Laboruntersuchungen vorgestellt.

1.1 Grundlagen magnetische Effekte im Kern

Tritt in einer Wicklung eine Gleichstromkomponente I_{DC} auf, so führt dies aufgrund des Ampere'schen Gesetzes zu einer Durchflutung mit einem Gleichanteil Θ_{DC} . Die magnetische Feldstärke H ist mit der Windungszahl k und der Höhe der Wicklung linear abhängig von der Durchflutung Θ . Deshalb wird durch den Gleichanteil der Arbeitspunkt der magnetischen Kennlinie (B - H -Kennlinie) verschoben und es prägt sich ein magnetischer Gleichfluss ϕ_{DC} aus. Liegt zusätzlich an der Wicklung eine Wechselspannung an, so wird dem Gleichfluss durch das Induktionsgesetz eine Wechselkomponente ϕ_{AC} überlagert, siehe Bild 1 links. Ist die Wicklung um ein ferromagnetisches Kernmaterial gewickelt, tritt ab einer gewissen Feldstärke Sättigung auf, da nahezu alle Weiß'schen Bezirke im Material ausgerichtet sind. In der magnetischen Kennlinie (Bild 1 rechts), ist dieser Effekt durch den Knickpunkt der Magnetisierung gekennzeichnet. Der Gradient entspricht der magnetischen Permeabilität $\mu = \mu_0 \mu_r$. Ab dem Knickpunkt trägt das Material nicht mehr zur Feldführung bei. Es gilt $\mu = \mu_0$ und es tritt Sättigung auf. Solange der magnetische Gesamtfluss über dem Knickpunkt liegt, verhält sich die Wicklung wie eine Luftpule mit entsprechend geringer Induktivität, was zu einem sprunghaften Anstieg des Stromes (Sättigungsstrom) führt, siehe Bild 1, unten). Da dieser Effekt in nur einer Halbwelle einer elektrischen Periode auftritt, wird die durch Gleichstrom bedingte Sättigung auch häufig als Halbwellensättigung (engl. half-wave-saturation) bezeichnet.

Beim Bau moderner Leistungstransformatoren wird heute meist kaltgewalztes, kornorientiertes Elektroblech verwendet, das in seiner Vorzugsrichtung eine hohe Permeabilität (gute magnetische Leitfähigkeit) aufweist. Quer zur Vorzugsrichtung ist die Permeabilität und damit die magnetische Leitfähigkeit um mehrere Größenordnungen kleiner. Aufgrund der modernen Bleche und geeigneter Kernschichtungen konnten die mechanischen Schwingungen und die Geräuschemissionen in den letzten Jahrzehnten verringert werden. Da der magnetische Kern ein wesentlicher Kostenfaktor eines Transformators darstellt, wird die Kerngeometrie so gewählt, dass eine möglichst hohe Materialausnutzung möglich ist. Das bedeutet, dass der Abstand zwischen der magnetischen Nennerregung und dem Knickpunkt im Laufe der Jahre kleiner geworden ist. Daher reichen schon relativ geringe Gleichströme, um Sättigungseffekte in Leistungstransformatoren hervorzurufen. Wie die durchgeführten Messungen zeigen genügen schon wenige hundert Milliampere, um deutliche Sättigungseffekte zu erhalten und das Verhalten des Transformators maßgeblich zu beeinflussen.



*Bild 1: Verhalten des magnetischen Kerns:
links: magnetischer Fluss ϕ mit (rot) und ohne (blau) durch Gleichstrom I_{DC} verursachten Offset.
rechts: vereinfachte Magnetisierungskennlinie des Kernmaterials
unten: resultierender Magnetisierungsstrom mit und ohne Sättigungseffekt in der ersten Halbwelle*

2 FELDMESSUNGEN

2.1 Messung der Sternpunktströme

Zur Messung der Sternpunktströme wird ein eigens dafür entwickeltes automatisches Messsystem verwendet. Das Messsystem kann sowohl den Zeitverlauf des Stromes für eine detaillierte Analyse als auch die berechneten Effektivwerte für eine Langzeitmessung (Monitoring) automatisiert erfassen und speichern. Das System wird mittels eines Handränders zwischen den Sternpunkt und der Erde geschaltet. Durch die Installation des Messsystems bei geschlossenem Erdungsschalter ist es möglich das System im laufenden Betrieb anzubringen, siehe Bild 2. Nach der Installation wird der Erdungsschalter geöffnet und alle Ströme (Gleich- und Wechselanteile) kommutieren auf den Messpfad. Um die Kurzschlussfestigkeit sicher zu stellen sind alle verwendeten Querschnitte so dimensioniert, dass ein auftretender Kurzschlussstrom zuverlässig abgeleitet werden kann. Das Messsystem arbeitet mit closed-loop Halleffekt Stromsensoren und umfasst einen Wertebereich von ± 40 A (Gleichstrom plus AC-peak), die mit einer Samplerate bis zu 1MSample/s abgetastet werden. Das System kann Daten kontinuierlich aufzeichnen oder in definierten Intervallen Messungen durchführen. Für kurze Messperioden werden die Rohdaten der Zeitbereichsmessung auf SD-Karten gespeichert. Für eine effektivere Speicherausnutzung können für Langzeitmessung auch nur bestimmte Frequenzanteile (z.B. Gleichstrom, die 50 Hz-Komponente und Harmonische) als CSV-Dateien geschrieben werden. Der Zugriff auf das System ist wahlweise über eine konventionelle Netzwerkbuchse oder eine WLAN-Schnittstelle möglich, siehe Bild 2. Die Funkübertragung hat sich bei kurzfristigen Messungen im Freien als praktisch erwiesen, da die Systemparametrisierung ohne zusätzliche Verkabelung mit mobilen Geräten (Handy, Tablet oder Laptop) erfolgen kann. Zudem kann der Aufbau galvanisch getrennt betrieben werden, so dass das Messgerät auch in potentiellen Gefahrenbereichen benutzt werden kann und konfigurierbar bleibt. Das gesamte Messsystem mit allen relevanten Komponenten wurde in ein IP65-Spezifiziertes Gehäuse gebaut. Dadurch kann das Messsystem auch bei widrigen Wetterbedingungen in Freifeldern eingesetzt werden.

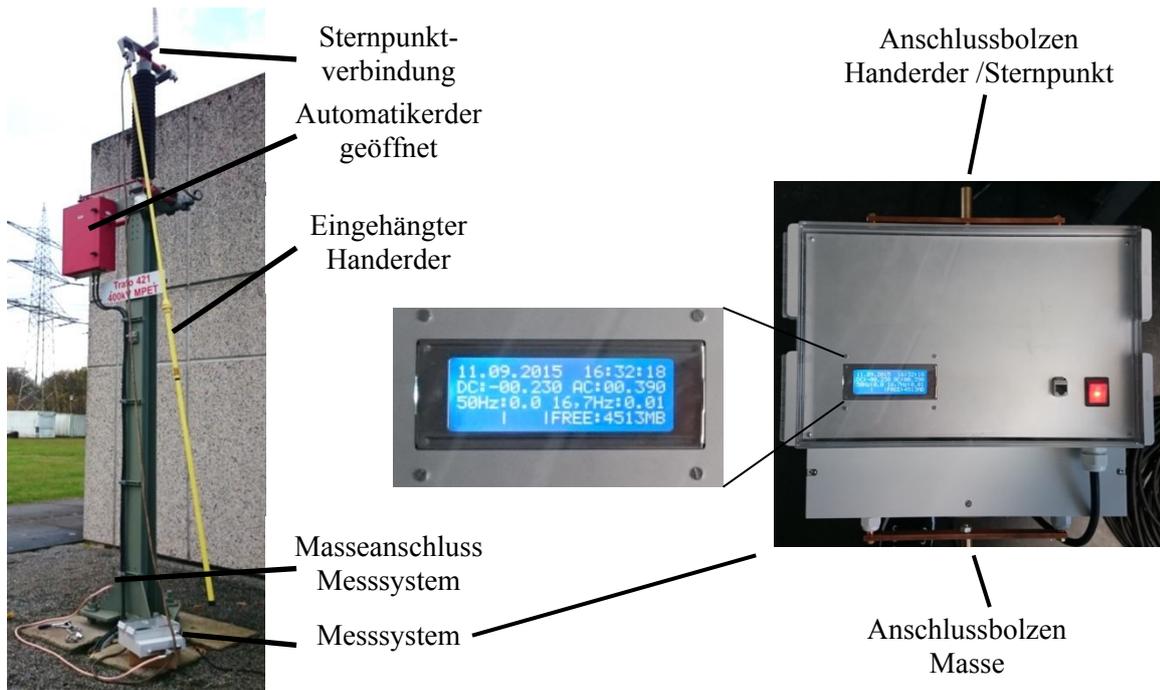


Bild 2: links: Messinstallation an einem Sternpunktterder eines Netzkupplertransformators
rechts: Detailansicht Messgerät in IP 65 Gehäuse mit Infodisplay; Zugriff via
Netzwerkkabel oder im Feld über WLAN

2.2 Messung der mechanischen Schwingungen

Um die mechanischen Schwingungen messen zu können, werden Beschleunigungssensoren eingesetzt, die direkt auf den Kessel geklebt werden. Das Verfahren eignet sich sowohl für Messungen an Transformatoren im Feld, als auch für die in Kapitel 3 beschriebenen Großversuche (Prüffeld). Bild 3 zeigt schematisch den Aufbau der verwendeten Sensoren und die nachgeschaltete Signalverarbeitung.

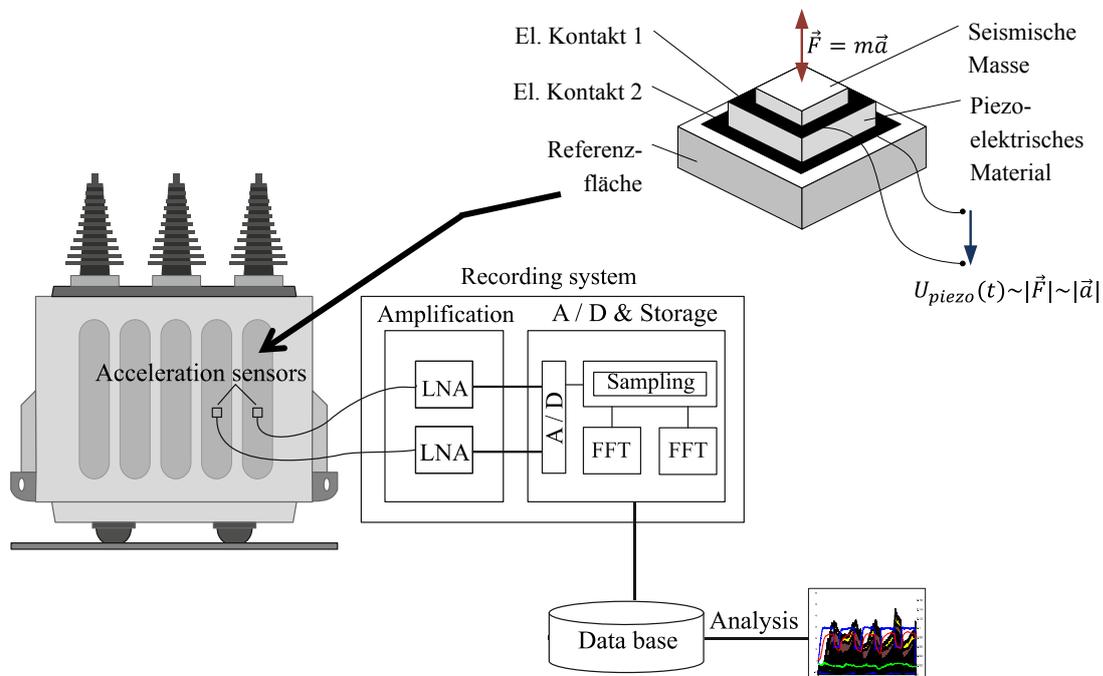


Bild 3: oben: Aufbau eines ein-dimensionalen Beschleunigungssensors
unten: Schematische Darstellung des Messverfahrens für mechanische Schwingungen am Kessel

Die ein-dimensionalen Beschleunigungssensoren werden mit ihrer Referenzfläche auf die Kesselwand geklebt. Innerhalb des Sensors befinden sich parallel zur Referenzfläche ein piezoelektrisches Material und eine seismische Masse. Wird die Referenzfläche durch die Kesselwand in mechanische Schwingungen versetzt, wird ein Druck auf das Piezomaterial ausgewirkt, da die seismische Masse aufgrund ihrer Trägheit nicht unmittelbar mitschwingt. Dadurch entsteht zwischen den beiden elektrischen Kontaktflächen des Piezomaterials eine Ladungstrennung, die als Spannung gemessen werden kann.

Diese üblicher Weise geringe Spannung muss mit rauscharmen Verstärkern (LNA – Low Noise Amplifier) verstärkt werden. Um auch bei Messleitungen größerer Länge mit $l_{\text{mess}} > 20$ m ausreichende Signalleistungen am Leitungsende bereitstellen zu können, werden die LNA möglichst nahe am Sensor installiert. Die digitalisierten Signale werden mittels der Fast Fourier Transformation (FFT) anschließend vom Zeit- in den Frequenzbereich überführt und gespeichert. Beispielhaft sind in Bild 6 zwei gemessene Frequenzgänge einmal mit und ohne überlagertem Gleichstrom abgebildet, die in Kapitel 4.1 genauer erläutert werden.

3 GROSSTECHNISCHE VERSUCHE

Um die Effekte von Gleichströmen unter kontrollierten Laborbedingungen nachzustellen, wird ein großtechnischer Versuchsaufbau verwendet. Eine einfache Möglichkeit einen Gleichstrom in einen Transformator bei Nennspannung zu injizieren ist die sogenannte „Back-to-back“ Anordnung. Dabei werden zwei Transformatoren über ihre Oberspannungsseite gemäß Bild 4 verbunden. Die beiden Sternpunkte werden anschließend über einer Stromquelle miteinander verbunden und an einer Stelle geerdet. Dadurch ist keine Isolation der Gleichstromquelle notwendig. Transformator 1 wird über einen Generator auf seiner Unterspannungsseite aufmagnetisiert. Transformator 2 ist unterspannungsseitig im Leerlauf und bezieht den Magnetisierungsstrom über die 380 kV Verbindung zu Transformator 1. Um die zwischen Transformator 1 und 2 ausgetauschte Leistung zu messen, werden in jeder 380 kV Phase der Strom sowie die Leiter-Erd-Spannung gemessen. Um auch die Gleichströme mit aufzunehmen, wird je Phase ein Messwiderstand verwendet und die Shuntspannung über einen Lichtwellenleiter potentialfrei übertragen. Die Leiter-Erd-Spannungen werden mithilfe kapazitiver Teiler ermittelt. Die mechanischen Schwingungen werden mit dem in Kapitel 2.2 vorgestellten Equipment gemessen. Zusätzlich werden die Geräusche in einer an die Norm angelehnten Umlaufmessung gemäß [5] gemittelt. Die Umlaufmessung umfasst hierbei den gesamten Laboraufbau, also beide Transformatoren in einer Messung.

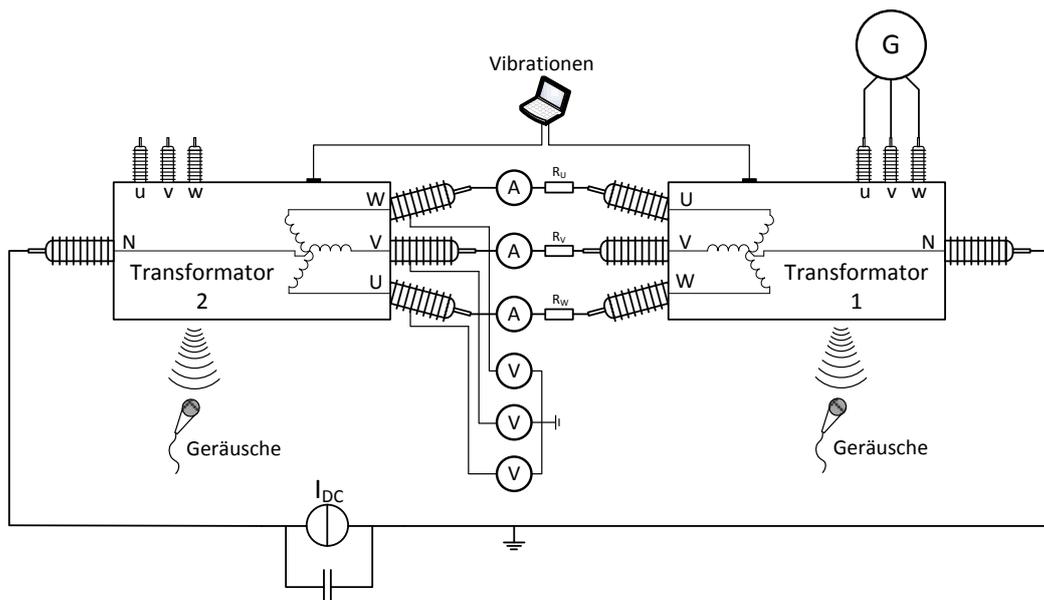


Bild 4: Prinzipschaltbild des Versuchsaufbaus mit zwei Netz-kuppeltransformatoren in „Back-to-back“ Verschaltung. Der Gleichstrom wird über die Sternpunkte der Oberspannungswicklungen mit einem Stromkonstanter (mit kapazitiven AC Bypass) eingepreßt. Gezielte Verteilung des Gleichstroms auf die OS-Phasen mit $R_{U,V,W}$

Tabelle 1 zeigt die in diesem Versuch durchgeführten Gleichstrombelastungen. Es wird davon ausgegangen, dass die ohmschen Widerstände der einzelnen Phasen, die sich aus den Widerständen der Freileitung und der Transformatorwicklung ergeben, sehr ähnlich sind. Daher wird sich der Gleichstrom auf alle Phasen etwa gleich verteilen. Als Nebenbemerkung sei an dieser Stelle noch angemerkt, dass sich die Verteilung des Gleichstroms auf die Phasen abhängig von der Kerengeometrie durchaus auswirken kann. Bei Fünfschenkelkernen führt praktisch jede Gleichstromverteilung zu Wechselwirkungen, daher sind praktisch alle größeren Dreiphasentransformatoren in Europa gegenüber Gleichströmen anfällig. Dreischenkelkerne zeigen bei symmetrischer Gleichstrombelastung fast keine Wechselwirkungen [6], [7].

Tabelle 1: Untersuchte Messszenarien mit unterschiedlicher Gleichstromverteilung auf die einzelnen OS-Phasen

DC-Verteilung	Sternpunktgleichstrom $I_{DC,Stern} / A$
Phase U V W 33% 33% 33%	0 0.3 0.6 0.9 1.2 1.5 1.8 2.1 2.4 2.7 3.0 4.5 6.0 9.0 15.0

4 BETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN AUF DAS BETRIEBSMITTEL

4.1 Labormessungen

Bild 5 zeigt die gemessenen Phasenströme aus dem Testaufbau mit einem eingepprägten Gleichstrom $I_{DC,Stern} = 3 A$. Der gemessene Gleichstromwert pro Phase ist als gestrichelte Linie eingezeichnet und mit ca. $I_{DC,Phase} = 1 A$ nahezu identisch auf allen drei Phasen. Bereits jetzt sind die Stromspitzen, welche durch die Sättigung einzelner Kernelemente hervorgerufen werden, deutlich zu sehen. Der Magnetisierungsstrom ($I_{mag,pp} \approx 0.5 A$) ist kaum noch zu erkennen. Trotz der symmetrischen Gleichstromverteilung zeigt der Strom der mittleren Phase V ein anderes Verhalten als die Phasen U und W. Aufgrund der magnetischen Kopplung der elektrischen Phasen über den Kern treten in jeder Phase zwei Peaks auf – die äußeren Phasen zeigen jeweils Sättigungseffekte mit der mittleren Phase.

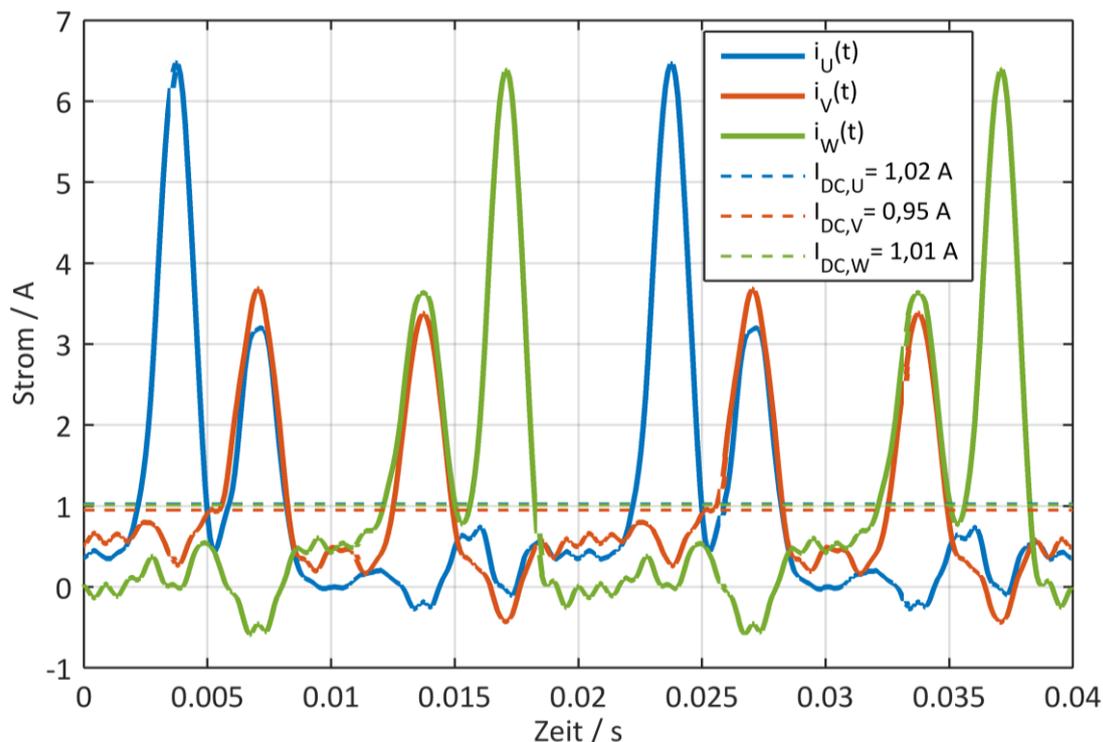


Bild 5: Verlauf der Phasenströme bei symmetrischer Belastung mit Gleichstrom $I_{DC,Stern} = 3 A$

Bild 6 a) zeigt zwei Frequenzspektren der mechanischen Schwingungen ohne und mit Gleichstromüberlagerung. Bild 6 b) zeigt von derselben Messung die entsprechenden Geräuschemissionen. Bei der Referenzmessung ohne Gleichstrom sind die typischen Signalspitzen aufgrund der Magnetostriktion beim doppelten der elektrischen Frequenz und bei deren harmonischen Anteilen erkennbar (100 Hz, 200 Hz, etc.) [8]. Die Messung mit einem überlagertem Gleichstrom $I_{DC,Stern} = 15\text{ A}$ zeigt einen insgesamt merklich höheren Pegel bei allen Frequenzanteilen. Insbesondere steigen die ungeraden harmonischen Anteile an (50 Hz, 150 Hz, 250 Hz, etc.), was durch die in Kapitel 1.1. beschriebene Halbwellensättigung verursacht wird [9]. Das veränderte Frequenzverhalten lässt sich sowohl bei den mechanischen Schwingungen als auch bei den emittierten Geräuschen wiederfinden. Aufgrund der A-Bewertung ist die Zunahme der 50 Hz-Komponente der Geräusche im Vergleich zu den mechanischen Schwingungen nicht ausgeprägt.

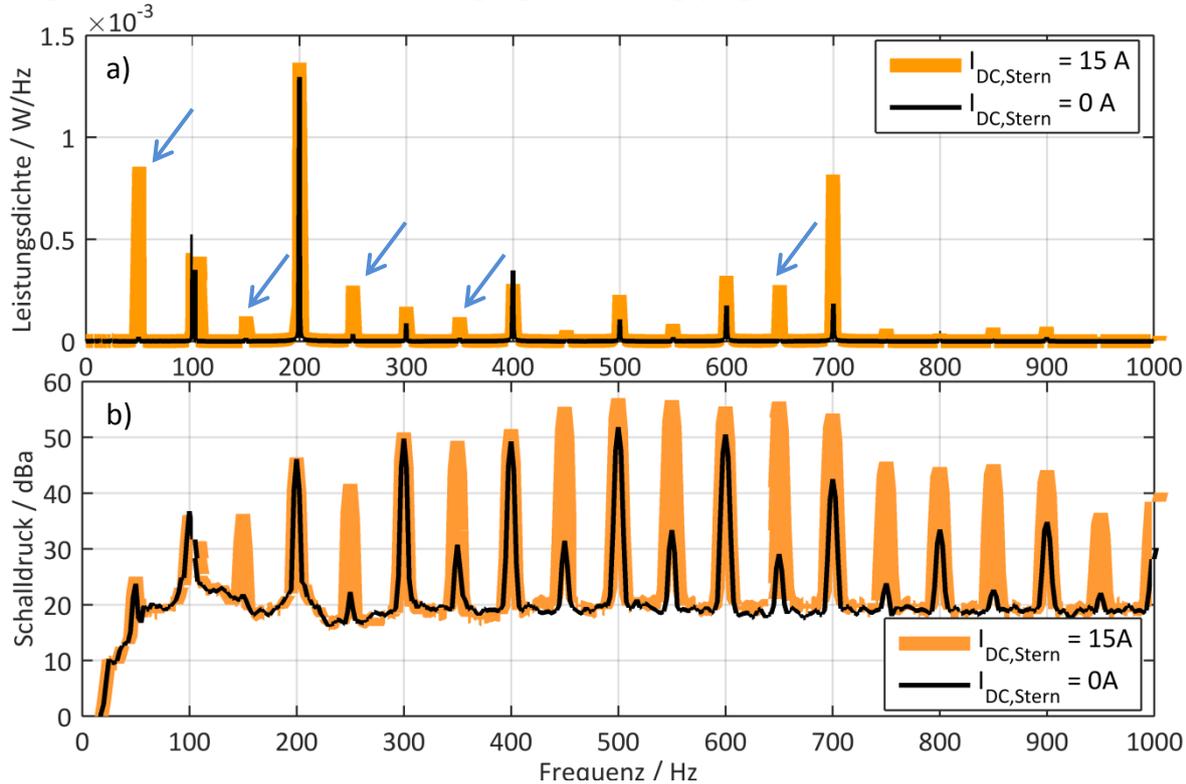


Bild 6: Vergleich der mechanischen Schwingungen (Kesselmessung) und der resultierenden A-bewerteten Geräuschemissionen im Leerlauf ohne Gleichstrom und mit symmetrischer Gleichstrombelastung

Wie der Vergleich zeigt, führt die Zunahme bestimmter mechanischer Frequenzen auch zu einem Anstieg der Geräusche. Bild 7 a) zeigt den Anstieg der gemittelten, A-bewerteten Geräuschemissionen (linke Y-Achse) und den Anstieg der mechanischen Schwingungen (rechte Y-Achse) abhängig vom eingepprägten Gleichstrom, der in diesem Diagramm als Vielfaches des Magnetisierungsstromes $I_{mag,eff}$ der 380 kV-Wicklung angegeben ist. Beide Kurven weisen einen ähnlichen Verlauf mit vergleichbaren Steigungen auf. Es besteht ein linearer Zusammenhang zwischen Schwingungsverhalten und Geräuschentwicklung. Bild 7 b) zeigt die Zunahme der geraden und ungeraden harmonischen Frequenzanteile der mechanischen Schwingungen. Beide Komponenten nehmen mit den Geräuschen gleichförmig bis zum Knickpunkt zu. Darüber hinaus steigen die geraden Harmonischen überproportional an, die ungeraden mit geringerer Steigung. Da die ungeraden Harmonischen im reinen AC Fall mit geringeren Leistungsanteilen vorkommen, werden in Folgenden deren akkumulierten Leistungsanteile als Indiz für eine Einwirkung von Gleichströmen herangezogen, siehe Kapitel 4.2.

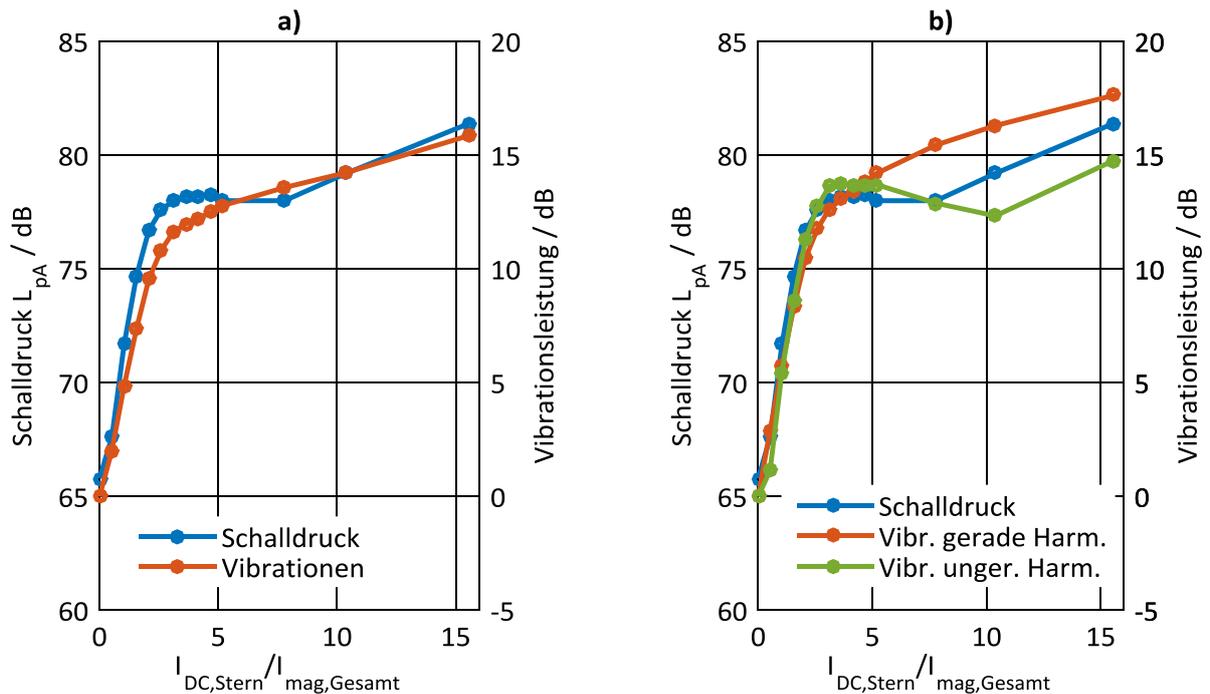


Bild 7: Zunahme von Geräuschen und mechanischen Schwingungen bei ansteigendem Gleichstrom

- a) Schalldruckpegel (blau, linke Y-Achse) und auf $I_{DC} = 0 A$ normierte Schwingungsleistung (rot, rechte Y-Achse) gemessen am Kessel
- b) detaillierte Betrachtung gerader und ungerader Schwingungskomponenten

4.2 Feldmessungen

Die Strom- und Schwingungsmessungen von dem in Kapitel 1 vorgestellten Transformator sind in Bild 8 dargestellt. Das untere Diagramm zeigt die Gleichstromkomponente im Sternpunkt über einen Zeitraum von ca. 3 Stunden. Ein positiver Gleichstrom bedeutet, dass der Strom von der Erdmasse über den Sternpunkt in den Transformator fließt. Es werden die zwei sprunghaften Anstiege um 12:22 Uhr und um 13:30 Uhr betrachtet. Um 12:22 Uhr wird in einer benachbarten Umspannstation (Entfernung ca. 10 km) der Sternpunkt eines 380 kV-Netzkupplers für Versuchszwecke enterdet. Daraufhin kommutiert ein Gleichstromanteil zum betrachteten Netzkuppler, was zu einem Anstieg des Gleichstromes um ca. $\Delta I_{DC} = 250 \text{ mA}$ führt. Zum zweiten Zeitpunkt (13:30 Uhr) wird in einem zweiten Versuch der Sternpunkt eines 380 kV-Maschinentransformators in einem benachbarten Kraftwerk (Entfernung ca. 1,2 km) enterdet. Dadurch kommutiert wieder ein Gleichstromanteil zum betrachteten Transformator. Wie das obere Diagramm in Bild 8 zeigt, steigen die Pegel der gesamten mechanischen Schwingung simultan mit dem Gleichstrom an, aus deren Folge auch die Geräusche zunehmen. Nach ca. 20 Minuten wird der Sternpunkt des 380 kV-Maschinentransformators um 13:50 Uhr wieder geerdet. Der Gleichstrom kommutiert wieder zurück, so dass nach Abschluss des Ausgleichvorgangs der gleiche Zustand erreicht ist wie vor dem Versuch. Mit den bisher durchgeführten Messungen konnte noch nicht die Ursache der Gleichstrombeeinflussung identifiziert bzw. lokalisiert werden. Das Verhalten der ungeraden Harmonischen kann über den gesamten Betrachtungszeitraum mit dem Gleichstromverlauf korreliert werden. Zu Beginn des betrachteten Intervalls ist der Gleichstrom nahezu Null; ebenso sind die ungeraden Harmonischen sehr gering und tragen nur etwa 3% zur Gesamtsignalleistung bei. Mit dem stetigen Anstieg des Gleichstroms nehmen die geraden und ungeraden harmonischen Komponenten ebenso stetig zu. Im Maximum des Gleichstroms beträgt der Anteil der ungeraden Harmonischen ca. 25% der gesamten Signalleistung der mechanischen Schwingungen. Das im Laborversuch festgestellte Verhalten aus Kapitel 4.1 kann durch die Feldmessung bestätigt werden: Im Vergleich zu den immer vorkommenden geraden Harmonischen treten die ungeraden Harmonischen selektiv bei ungewollten Betriebszuständen mit Gleichstromüberlagerungen auf und können daher als Indikator herangezogen werden.

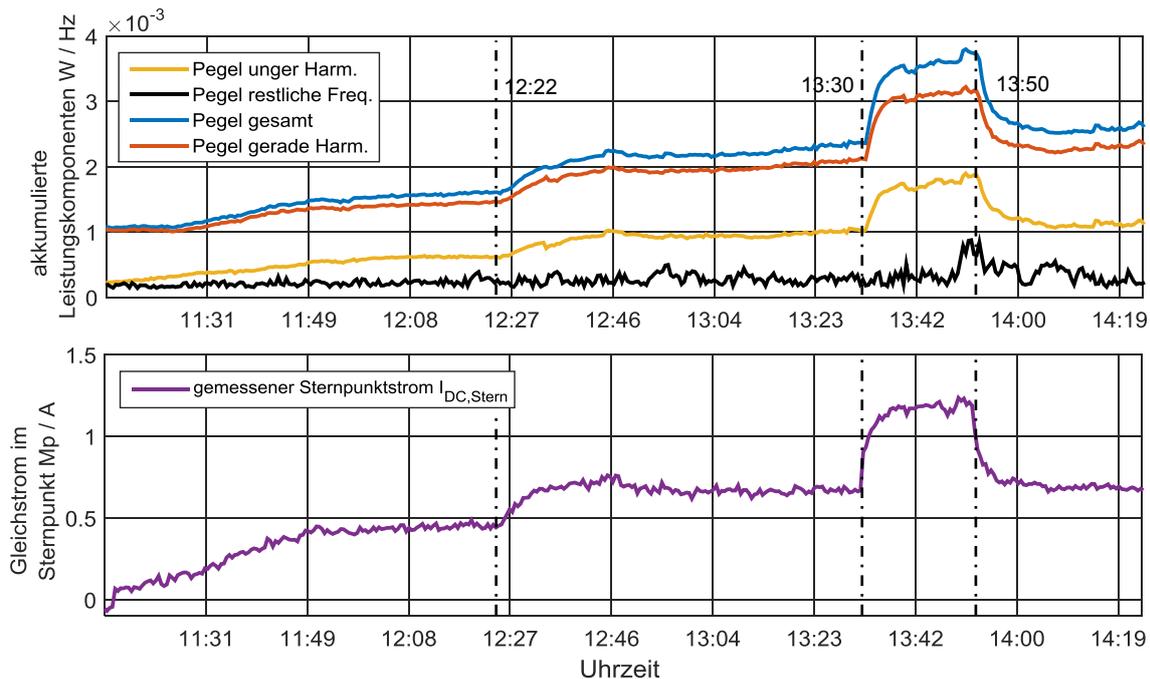


Bild 8: oben: Leistungskomponenten der mechanischen Schwingungen (Kesselmessungen)
 unten: gemessener Gleichstrom $I_{DC,Stern}$ im Sternpunkt des Transformators

5 BETRACHTUNG MÖGLICHER NETZRÜCKWIRKUNGEN

Aus den Leerlaufmessungen des Laboraufbaus wird in diesem Kapitel noch ein kurzer Ausblick auf die möglichen Netzrückwirkungen der durch Gleichstrombeanspruchung bedingten Sättigungseffekte gegeben. Hierzu werden aus den gemessenen Zeitsignalen der Phasenströme und -spannungen der 380 kV-Ebene die Wirk- und Blindanteile abgeleitet. Grundlage hierfür bildet die IEC 1459-2010 für die Leistungsberechnung nicht sinusförmiger Ströme und Spannungen [10]. Da in der Norm Gleichanteile nicht speziell berücksichtigt werden, werden die Gleichanteile der Phasenströme vor der Leistungsberechnung herausgerechnet, so dass die Zeitbereichsmessungen der Phasenströme ohne Gleichstrom-Offset vorliegen.

Wie Bild 5 zeigt, treten in den Phasenströmen aufgrund der Sättigung viele Oberschwingungsanteile auf. Daher ist eine einfache Betrachtung von Blind- und Wirkleistungskomponente bei Nennfrequenz $f_N = 50$ Hz nicht möglich. IEC 1459-2010 definiert daher neben der Wirkleistung aller Frequenzanteile P noch die non-active Power N , die neben der Blindleistung bei Nennfrequenz auch alle harmonischen Komponenten abdeckt. Die Wirkleistung P und die non-active Power N addieren sich nach Gleichung (5-1) quadratisch zur Scheinleistung S . Bild 9 zeigt die Entwicklung von P und N bei steigendem Gleichstrom. Erkennbar ist eine starke lineare Zunahme der non-active Power N mit ca. 300 kVar / A_{DC}. Verschiedene Einschätzungen von Netzbetreibern betrachten diesen Anstieg des Leistungsbedarfs als kritisch [11]. Auch ist in Bild 9 eine näherungsweise lineare Zunahme der Wirkleistung, also der Verluste im Transformator selbst, um etwa 45% bei $I_{DC,Stern} = 9$ A erkennbar. Da diese im Vergleich zu den Kupferverlusten unter Last jedoch eher gering ausfallen, werden diese eher als unkritisch betrachtet. Relevant könnte jedoch die veränderte Flussführung während der Sättigung sein, da die magnetischen Feldlinien den Kern verlassen und durch benachbarte Strukturmaterialien fließen können und dort beispielsweise Wirbelströme induzieren.

$$S^2 = P^2 + N^2 \quad (5-1)$$

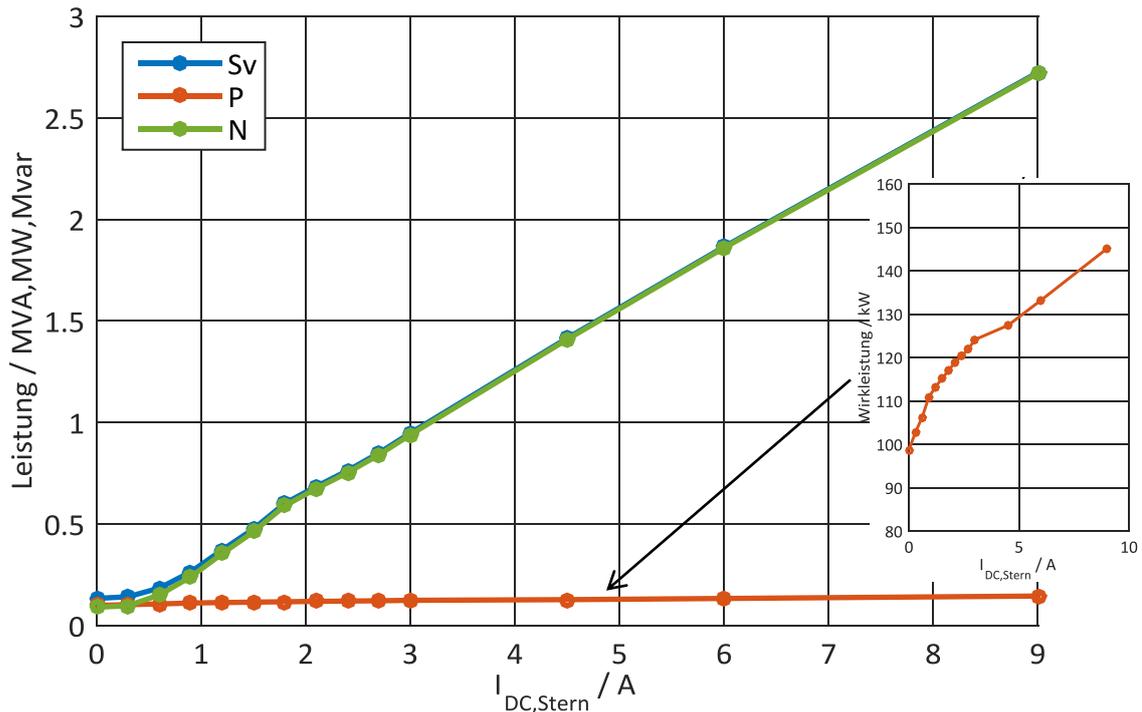


Bild 9: Zunahme der Leistungskomponenten Gesamtscheinleistung S_v , non-active Power N und Wirkleistung (Leerlaufverluste) P bei symmetrischer Belastung mit ansteigendem Gleichstrom $I_{DC,gesamt}$.

6 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Wie Feldmessungen an Netzkuppeltransformatoren zeigen, treten im 380 kV-Netz Gleichströme auf, deren Quellen noch nicht identifiziert sind. Die Ströme koppeln galvanisch über die geerdeten Sternpunkte der Transformatoren ein und führen zu verschiedenen Wechselwirkungen, die durch magnetische Sättigungseffekte im Transformator Kern hervorgerufen werden. Zum einen nehmen die mechanischen Schwingungen und die abgestrahlten Geräuschemissionen bei Gleichstrombelastung signifikant zu.

Zum anderen zeigen Versuche an einem praktischen Großversuch, dass auch Netzrückwirkungen durch Oberschwingungen in den Phasenströmen auftreten können, was zu einem gesteigerten Bedarf an Wirkleistung und Blindleistungskomponenten führt. In welchem Ausmaß die Wechselwirkungen auftreten hängt von der Größe des überlagerten Gleichstroms, von den Kernmaterialien, der Kerengeometrie und der Verteilung der Gleichstromkomponenten auf die einzelnen Phasen ab. Bei modernen Transformatoren werden Kerne aus kaltgewalzten, kornorientierten Elektroblechen verwendet um Kernverluste und Leerlaufgeräusche unter AC-Bedingungen zu minimieren. Die Großversuche zeigen, dass bereits kleine Gleichstromkomponenten in der Größenordnung weniger hundert Milliampere zu einem Anstieg der mechanischen Schwingungen, der Geräusche und des Leistungsbezug des Transformators führen. Diese Effekte treten bei 5-Schenkelkerntransformatoren sehr viel früher und deutlicher auf als bei 3-Schenkelkerntransformatoren. In der Praxis können in Einzelfällen der Gleichstrom und dessen Folgen unterbunden werden, wenn der Sternpunkt im Rahmen der Erdungsstrategie offen betrieben werden kann. Die Erprobung eines kapazitiven DC-Blocks im Sternpunkt wird ebenso in Betracht gezogen.

Für die Messung der Gleichströme und deren Auswirkungen werden zwei Messsysteme vorgestellt: Die direkte Messung der Sternpunktströme und die Messung der mechanischen Schwingungen auf der Kesselwand. Wie der Großversuch zeigt, lassen sich mechanische Schwingungen mit dem zu erwartenden Geräuschemissionen bei DC-Belastung korrelieren, was die mittel- und langfristige Überwachung der Geräusentwicklung mit einfacher Messtechnik bei geringen Zusatzkosten ermöglicht, die an nahezu allen Transformatoren auch im Betrieb installiert werden kann. Aufgrund

des Frequenzverhaltens mechanischer Schwingungen kann aus dem Anteil der ungeraden Harmonischen abgeleitet werden, ob Gleichströme im aktuellen Betriebszustand auftreten oder nicht. Es ist für die Bewertung mechanischer Schwingungen von Vorteil, wenn Referenzmessungen ohne Gleichstrombelastung zur Verfügung stehen, zum Beispiel von den Abnahmemessungen des Herstellers.

Beide Messverfahren werden in Zukunft verwendet, um mittelfristige, verteilte Messungen an mehreren Sternpunkten durchzuführen. Aus dem zeitlichen Verhalten und den Geoinformationen wird versucht, die Ursache der Gleichstrombeeinflussung zu identifizieren und zu lokalisieren.

7 LITERATUR

- [1] W.F. Davidson, „Einwirkungen des magnetischen Strumes vom 24. März 1940 auf Hochspannungsanlagen,“ *Elektrotechnische Zeitschrift*, Bd. 5, pp. 99-100, 30. Januar 1941.
- [2] Saifur Rahman et al, *IEEE Electrification Magazine Solar Storms and Power Grids*, New York: IEEE, 2015.
- [3] M. Heindl, M. Beltle, M. Reuter, D. Schneider, S. Tenbohlen, D. Oyedokun, T. Gaunt, „Investigation of GIC related Effects on Power Transformers using Modern Diagnostic Methods,“ in *International Symposium on High Voltage Engineering*, Hannover, 2011.
- [4] Erich Reiplinger, „Geräuscherhöhungen bei Großtransformatoren bei gleichstromüberlagerten Netzen,“ *EW*, Nr. 6, p. 278, 1992.
- [5] International Electrotechnical Commission, IEC 60076-10 Power Transformers Part10: Determination of sound levels, 2001.
- [6] M. Beltle, M. Schuehle, S. Tenbohlen, „Influences of direct currents on power transformers caused by AC-HVDC interactions in hybrid grids,“ in *ISH 2015*, Pilsen, Czech Republic, 2015.
- [7] Holte, Kirby C., „Geomagnetic Disturbances and Electric Power Systems,“ *IEEE Power Engineering Review*, pp. Volume 9, Issue 7, 1989.
- [8] M. Beltle, S. Tenbohlen, „Paper Diagnostic Interpretation of Mechanical Oscillations of Power Transformers,“ in *ISH*, Pilsen Czech Republic, 2015.
- [9] International Electrotechnical Commission, IEC 60076-10-1 Determination of Sound Levels Application Guide, 2005-10.
- [10] IEEE Power & Energy Society - Power System Instrumentation and Measurements Committee, IEEE Standard 1459-2010: Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions, New York: IEEE, 2010.
- [11] Girgis, R.; Vedante, K. , „Effects of GIC on power transformers and power systems,“ in *Transmission and Distribution Conference and Exposition* , Orlando, FL , 2012.

Anschluss- und Verbindungselemente als Schlüsselkompetenz zur Flexibilisierung der Netze

Dipl.- Ing. Christian Späth
PFISTERER Kontaktsysteme GmbH
christian.spaeth@pfisterer.de
Germany

KURZFASSUNG

Das universelle, steckbare, trockene Hochspannungsanschlussystem CONNEX kann durch seine Kompaktheit, Steckbarkeit und Flexibilität der Anwendung den Aus- und Umbau des Stromnetzes getrieben durch die Energiewende positiv unterstützen. Optimierungen des trockenen selbststützenden Kabelendverschlusses EST für den Einsatz in Umspannwerken ermöglichen dem Anwender eine einfache Montage und Kostenvorteile. Die Integration des Überspannungsschutzes im EST-SA reduziert den Platzbedarf im Umspannwerk.

ABSTRACT

The universal, plug-in, dry-type high voltage connection system CONNEX supports the expansion and reconstruction of the power grid driven by the energy transition with its compactness, ability to plug and flexibility. Optimizations of the dry-type self-supporting cable termination EST for substation application lead to user advantages like easier assembly and cost optimization. The integration of surge protection within the EST-SA reduce the needed space requirement in the substation.

1 EINLEITUNG

Die Energiewende ist in aller Munde und wird das bestehende und bekannte Stromnetz stark verändern. Neue Voraussetzungen, ersetzen die beim Aufbau getroffenen Annahmen. Zentrale Großkraftwerke werden durch viele kleine Energieerzeugereinheiten ergänzt und damit ändern sich die gewohnten Lastflüsse im Netz. Erneuerbare Energieerzeugereinheiten können nur dort installiert werden, wo die natürlichen Energiequellen wie Wind, Wasser oder Sonne in ausreichendem Maße vorhanden sind. Dies führt dazu, dass das Stromnetz umgestaltet und an die neuen Anforderungen angepasst werden muss. Kann dieser Netzbau mit den bestehenden Betriebsmitteln realisiert werden?

- Verschiedene Untersuchungen haben ergeben, dass z.B. in Deutschland die Energiewende 11.200 Kilometer neue Übertragungsleitungen bis 2030 erforderlich macht [1].
- Viele in Betrieb befindliche Betriebsmittel sind schon Jahrzehnte im Einsatz und für die bisherige Netzführung ausgelegt worden.

Der ausgeprägte Trend zur Urbanisierung hat einen starken Einfluss auf den Ausbau und die Gestaltung des Stromnetzes. Bereits heute lebt die Hälfte der Menschen weltweit in Städten und Ballungsräumen. Verschiedene Zukunftsszenarien weisen darauf hin, dass sich dieser Trend verstärkt. Bis zum Jahr 2050 wird sich die Zahl der „Städter“ ungefähr verdoppeln [2]. Die Infrastruktur zur Stromversorgung dieser energieintensiven Gebiete muss deutlich erweitert werden. Um das Stadtbild nicht zu beeinträchtigen, werden Anlagen in Gebäuden installiert. Beengte und begrenzte Platzverhältnisse erfordern Anlagen mit kompakten, flexiblen Anschlusskomponenten. Der Umbau bestehender Anlagen innerhalb möglichst kurzer Unterbrechungszeiten macht Anschlusskomponenten zum Schlüsselfaktor.

Im folgenden Bericht wird Anslusstechnik beschrieben, die die zukünftigen Anforderungen nicht nur erfüllen kann, sondern diese Maßnahmen erst möglich machen.

2 FLEXIBLE ANSCHLUSSTECHNIK

2.1 Kompakte, steckbare trockene Anslusstechnik

Wie können Verbindungs- und Anschlusskomponenten die sich ändernden Anforderungen im Stromnetz fördern?

Trockene, kompakte und steckbare Anschlussysteme für Mittel- und Hochspannungsanlagen bieten flexiblere Einsatzmöglichkeiten als konventionelle, fest installierte Anschlussysteme. Für das neue Stromnetz, gemäß den Anforderungen der Energiewende, werden zum einen bestehende Anlagen mit bestehenden Betriebsmitteln verwendet, als auch neue Anlagen errichtet. Bei neuen Anlagen können die Rahmenbedingungen wie Abmessungen, Leistung, usw. im Vorfeld nahezu frei bestimmt werden. Die Verwendung bestehender Anlagenstandorte grenzt die dimensional Freiheitsgrade stark ein. Ein neues Betriebsmittel mit gegebenenfalls höheren Leistungskennzahlen muss auf einer bestehenden Fläche oder in einem bestehenden Gebäude untergebracht werden. Dabei können kompakte, trockene und steckbare Anslusselemente das Gesamtkonzept unterstützen.

Das kompakte, trockene, steckbare Kabelanschlussystem ist eine Anschlussmöglichkeit für Mittel- und Hochspannungsanlagen bei dem das Kabel vom Betriebsmittel getrennt werden kann ohne einen Eingriff am Betriebsmittel selbst vornehmen zu müssen. Durch die trockene Feststoffisolation kann es sehr kompakt gestaltet werden, was Bauraum im Betriebsmittel und Platzbedarf in unmittelbarer Umgebung verringert. Ein Längenvergleich basierend auf der Norm IEC 62271-209 [7] von konventionellem, ölgefüllten Anschlussystem zu trockenem, steckbarem Anschlussystem ergibt eine Reduktion von mind. 31 %, im besten Fall sogar von 47 %. Eine Übersicht ist in Abbildung 2 dargestellt.

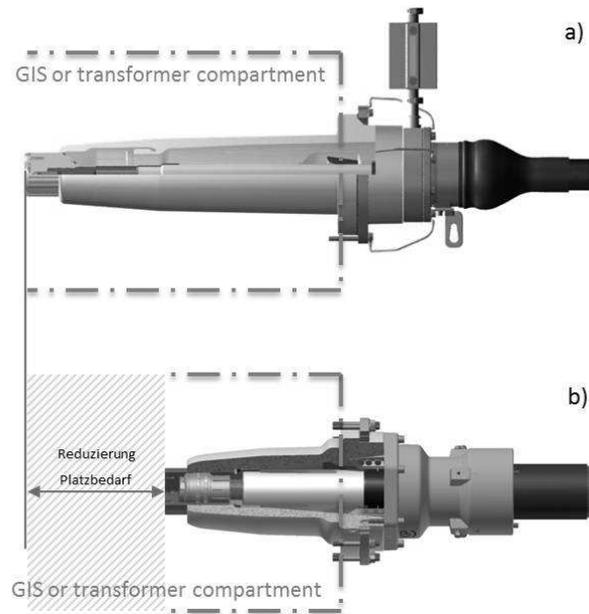


Abbildung 1. a. Öl-gefüllter Kabelanschluss,
b. trockener, steckbarer Kabelanschluss CONNEX reduziert die Einbautiefe. [10]

Spannung	Ölgefüllter Endverschluss IEC 62271-209 Fig. 3	Trockener Endverschluss IEC 62271-209 Fig. 5	Längenreduktion
72-100 kV	583 mm	310 mm	273 mm / 47 %
123-170 kV	757 mm	470 mm	287 mm / 38 %
245-300 kV	960 mm	620 mm	340 mm / 35 %
362-550 kV	1400 mm	960 mm	440 mm / 31 %

Abbildung 2. Längenvergleich von konventionellen, ölgefüllten Anschlusssystemen mit trockensten, steckbaren Anschlusssystemen anhand der Norm IEC 62271-209.

Diese Längenreduktion ist von Vorteil, wo Bauraum begrenzt oder teuer ist. So z.B. bei Offshore-Anlagen [10] oder bei Umspannstationen, die in Gebäuden untergebracht werden sollen.

Das kompakte, trockene, steckbare Anschlusssystem bietet aufgrund der getrennten Komponenten „Geräteanschluss“ und „Kabelanschluss“ die Möglichkeit diese auf die jeweiligen Umgebungsbedingungen optimal anzupassen (Abbildung 3):

- Der Kabelendverschluss, mit Kabelanschluss und Geräteanschluss, steht natürlich im direkten Zusammenhang mit dem Kabelsystem und muss daher die entsprechenden Prüfnormen für Kabelsysteme IEC 60840 [4] oder IEC 62067 [5] erfüllen.
- Betrachtet man das Geräteanschluss als eine Einheit, die bereits beim Hersteller der GIS-Anlage eingebaut und mitgeprüft werden soll, so muss diese Komponente diverse Prüfungen erfüllen, die durch die GIS-Anlagennorm vorgegeben werden. Die Abmessungen für das Kabelanschlussgehäuse der GIS wird durch die Norm IEC 62271-209 [7] beschrieben. Für Prüfungen der installierten GIS-Einheit wird der Norm IEC 62271-203 [6] gefolgt, die sowohl dielektrische Prüfungen als auch mechanische Prüfungen beschreibt.
- Wird das Geräteanschluss jedoch in einem Transformator bzw. ölgefüllten Einbaureaum eingesetzt, wird wiederum eine andere Normen relevant: EN 50299-2.

Das CONNEX-System der Firma PFISTERER erfüllt alle Anforderungen der 3 Normenwelten.

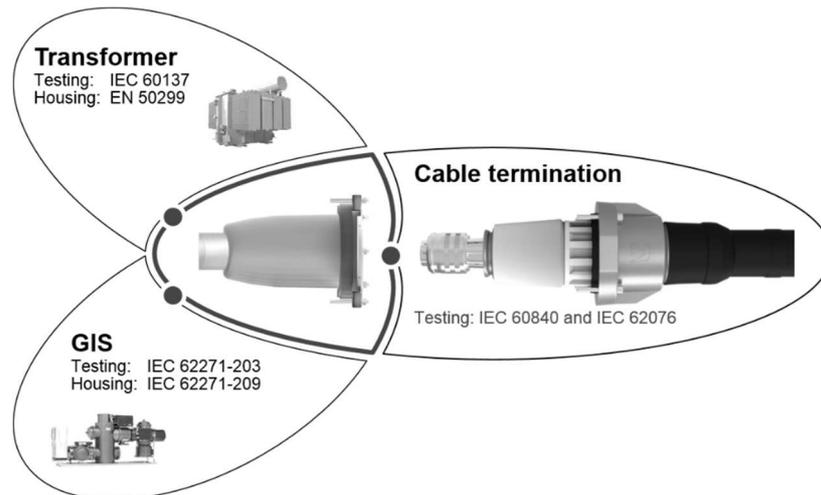


Abbildung 3. Die 3 Normwelten eines steckbaren, trockenen Hochspannungsanschlussystems [8].

2.2 Universeller, steckbarer Hochspannungsanschluss

Eine getrennte Betrachtung der Komponenten des steckbaren, trockenen Kabelanschlussystems (Abbildung 3) erlaubt eine Darstellung als Anschlussschnittstelle. Das zentral angeordnete Geräteanschlussteil dient damit als universeller, steckbarer Hochspannungsanschluss.

Beim weit verbreiteten Anschlussystem CONNEX können an dieses Geräteanschlussteil verschiedene Stecksysteme angeschlossen werden:

- Das Kabelanschlusssystem dient als Anschlusselement für Hochspannungskabel, ob dauerhaft oder temporär.
- Die steckbare Durchführung dient als Anschlusspunkt an luftisolierte Anlagen. Prüfanlagen oder Freileitungen können gleichermaßen angeschlossen werden.
- Der steckbare Überspannungsableiter begrenzt Überspannungen und dient als Schutzelement für das Betriebsmittel.
- Der Blindstecker stellt eigentlich keinen Anschluss nach außen dar, kann jedoch die Hochspannung z.B. bei Spannungsprüfungen oder beim Blindbetrieb spannungsfest verschließen. Optimal, um spätere Erweiterungen vorzubereiten.

Mittels dieses universellen, steckbaren Hochspannungsanschlusses können Betriebsmittel designed und aufgebaut werden, ohne sich frühzeitig auf eine Anschlussvariante festlegen zu müssen. Diese Vorgehensweise kann auch dazu verwendet werden, Betriebsmittel samt Anschlussystem zu standardisieren und damit flexibel und austauschbar zu machen, egal welche Anschlussvariante vor Ort vorliegt.

2.3 Steckbare Anslusstechnik als flexibler Lösungsansatz

Warum steckbare Anschlussysteme immer als Element von dauerhaften Kabelverbindungen einsetzen?

Das steckbare Anschlussystem bietet Vorteile bei der Installation von dauerhaft in Betrieb befindlichen Kabelsystemen, wie Platzersparnis, unabhängige Montage und Installation von Kabel- und Geräteanschlussteil oder die Vorprüfbarkeit von Komponenten, Teil- und Gesamtsystemen im Herstellerwerk [10]. Diese Vorteile können auch bei flexibel eingesetzten Kabelsystemen genutzt werden.

In Hinblick auf den Netzbau wird insbesondere auch der Umbau bestehender Umspannstationen genannt. Um die Gebietsversorgung auch während des Umbauzeitraums einer Umspannstation sicherzustellen und die Regeln der Netzführung nicht zu sehr zu strapazieren, kann der Einsatz einer temporären Kabelverbindung Abhilfe schaffen. Eine Kabelverbindung hat den entscheidenden Vorteil keine zusätzlichen Gefahrenbereiche mit offenen Hochspannungspotentialen am Umspannwerk zu errichten. Des Weiteren ermöglicht eine Kabelverbindung mit steckbarer Anschlusstechnik verschiedene Einsatzszenarien am Umspannwerk.

- Direkte Verbindung von 2 GIS-Anlagen mittels steckbarer Anschlusstechnik
- Anschluss einer Freileitung an eine GIS-Anlage. Hierfür können neben dem steckbaren Kabelanschluss auch eine Winkelmuffe und eine steckbare Durchführung zum Einsatz kommen.
- Verbindung zweier Freileitungen. An beiden Kabelenden können steckbare Anschlusssysteme mit Kabelanschlussteil, Winkelmuffe und steckbarer Durchführung zum Einsatz kommen.

Wichtig zu erwähnen ist, dass bei Verwendung der steckbaren Anschlusstechnik die vor Ort befindliche Installation flexibel aufgebaut werden kann. Dieselben Kabelverbindungssysteme können mehrfach für verschiedene Umbauprojekte verwendet werden.

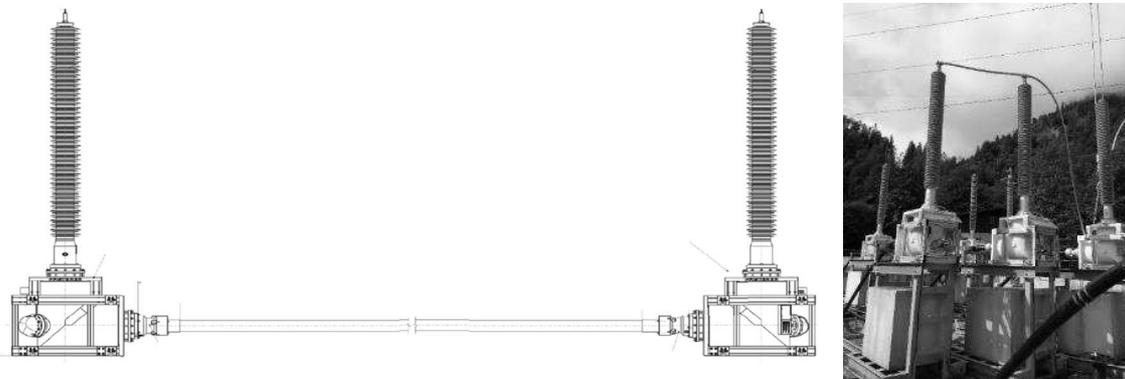


Abbildung 4. Flexible temporäre Kabelverbindung (Beispiel für $U_m=245\text{ kV}$) mit flexibler steckbarer Anschlusstechnik [12].

2.4 Modernes Schutzsystem

Wie ist es aber um die Sicherheit der Betriebsmittel vor Überspannungen bestellt?

In Ballungsräumen oder als flexible Anschlusstechnik sind Kabelsysteme bereits weit verbreitet. Zukünftige Entwicklungen werden dies noch weiter verstärken. Die Einbindung von Schutzsystemen wie Überspannungsableiter stellen besondere Herausforderungen, da das Hochspannungspotential gekapselt ist.

Luft- oder SF₆-Gas isolierten Überspannungsableiter sind nicht optimal für den Einsatz in Kabelnetzen ausgelegt:

- Luftisolierte Ableiter benötigen ausreichend Raum zur Einhaltung der Mindestschlagweiten und Kriechweglängen.
- Die Auflagen zum Einsatz von SF₆ werden strenger werden und z.B. Prüfprozeduren bedürfen aufwändige SF₆-Arbeiten [12].

Für den Einsatz in Umspannwerken mit Kabelsystem wurde daher ein steckbarer, gekapselter, feststoffisolierter Überspannungsableiter entwickelt. Dieser wird in gleicher Weise mit dem Betriebsmittel verbunden wie das Kabelanschlusssystem CONNEX. Ein Geräteanschlussteil dient als universelle Schnittstelle zum Betriebsmittel.

Bislang beschreibt keine Norm die Prüfvorgaben für steckbare HV-Überspannungsableiter. Angelehnt an die bekannte Norm für Überspannungsableiter IEC 60099-4 [3] erfüllt der steckbare Überspannungsableiter jedoch die gleichen Anforderungen wie die bekannten luft- oder SF₆-Gas isolierten Überspannungsableiter.

Mit solch einem steckbaren, gekapselten, feststoffisolierten Überspannungsableiter ist es möglich einen Transformator auszurüsten, der kein offenes Hochspannungspotential aufweist und damit keine Mindestschlagweiten und Mindestabstände zwischen Komponenten einhalten muss. So lässt sich eine kompakte Anlage realisieren, die z.B. in Gebäuden untergebracht werden kann.

Ein weiteres Plus des steckbaren Überspannungsableiters ist seine Positionierung direkt am Betriebsmittel. Der Schutzbereich des Überspannungsableiters in unmittelbarer Nähe zum Kabelanschluss schützt optimal das Betriebsmittel vor impulsförmigen Überspannungen, die aufgrund von Wanderwellenvorgängen auftreten [9].



Abbildung 5. Der steckbare Überspannungsableiter als gekapseltes Schutzelement für Betriebsmittel primär- und sekundärseitig [10].

2.5 Integrierte Systeme = Anwendungsoptimierte Lösungen

Freiluftendverschlüsse für Kabelsysteme haben sich schon seit Jahrzehnten im Einsatz bewährt. Dennoch gibt es gute Gründe auch dieses System zu Überdenken. Punkte wie Montagefreundlichkeit, Langzeitstabilität oder Verhalten im Fehlerfall können durchaus mit neuen Technologien weiter verbessert werden.

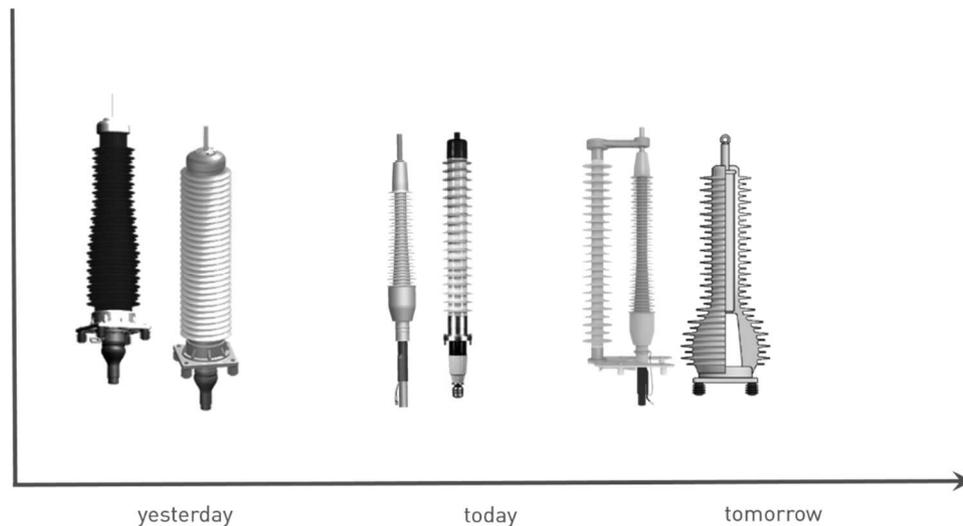


Abbildung 6. Die Entwicklung von Kabelendverschlüssen [12].

Der ölgefüllte Kabelendverschluss mit Porzellan- oder Verbundisolator mit Silikonbeschichtung ist weit verbreitet und weiterhin im Einsatz.

Dennoch werden heutzutage bis zur Spannungsebene $U_m = 170 \text{ kV}$ die flexiblen, trockenen Kabelendverschlüsse eingesetzt. Bei dieser Art des Endverschlusses ist ein Silikonkörper direkt auf die entsprechend präparierte Kabelisolation aufgebracht; ohne Isolationsflüssigkeit, die sich im Fehlerfall negativ auswirken kann. Ein großes Plus an Sicherheit wurde damit erreicht.

In einer zweiten Ausführung des trockenen Kabelendverschlusses können die selbststützenden ölgefüllten Kabelendverschlüsse 1:1 abgelöst werden. Durch Hinzunahme eines Stützisolators parallel zum flexiblen, trockenen Kabelendverschluss bekommt dieser selbststützende Eigenschaften.

Bereits bei dieser integrierten Lösung wurden die guten Eigenschaften des flexiblen, trockenen Kabelendverschlusses mit den mechanischen Eigenschaften eines Stützisolators vereint:

- Öl- und gasfrei
- Leckagesicher
- Kein Montagegerüst am Mast erforderlich
- Im Fehlerfall explosionsicher
- Kompensation von Wärmeausdehnungen der angeschlossenen Leiter
- Kompensation von Umbruchkräften

Für den Einsatz auf den Hochspannungsmasten ist die Konstruktion des selbststützenden Kabelendverschlusses EST sehr gut geeignet. Für den Einsatz im Umspannwerk kann die Konstruktion bezüglich mechanischer Fixierung reduziert werden. Nach der bodennahen Montage des trockenen Kabelendverschlusses EST aufs Kabel kann dieser bei Installation auf einem Hochspannungsmast auf höchste Höhen angehoben werden.

In einem ersten Schritt wurden die fürs Umspannwerk relevanten Vorteile konsequent auf die Anwendung angepasst. Das sind u.a. bodennahe Montage und Installation in geringer Höhe bis 6m. Die an die Anwendung angepasste leicht zu montierende Lösung ESTsub (Abbildung 7) ist optimiert im mechanischen Design und kostengünstig [11].

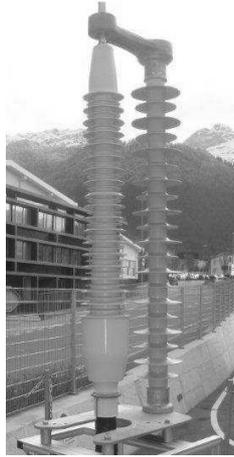


Abbildung 7. *ESTsub: Das Design eines selbststützenden, trockenen Kabelendverschlusses für Umspannwerke [11].*

In einem weiteren Schritt konnten weitere Verbesserungen verwirklicht werden. Die Integration eines Überspannungsableiters in das Kabelendverschlussystem eröffnet signifikante Einsparpotentiale beim Platzbedarf und bei den Kosten der Umspannwerkplanung. Das Kombi-Produkt EST-SA benötigt nur den Platzbedarf eines konventionellen Kabelendverschlusses und wird auf diesem Trägergerüst aufgebaut. Der zusätzliche Aufstellort für den Überspannungsableiter entfällt.

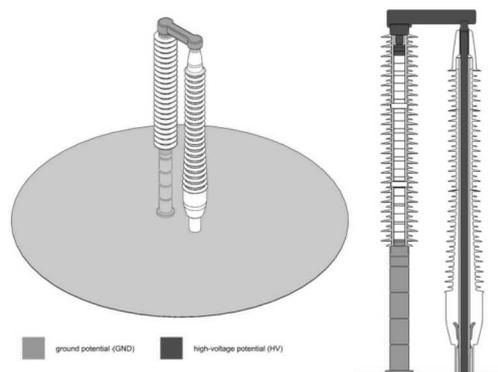


Abbildung 8. *Design eines trockenen Kabelendverschlusses kombiniert mit einem Überspannungsableiter [11].*

Die Feldbeeinflussungen zwischen Überspannungsableiter und Kabelendverschluss müssen beim Gesamtdesign entsprechend beachtet und berücksichtigt werden (Abbildung 9). Verschiedene Feldsimulationen konnten den optimalen Abstand bestimmen, so dass die Feldbeeinflussungen der beiden Komponenten positiv aufeinander wirken. Neben den normalen Kabelsystem-Typtests nach IEC 60840 [4] haben spezielle Tests wie Salznebelprüfung oder berechnete Wechselspannungsprüfung die Leistungsfähigkeit des Kombi-Produktes unterstrichen [11].

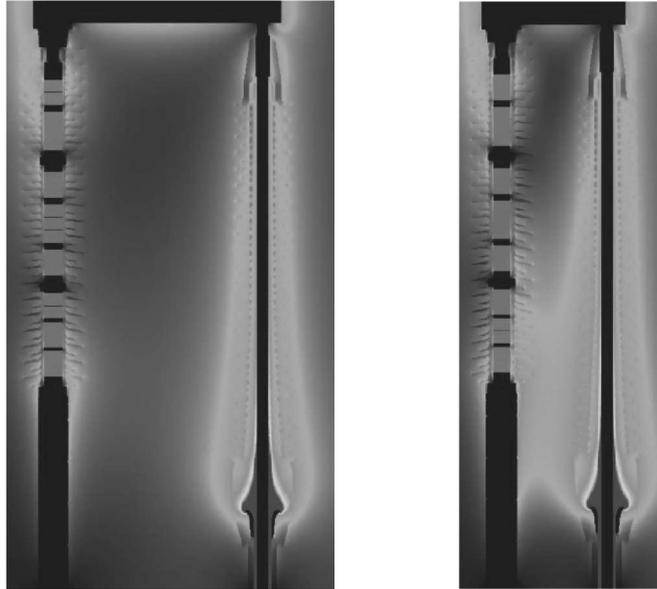


Abbildung 9. FEM Berechnung eines trockenen Kabelendverschlusses in Kombination mit einem Überspannungsableiter bei verschiedenen Abständen [11].

3 ZUSAMMENFASSUNG

Die Änderungen des Stromnetzes aufgrund der Energiewende werden verschiedene Facetten haben. Ausbau der Leitungslängen, Neu- oder Umbau von Umspannwerken, Ersatz und neue Betriebsmittel, usw.

Bereits existente Produkte, wie das steckbare, trockene Kabelanschlusssystem CONNEX, können einen wichtigen Beitrag zu den anstehenden Aufgaben erbringen. Durch die Kompaktheit der Anschlusssysteme kann entsprechender Bauraum bei den Betriebsmitteln eingespart werden. Das Geräteanschlussteil bietet eine universelle Schnittstelle zum wahlweisen Anschluss für u.a. Kabelanschlüsse, steckbare Durchführungen, steckbare Überspannungsableiter oder Blindstecker für den spannungsfesten Abschluss sowie spätere Systemerweiterung. Die Steckbarkeit erlaubt auch erweiterte Lösungsansätze, die über dauerhafte Anschlussverbindungen hinausgehen. Flexibel einsetzbare Kabelverbindungen machen den temporären Einsatz bei Umbauarbeiten bestehender Anlagen einfacher, fast unabhängig wie diese angeschlossen werden sollen.

Optimierte Produkte auf die jeweiligen Anwendungsbereiche oder eine Kombination von oft nebeneinander platzierten Komponenten eröffnen neue Möglichkeiten, technisch und finanziell. So wurde der trockene Kabelendverschluss auf die Anforderungen in Umspannanlagen optimiert. Montagefreundlich, sicher und finanziell attraktiv steht der ESTsub auf denselben Installationsgerüsten wie die konventionellen ölgefüllten Kabelendverschlüssen. Das neue Kombi-Produkt EST-SA integriert das Schutzelement Überspannungsableiter in den trockenen, selbststützenden Kabelendverschluss EST. Weniger Einzelkomponenten ermöglichen auch bei dieser Konstellation den benötigten Aufstellraum auf ein Mindestmaß zu reduzieren.

LITERATUR

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030, www.dena.de/verteilnetzstudie.de
- [2] Instituts der deutschen Wirtschaft Köln
Globale Megatrends und Perspektiven der deutschen Industrie, IW-Analysen Nr. 47 - Köln 2009, <http://www.iwkoeln.de/infodienste/iwd/archiv/beitrag/41752>
- [3] IEC 60099-4
Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
- [4] IEC 60840
Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) - Test methods and requirements
- [5] IEC 62067
Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV) – Test methods and requirements
- [6] IEC 62271-203
Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV
- [7] IEC 62271-209
High-voltage switchgear and control gear –Part 209: Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV – Fluid-filled and extruded insulation cables – Fluid-filled and dry-type cable-terminations
- [8] R. Grund, M. Zerrer, Dr. T. Klein:
„Plug and Play“ - Anspruch oder Fiktion an die Hochspannungstechnik, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2010
- [9] K. Steinfeld, R. Grund, M. Zerrer
Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter für Hochspannung, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012
- [10] C. Späth, R. Grund, Dr. M. Zerrer
Hochseetaugliche Schnittstellen: Trockene, steckbare Anschluss technik für HV- und MV-Kabelsysteme auf offshore-Anlagen, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014
- [11] M. Freilinger, F. Bionda
Adaption of Cable Accessories for Onshore and Offshore Substation, INMR World Congress 18-21 October 2015, Munich, Germany
- [12] R. Grund, Dr. M. Zerrer
Latest Development for HV Cable Accessories – challenges and trends, INMR World Congress 18-21 October 2015, Munich, Germany

Betriebserfahrung der ersten 170-kV- und 24-kV-GIS mit alternativem Isolationsmedium basierend auf Ketonen

Pascal Müller
Elektrizitätswerk
der Stadt Zürich (ewz)
pascal.mueller@ewz.ch
Schweiz

Denis Tehlar
ABB Schweiz AG
denis.tehlar@ch.abb.com
Schweiz

Thomas Diggelmann
ABB Schweiz AG
thomas.diggelmann@ch.abb.com
Schweiz

Johannes Hengstler
ABB Schweiz AG
johannes.hengstler@ch.abb.com
Schweiz

Maik Hyrenbach
ABB Deutschland AG
maik.hyrenbach@de.abb.com
Deutschland

Sebastian Zache
ABB Deutschland AG
sebastian.zache@de.abb.com
Deutschland

Michael Mann
ABB Deutschland AG
michael.mann@de.abb.com
Deutschland

Stefan Neuhold
Fachkommission für
Hochspannungsfragen (FKH)
neuhold@fkh.ch
Schweiz

KURZFASSUNG

Umwelttechnische aber auch politische Gründe haben dazu geführt, dass ewz in Kooperation mit ABB nach Alternativen für die herkömmlichen Gasisolierten Schaltanlagen (GIS) gesucht hat. Mit Erfolg, zusammen lancierten sie als Pilotanlagen die weltweit ersten 170-kV- und 24-kV-GIS mit dem klimafreundlichen alternativem Gasgemisch aus Perfluor Ketonen gemischt mit CO₂ oder N₂ und O₂ im Unterwerk Oerlikon Neu in Zürich. Dem voraus ging eine sehr aufwändige ABB-interne Grundlagenforschung in deren Forschungszentren. Durch eine Lebenszyklusanalyse (ISO 14040) wurde nachgewiesen, dass sich eine Reduzierung von 50% des Treibhauspotentials (GWP) auf 30 Jahre einstellt.

Für das Pilotprojekt konnten bereits existierende Schaltanlagentypen mit geringen Modifikationen insbesondere in der Materialisierung, verwendet werden. Die Anlagen können sowohl mit dem alternativem Gas wie auch mit SF₆ betrieben werden. Der funktionale Aufbau der Schaltanlagen

erfolgte unter der Berücksichtigung der notwendigen Verfügbarkeit. Die Schaltanlagen haben alle IEC-Typprüfungen bestanden.

Die Schaltanlagen wurden nach der Montage durch die Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH) nach strengen Kriterien integral und erfolgreich geprüft. Es wurde die Prüfkombination Wechsellspannungsprüfung mit empfindlicher TE-Messung angewandt.

Seit September 2015 ist das Unterwerk in Betrieb. Durch die regelmässigen Messungen der Gase durch ABB zeigt sich, dass die Stabilität der Gasmischung den erwarteten Werten entspricht und ein zuverlässiger Betrieb über viele Jahre dieser Pilotanlagen zu erwarten ist. Alle diese Erkenntnisse werden sich in den weiteren Entwicklungsprozessen niederschlagen um zukünftig noch weiter in den Eigenschaften forschen zu können um noch näher an den 1:1-Ersatz von SF₆ und einer Standardisierung zu kommen.



Abb. 1 Unterwerk und Netzstützpunkt Oerlikon Neu, Zürich

1 EINLEITUNG

In den letzten Jahren haben die Diskussionen über die Erderwärmung und damit der Treibhauseffekt enorm an Bedeutung gewonnen: die Auswirkungen auf die Bio-, Hydro- und die Atmosphäre werden immer deutlicher und gravierender.

Um den weltweit weiterhin steigenden Stromverbrauch zu decken, braucht es immer mehr Energiequellen. Nur hat man gemerkt, dass entweder die Ressourcen der bisherigen Techniken irgendwann erschöpft sind oder diese schlicht eine zu grosse Belastung für unsere Umwelt darstellen. Es wird daher fieberhaft nach Lösungen gesucht, Klimagipfel werden abgehalten, Vorschriften werden verschärft und Energiestrategien entwickelt und umgesetzt.

Dieser Wandel macht auch vor der elektrischen Energiebranche nicht halt. Dem vor 50 Jahren eingeführten SF₆-Gas stehen die Betreiber und auch die Industrie kritischer gegenüber. Obwohl der Anteil der SF₆-Emissionen aus den Hochspannungsanlagen, gemessen am globalen Ausstoss äusserst klein ist (< 0.1%), reduziert der Einsatz alternativer Substanzen die CO₂-Belastung durch das Stromnetz spürbar. Tatsache ist, SF₆ hat ein hohes Treibhauspotential (GWP). 1 kg dieses Gases ist, auf einen Zeitraum von 100 Jahren betrachtet, genauso wirksam wie 22'800 kg Kohlenstoffdioxid (CO₂). Hinzu kommt, dass per 01.01.2015 eine neue EU-Verordnung in Kraft (Verordnung (EU) Nr. 517/2014) trat, welche die Verminderung der Emissionen von F-Gasen bis zum Jahr 2030 um 70% gegenüber 1990 zum Ziel hat.

Da „visionär“ einer der Unternehmenswerte von ewz ist, überrascht es nicht, dass ewz als erstes Energieunternehmen weltweit den Schritt wagt, vom klimaschädlichen SF₆-Gas weg und zu einer neuen, klimafreundlicheren Lösung zu kommen und somit die Bemühungen aus der Industrie unterstützt. Zusammen mit der Firma ABB wurde ein neuer Typ Schaltanlage lanciert: dabei bleibt das Konzept weitestgehend dasselbe, jedoch wird nun ein völlig neuartiges Isoliergasgemisch verwendet. Dieses neuartige Gasgemisch weist ein 22'800-mal tieferes Treibhauspotential wie das SF₆-Gas aus.

2 ENTWICKLUNGSGESCHICHTE

Seit ca. 50 Jahren werden elektrische Betriebsmittel kompakt und effizient gebaut. Die verwendeten Isoliersysteme legen hierfür den Grundstein. Daher ist es notwendig, die konstruktive Ausgestaltung an die Parameter des Isoliersystems anzupassen.

Seit der Einführung von Schwefelhexafluorid (SF₆) zur elektrischen Isolierung und zur Stromunterbrechung ab den 1970er Jahren wurde SF₆ gerade im Bereich der Gasisolierten Schaltanlagen im Hoch- und Mittelspannungsbereich zum zentralen Isoliersystem. Das beträchtliche Treibhauspotential (GWP) von SF₆ mit einem CO₂-Äquivalent von 22'800 führte seit etwa 30 Jahren zu einer Suche nach Alternativen, um den sogenannten CO₂-Fussabdruck, d.h. die im Rahmen einer strukturierten Lebenszyklusanalyse (LCA) quantifizierte Umweltbelastung signifikant zu senken.

ewz und ABB (BBC) haben bereits in den 1960er Jahren die weltweit erste Hochspannungs-Schaltanlage auf der Spannungsebene 150 kV mit SF₆ in einem gemeinsamen Projekt in Betrieb genommen. Die lange Historie vertrauensvoller Zusammenarbeit hat die Grundlage geschaffen, auch die nächste Generation Gasisolierter Schaltanlagen erstmalig weltweit in einem Pilotprojekt umzusetzen.



Abb. 2 Entwicklung der Gasisolierten Schaltanlagen

3 MOTIVATION

ewz zeichnet sich aus, bewusst und nachhaltig zu handeln und dies mit wegweisenden Energie- und Kommunikationslösungen. Bei der Erstellung von technischen Einrichtungen wird daher nebst wirtschaftlichen Überlegungen besonders ein Augenmerk auf den Platzbedarf, Materialisierung, Lebenserwartung gelegt. ewz möchte mit dieser Neuigkeit nebst dem Umweltgedanken auch den Prozess für Alternativen zu SF₆ anstossen. Beim ewz entsteht im Schnitt jährlich, über alle Anlagen gemessen, ein Gasverlust von 0,1% auf 18'545 kg Gas. Die Verluste entstehen zum einen durch die Undichtigkeit und zum anderen beim Gashandling. Die Pläne, ein Unterwerk (170/24 kV) mit den neuesten technologischen Möglichkeiten hinsichtlich Umweltverträglichkeit auszurüsten, stiessen sehr früh auf das Interesse beim Lieferanten ABB für die Lieferung der Hochspannungs- und

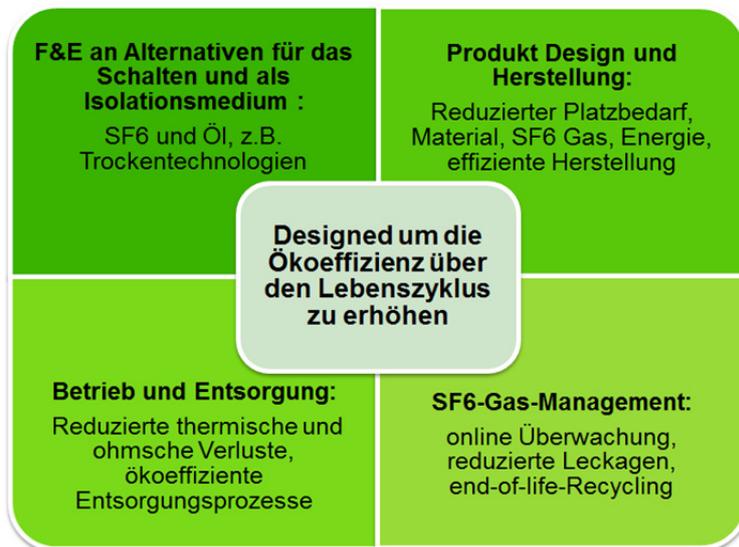


Abb. 3 Strategische Ausrichtung ABB

Mittelspannungsschaltanlagen (HS/MS-Schaltanlagen). Da zu diesem Zeitpunkt bereits erste Basisuntersuchungen mit den neuen Isoliergasen liefen, wurde diese Möglichkeit vorgestellt und offen diskutiert. Nachdem es sich abzeichnete, dass es sowohl technisch als auch zeitlich zwar herausfordernd aber machbar ist, entschieden die Fachspezialisten und das Management, diesen Weg gemeinsam mit dem Lieferanten einzugehen. Dies fand entsprechende Berücksichtigung sowohl in der Grundlagenforschung als auch in der Produktentwicklung. Letztere wurde sehr genau auf die Bedürfnisse und technischen Randbedingungen des Pilotprojektes abgestimmt, um den Umfang der notwendigen Aktivitäten einzugrenzen und die Anforderungen zu erfüllen. Die Entwicklung umweltfreundlicher Produkte, die über ihren gesamten Lebenszyklus wenig Ressourcen verbrauchen und somit das Klima schützen, lässt sich in vier Quadranten darstellen (Abb. 2). Obwohl der Anteil der SF₆-Emissionen aus den HS-Schaltanlagen, gemessen am globalen Ausstoss äusserst klein ist, reduziert der Einsatz alternativer Substanzen die CO₂-Belastung durch das Stromnetz spürbar. Auch das Berichtswesen, die Überwachung und Nutzungsaufgaben werden einfacher.

4 ALTERNATIVE GASMISCHUNG

Begonnen hat das Projekt in den ABB-Forschungszentren in der Schweiz und in Schweden. Nachdem das Gasgemisch aus Perfluor Ketonen ($C_5F_{10}O$, kurz C5 FK), gemischt mit CO_2 oder N_2 und O_2 extensiv untersucht wurde, haben sich die Business-Units *Hochspannung* und *Mittelspannung* von ABB daran gemacht, mit der gefundenen Alternative zu SF_6 einen Piloten zu entwickeln. Dies geschah über einen klar definierten Gate-Prozess, an dessen Ende sowohl eine GIS-Pilotanlage für die Hochspannung wie auch die Mittelspannung resultierte.

4.1 Kennwerte der Gasmischung

Die Kennwerte der Gasmischung erlauben Schlüsse für ihren Einsatz in der gasisolierten Schaltanlage zu ziehen. In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Kennwerte dargestellt [1].

50%-Durchschlagsfeldstärke

Eine der kennzeichnenden dielektrischen Größen ist die Feldstärke, bei der mit 50% Wahrscheinlichkeit ein dielektrischer Durchschlag $E_{bd,50}$ auftritt. Zur Gewinnung zuverlässiger Werte sind umfangreiche Untersuchungen notwendig. Die Prüflinge hierfür sind so zu gestalten, dass die erzeugten Feldinhomogenitäten gut mit den Konturen der späteren Anwendung übereinstimmen, um die Anwendbarkeit beurteilen zu können. Grenzversuche zeigen das Verhalten im Versagensfall genauer auf. Die Versuche zeigten ähnliche Werte für die 50%-Durchschlagsfeldstärke, wenn der Gesamtdruck von ca. 450 kPa für SF_6 auf ca. 700 kPa für eine definierte Gasmischung C5-FK angehoben wurde. Dies zeigt beispielhaft, wie bestehende Geometrien für die Verwendung der dargestellten C5-FK-Gasmischung durch eine Druckerhöhung ertüchtigt werden können. Die andere Möglichkeit besteht in der Veränderung der Geometrien der hochspannungsführenden Teile, um zu signifikant niedrigeren Oberflächenfeldstärken zu gelangen.

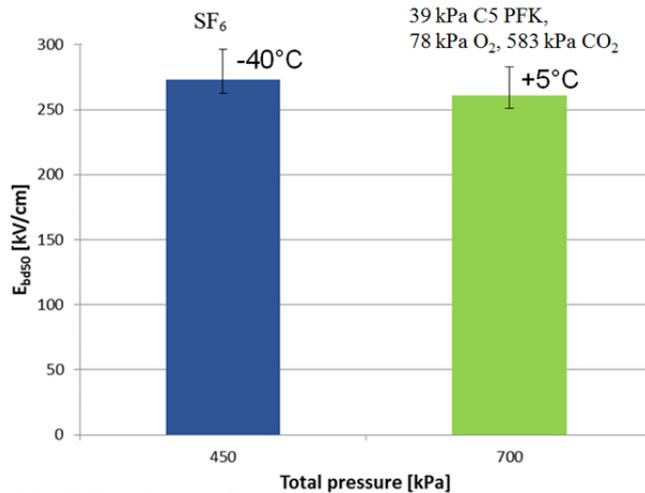


Abb. 5 Ergebnisse $E_{bd,50}$, negativer Blitzstoss

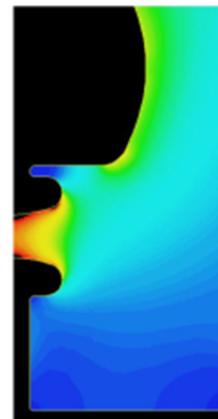


Abb. 4 Geometrie eines typischen Prüflings

Thermische Kennwerte

Zur Ermittlung der thermischen Kennwerte C5-FK-isolierter Schaltanlagen wurden umfangreiche Versuche an Prüfpolen durchgeführt, deren Verhalten bei SF₆-Isolation bekannt war.

600 kPa SF ₆	700 kPa Gesamtdruck 39 kPa C5-FK, 78 kPa O ₂ , 583 kPa CO ₂
$\Delta\theta_1 = 1$	$\frac{\Delta\theta_2}{\Delta\theta} = 1,15$

Abb. 6 Vergleich der Übertemperaturen

Um den Temperaturanstieg von + 15 % einzuordnen, empfiehlt sich eine Umrechnung auf die Stromerhöhung, die zu diesem Temperaturanstieg führt. Gemäß IEC TR 62271-306 [IEC12] ergibt sich:

$$\left(\frac{\Delta\theta_2}{\Delta\theta_1}\right)^{\frac{1}{1,8}} = 1,08$$

Die untersuchten Prüflinge sind demnach bezüglich ihrer Stromtragfähigkeit um ca. 8 % zu ertüchtigen, um bei der Verwendung von C5-FK die gleiche thermische Leistungsfähigkeit zu besitzen.

Weitere Untersuchungen

Eine Prüfung auf internen Störlichtbogen gemäß IEC 62271-203:2011 konnte mit den Ratings der SF₆-GIS, d.h. 50 kA, 300 ms bestanden werden.

Aufwändige Untersuchungen waren im Bereich der Materialverträglichkeit durchzuführen. Nachdem die einzelnen Messkonzeptionen, Messaufbauten und Bewertungsschemata realisiert und verifiziert waren, konnten die typischerweise einige Monate dauernden Versuchsreihen gestartet werden. Als Resultat dieser Untersuchungen konnte die Materialverträglichkeit quantifiziert und im Fall einiger Polymere als unverträglich bewertet werden. Die Wiederholung der Testreihen mit Ersatzmaterialien erbrachte den Nachweis einer guten Materialverträglichkeit.

Darüber hinaus wurde in Versuchen die Stabilität der C5-FK-Gasmischung untersucht. In diesen Versuchen zeigte sich, dass die C5-FK-Gasmischung bei unterschiedlichsten physikalischen und chemischen Belastungen hinreichend stabil blieb. Die detaillierten Untersuchungen der Gasmischung lieferten ebenfalls wichtige Erkenntnisse, inwiefern sich die einzelnen Gase unterschiedlich verhalten.

4.2 Herstellung der Gasmischung

Um die Gasmischung in der funktional geforderten Genauigkeit herzustellen, wurde bereits in einer frühen Projektphase der Technologieentwicklung eines Gasmischers besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Um Gasmischungen über eine große Bandbreite an Fülldrücken, verwendeten Gasen und Partialdrücken zuverlässig bereitstellen zu können, wurde ein Portfolio an Gasmischgeräten entwickelt, geprüft und gebaut.

Das entwickelte Gerät ist in der Lage, die Gasvolumina der Gasisolierten Schaltanlage mit dem gemischten Gas zu befüllen und auf den gewünschten Fülldruck zu bringen. Die Genauigkeit der Gasmischung, d.h. die Reproduzierbarkeit der Partialdrücke ist hinreichend hoch, damit die Primärfunktion sichergestellt ist.

Eine weitere Funktionalität, die im Rahmen der Fabrikmontage, Routineprüfung und Baustellenmontage zu realisieren war, bestand im Entleeren C5-FK-befüllter Gasvolumina. Hierfür wurde eine auf die Parameter der verwendeten Gase angepasste Reclaimertechnik entwickelt, die auch die Evakuierung der Gasvolumina auf Absolutdrücke in der Größenordnung von 10 mbar übernehmen kann.



Durch die Realisierung beider Funktionen lässt sich das Gashandling der Pilotanlage ähnlich gestalten, wie dies bei SF₆ bekannt und bewährt ist, d.h. die Sicherheit in der Handhabung ist z.B. für das Bedienpersonal hinreichend hoch.

Abb. 7 Gasmischgerät und Reclaimer mit angebautes C5-FK-Speichervolumen

5 PILOTANLAGEN FÜR 170 KV UND 24 KV

Die Ergebnisse der Grundlagenuntersuchungen ermutigten zur Entwicklung einer gasisolierten HS-Schaltanlage für eine Bemessungsspannung von 170 kV basierend auf einer GIS vom Typ ELK-14 C. Für die Mittelspannung wurde eine Schaltanlage basierend auf dem Typ ZX2 für 24 kV Bemessungsspannung entwickelt. Der Nachhaltigkeit wegen und um praktische Betriebserfahrungen zu sammeln, wurde ewz in einer frühen Projektphase Kooperationspartner, um eine Pilotanlage im Energieversorgungsnetz zu errichten und zu betreiben. Während den Verhandlungen zur technischen Ausführung wurden auch Lösungen, die zu diesem Zeitpunkt noch nicht auf dem Markt waren, diskutiert. Diese Pilotanlage wurde auf dem Grundstück eines im Zentrum des Zürcher Stadtteils Oerlikon gelegenen luftisolierten ewz-Unterwerkes errichtet. Das Ziel bestand darin, ca. 30 % der Fläche für das neue Unterwerk zu verwenden und die verbleibende Fläche für andere städtische Projekte zur Verfügung stellen zu können.

5.1 Bedingungen ewz

ewz legt vor allem bei den komplexen Beschaffungsgütern nebst den üblichen technischen Anforderungen grossen Wert auf die System- oder Kostenwirksamkeit [9],[10]. Bei dieser Betrachtung werden sowohl die deterministischen wie auch stochastischen Kosten über die Lebensdauer einer technischen Einrichtung gegenüber dem Nutzen bewertet. Da auch hier die Verfügbarkeit einer Schaltanlage eine zentrale Rolle spielte, wurde für die Ausschreibung entschieden, diese funktional zu erstellen, d. h. es wurde nicht fix der Aufbau der Anlage vorgegeben und keine Havarie Konzepte verlangt, sondern die notwendige Verfügbarkeit vorgegeben.

- a) Bei Umbau oder Ersatz der Anlage:
- 1 Trf. (50MVA) und 2 Ltg. in Betrieb für < 8 Std. zulässig
 - sonst immer 2 Trf. (100MVA) und 2 Ltg. in Betrieb
- b) Bei Störung:
- nach 2 Std.: 1 Trf. (50MVA) und 2 Ltg. in Betrieb, Rest der Last über +M42
 - nach 8 Std.: 2 Trf. (100MVA) und 2 Ltg. in Betrieb
- Die Gasraumabschnitte und Trenn-/Erdmöglichkeiten sind für die Erfüllung von a) und b) entsprechend vorzusehen

Abb. 8 Geforderte Verfügbarkeit der 170-kV-Schaltanlage

Auf Grund dieser Aufstellung ergab sich ein Anlagekonzept wie auf Abb. 13.

Die weiteren Forderungen an die Pilotanlagen waren:

- die gängigen IEC-Vorschriften und für Innenraumaufstellung
- gleiche Schalt- und Auslösezeiten wie bei SF₆
- Vorortprüfung nach ewz-Vorgaben, gemäss Kapitel 6
- Befüllung der Anlagen sowohl mit dem alternativem Medium wie auch SF₆ ohne Modifikationen möglich
- gleiche Instandhaltung

Die Anlagen erfüllen alle geforderten Bedingungen und sind so ausgelegt, dass sie im normalen Rahmen betrieben und instandgehalten werden können. Im Gegensatz zu SF₆ sind die geringen Verluste von Ketonen durch das Gashandling nicht klimaschädlich. Gebrauchtes Gas, welches Zersetzungsprodukte enthalten kann, wird gleich wie SF₆ ebenfalls im geschlossenen Kreis gehandelt.

Bei der Abwicklung des Pilotvorhaben wurde ewz mit seinen Fachexperten und seinem Management eng mit einbezogen und regelmässig über den Stand informiert und konnte an den Tests teilnehmen.

5.2 Produktion und Prüfung

Die Produktion beider Schaltanlagen konnte trotz kleiner Modifikationen im Rahmen der Serienproduktion durchgeführt werden. Spezielle Aufmerksamkeit, wie üblich bei Pilotprojekten, wurde auf die Kernprozesse wie Bestellwesen, Lagerung, Montage, Prüfungen gelegt, um Verwechslungen zu verhindern. Eine verstärkte Einbindung der Entwicklung war notwendig, um den Ablauf der Prozesse zu begleiten. Durch eine hervorragende Zusammenarbeit der Teams konnte dies termingerecht bewerkstelligt werden.

Ausgelieferte Schaltanlagen, und das bezieht Pilotanlagen neuer Produkte oder Technologien mit ein, müssen die vorgeschriebenen IEC-Typprüfungen erfolgreich absolviert haben. Für eine Pilotanlage unterscheidet sich dies nur darin, dass keine produktbezogene Typprüfung erfolgt, die alle Varianten abdeckt, sondern dass der Umfang der im Projekt enthaltenen Feldvarianten berücksichtigt wird. Dies reduziert sowohl die Anzahl der Prüfungen bzgl. Varianten, kann aber auch gezielt verminderte Anforderungen (insbesondere Ratings) berücksichtigen. Dies verringert gesamthaft den technischen als auch zeitlichen Aufwand.



Abb. 10 HS-GIS, dielektrische Prüfung



Abb. 9 MS-GIS, Erwärmungsprüfung

5.3 170-kV-Hochspannungs-Schaltanlage

In Absprache wurde die Schaltanlage als Innenraumanlage mit einer minimalen Betriebstemperatur von +5 °C konzipiert.



Abb. 12 Bild eines GIS-Feldes, Typ ELK-14 C



Abb. 11 Die Schaltanlage ist aus 8 Feldern vom Typ ELK-14 C aufgebaut

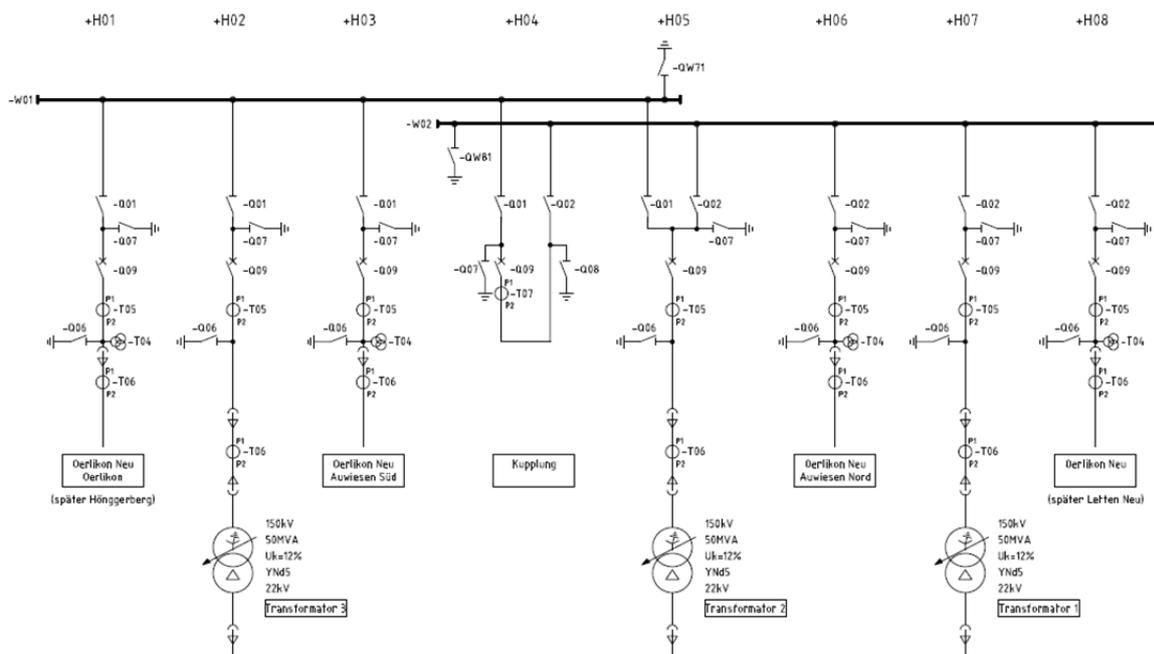


Abb. 13 1-poliges Übersichtsschema der HS-GIS

Die Anlage besteht aus drei Transformatorfeldern, einem Kuppelfeld sowie 4 Abgangsfeldern und besitzt die folgenden Anlagenparameter:

Bemessungsspannung	U_m	170	kV
Bemessungs-Dauerstrom	I_r	1250	A
Bemessungs-Kurzschlußstrom	I_{sc}	40	kA
minimaler Funktionsdruck, total	$p_{min,tot}$	700	kPa abs
minimaler partieller Funktionsdruck, C ₅ F ₁₀ O	$P_{min,C5}$	39	kPa abs

Abb. 14 Anlagenparameter der HS-Pilotanlage

Die Schaltanlage wurde in allen für die Pilotanlage relevanten Parametern erfolgreich typgeprüft. Da auch der Leistungsschalter mit dem neuen Isoliergas ausgestattet ist, wurden auch hier alle notwendigen Typprüfungen inklusive Leistungstests durchgeführt. Nach der erfolgreichen Typprüfung wurde die Anlage in der ersten Hälfte 2015 ausgeliefert

5.4 24-kV-Mittelspannungs-Schaltanlage

Die MS-Schaltanlage wird im Normalbetrieb von 2 Dreiphasen-Reguliertransformatoren mit einer Nennleistung von 50MVA gespeist. Die Schaltanlage ist als Innenraumanlage mit einer minimalen Betriebstemperatur von -5°C konzipiert.



Abb. 16 CAD-Bild eines Feldes Typ ZX2



Abb. 15 Die Schaltanlage ist aus 50 Feldern vom Typ ZX2 aufgebaut

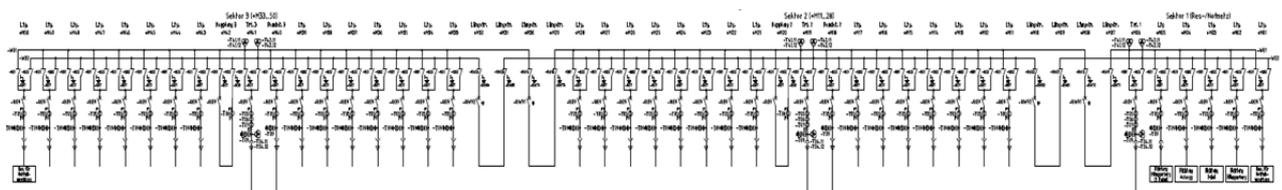


Abb. 17 1-poliges Übersichtsschema der MS-GIS

Bemessungsspannung	U_m	24	kV
Bemessungs-Dauerstrom	$I_{r, BB}$	2000	A
Bemessungs-Kurzschlußstrom	I_{sc}	25	kA
minimaler Funktionsdruck, total	$p_{min, tot}$	130	kPa abs
minimaler partieller Funktionsdruck, C ₅ F ₁₀ O	$P_{min, C5}$	16	kPa abs

Auf Grund der hohen Anzahl Felder wurde beim Bau der MS-Schaltanlage großen Wert auf Kompaktheit gelegt. Die Doppel-Abgangsfelder mit 630 A Bemessungsstrom sind pro Feld lediglich 400 mm breit. Die Schaltanlage wurde in allen für die Pilotanlage relevanten Parametern erfolgreich typgeprüft. Nach der erfolgreichen Typprüfung wurde die Anlage in der ersten Hälfte 2015 ausgeliefert.

Abb. 18 Anlagenparameter der Pilotanlage

5.5 Transport Montage

Der Transport der neuartigen 170-kV-Schaltanlage unterscheidet sich nicht von der gängigen SF₆-GIS. Der Transportweg jedoch war sehr kurz, da das Unterwerk auf der gegenüberliegenden Strassenseite des ABB GIS-Produktionswerks liegt. Die GIS-Felder konnten mit dem Baukran direkt in das Unterwerk gehievt werden. Auf Grund der neuartigen und innovativen Bay-Bauweise der HV-GIS, konnte der Montageaufwand auf der Baustelle auf ein Minimum beschränkt werden. Das Befüllen der Anlage auf der Baustelle wurde mit dem dafür entwickelten Gasmischgerät (Abb. 7 Gasmischgerät und Reclaimer mit angebautem C5-FK-Speichervolumen durchgeführt. Dieses ist in der Lage, die Gasvolumina der Gasisolierten Schaltanlage mit dem gemischten Gas zu befüllen und auf den gewünschten Fülldruck zu bringen. Die Genauigkeit der Gasmischung sowie die Reproduzierbarkeit der Partialdrücke sind sehr gut, und liegen in der Größenordnung der Messgenauigkeit der Kontrollmessung.



Abb. 20 Anlieferung der HS-GIS



Abb. 19 Ein HS-GIS-Feld wird per Transportschacht in das Unterwerk gehievt

Die Schaltfelder der 24-kV-Schaltanlage wurden bereits werkseitig mit Isoliergas gefüllt und stückgeprüft. Auf der Baustelle waren keine Gasarbeiten notwendig. Daher unterscheiden sich Montage und Aufbau nicht von den heutigen SF₆-GIS der gleichen Baureihe. Gleiches galt für den Transport. Lediglich die Transportdokumentation musste um das Sicherheitsdatenblatt für das neue Gas ergänzt werden.



Abb. 22 Abnahmetest in der Fabrik

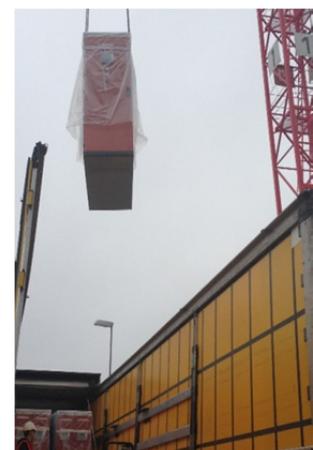


Abb. 21 Abladen vom LKW

Da dies jedoch nicht als Gefahrgut eingestuft ist, gelten für den Transport keine gesonderten Regelungen. Für die Einfuhr des Gases ist in bestimmten Ländern eine Zulassung erforderlich. Für die EU und die Schweiz ist diese bereits verfügbar.

6 VOR-ORT-PRÜFUNG

6.1 170-kV-Schaltanlage

Aufgrund der Forderung nach höchstmöglicher Verfügbarkeit wurden für die abschliessenden Inbetriebnahme-Prüfungen vor Ort strenge Kriterien angewandt. Die GIS Anlage mit einer maximalen verketteten Betriebsspannung von 170 kV (U_m) wurde mit 325 kV / 1 Minute geprüft (100% der IEC-Werksprüfspannung).

Mit der Wechselspannungsprüfung allein ist es nicht möglich alle kritischen Fehler zu detektieren. Zum Beispiel scharfe Spitzen an Hochspannung oder Partikel auf Isolierstoff werden nicht effektiv detektiert aufgrund von Korona Stabilisation [11][12]. Diese Defekte werden gut mit Blitzstoss Prüfungen detektiert. Partikellängen von ca. 1mm bei Spitze an Hochspannung und 2mm bei Partikel auf Isolierstoff gelten bereits als kritisch bei transientscher Spannungsbeanspruchung [11][13].

Die reine Blitzstossprüfung hat jedoch den Nachteil, dass freie Partikel auf der Kapselung (häufigster Fehler) oder floatende Teile praktisch nicht detektiert werden können.

Zwei Prüf-Kombinationen werden für eine möglichst effektive Vor-Ort-Prüfung empfohlen: Eine Wechselspannungsprüfung kombiniert mit einer Blitzstossprüfung oder eine Wechselspannungsprüfung kombiniert mit einer empfindlichen TE-Messung bei ca. 36 % des BIL Levels [11].

Die TE Messung wurde in Anlehnung an die Empfehlungen der CIGRE [11] und etwas angepasst an die üblichen IEC-TE-Messpegel [14] für nicht starr geerdete GIS bei 204 kV ($1.2 U_m$) durchgeführt. Die Dauer war 30 Minuten, um auch mögliche Defekte mit Zündverzug zu detektieren. Als TE-Messmethode wurde die UHF-Schmalband Methode mit visueller Selektion der Messfrequenz gewählt. Als Abnahmekriterium wurde gefordert, dass bei 204 kV während der Messdauer von mindestens 1 Minute keine phasenkorrelierten TE-Signale feststellbar sein sollen. Einzelpulse werden nicht bewertet.

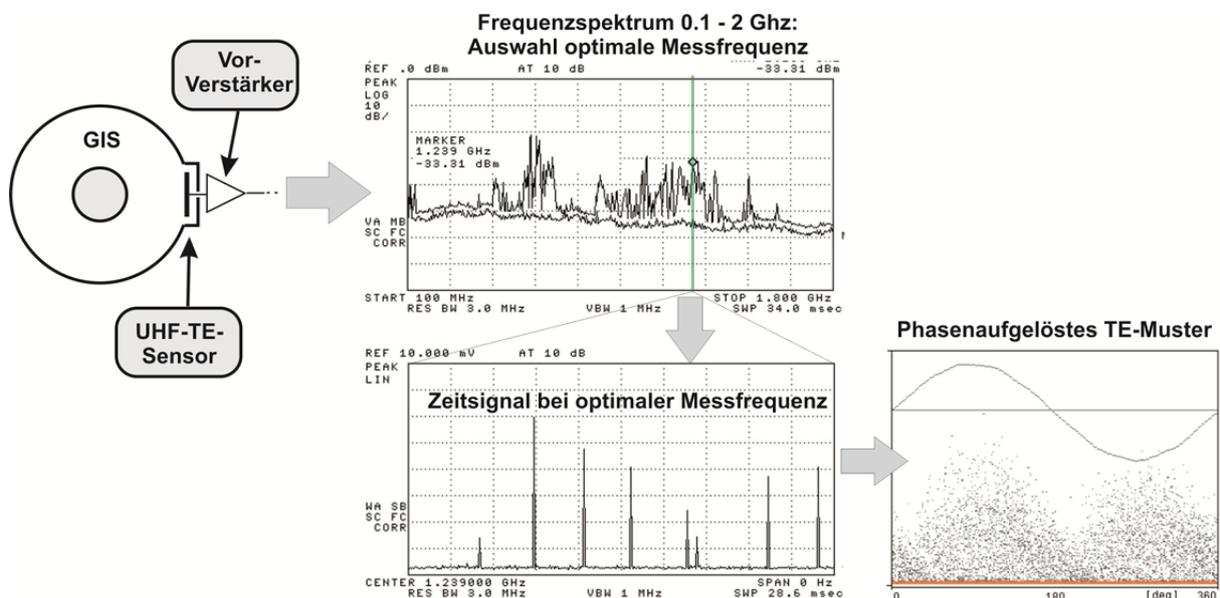


Abb. 23 Signalverarbeitung der UHF-Schmalband Methode am Beispiel eines hüpfenden Partikels

Dabei wird in einem ersten Schritt der gesamte Frequenzbereich betrachtet (typischerweise 0.1 – 2 GHz) und mit der Max-Hold-Funktion impulsartige Signale (wie z.B. Teilentladungen) aufsummiert. Anschliessend kann sehr schmalbandig (typisch 3 MHz) in Frequenzbereichen mit dem grössten Signal-Rauschabstand ein Zeitsignal ausgekoppelt werden und über die Verarbeitung zu einem TE-

Muster das TE-Signal beurteilt werden. Aufgrund der visuellen Selektion der optimalen Messfrequenz zusammen mit der sehr schmalbandigen Auskopplung des Signals lassen sich selbst in industriellen Umgebungen mit hohen Störsignalpegeln optimale Messempfindlichkeiten erreichen. Sie gilt als die empfindlichste UHF-TE-Messmethode. Um auch kritische Fehlertypen wie Spitzen an Hochspannung oder Partikel auf Isolierstoff detektieren zu können ist es zwingend notwendig, das schwache Signal im Mikrovolt-Bereich direkt am UHF-TE-Sensor mit einem Vorverstärker in den Millivolt-Bereich zu verstärken, da sonst in das Messkabel eingekoppelte Störsignale das Nutzsignal überdecken. Die FKH verwendet standardmässig Breitband-Vorverstärker mit 50-dB-Verstärkung in einem Frequenzbereich von 0.1 – 2 GHz. Da das verstärkte Zeitsignal bis zu einer Frequenzobergrenze von 2 GHz zur Verfügung steht, lassen sich bei auftretenden Fehlern diese direkt durch eine präzise Laufzeitmessung orten. Aufgrund der Verwendung von Standard-Hochfrequenz-Messgeräten und gut spezifizierten HF-Komponenten, lassen sich die Messungen auch zu einem späteren Zeitpunkt gut reproduzieren und vergleichen.

Eine integrale Hochspannungsprüfung von Systemen verfolgt das Ziel nach erfolgtem Test keine bereits geprüften Anlagenteile wieder zu öffnen. Eine nachträgliche Öffnung birgt immer das Risiko, dass wieder Partikel in die Anlage gelangen können welche das Isolationsniveau der GIS-Anlage senken [3].

Die gängige Praxis bei der Anlagenprüfung ist es, die mehrmalige Belastung von Anlagenteilen mit Prüfspannungen auf ein Minimum zu beschränken. Mit diesem Hintergrund wurde die Einspeisung der Prüfspannung mit einem Prüfkabel via die Buchsen der steckbaren Kabelabgänge der GIS vorgenommen. Durch einfaches Umlegen des Prüfkabels an einen anderen Kabelabgang konnte die gesamte GIS in 2 Prüfabschnitte geprüft werden, ohne dass Anlagenteile mehrmals geprüft wurden. Auch mussten nach der Hochspannungsprüfung der GIS keine Gasräume mehr geöffnet werden. Aufgrund der Verwendung eines Serie-Resonanz-Testsets mit angewandten Prüffrequenzen oberhalb 100 Hz (140.8 ... 141.8 Hz), konnten die Spannungswandler mitgeprüft werden. Das Prinzip der integralen Prüfung wurde übrigens auch bei der Prüfung der Transformator-kabel angewandt. Diese wurden im gesteckten Zustand (GIS) und offenem Link (Transformator) via Prüfkabel über die GIS geprüft.

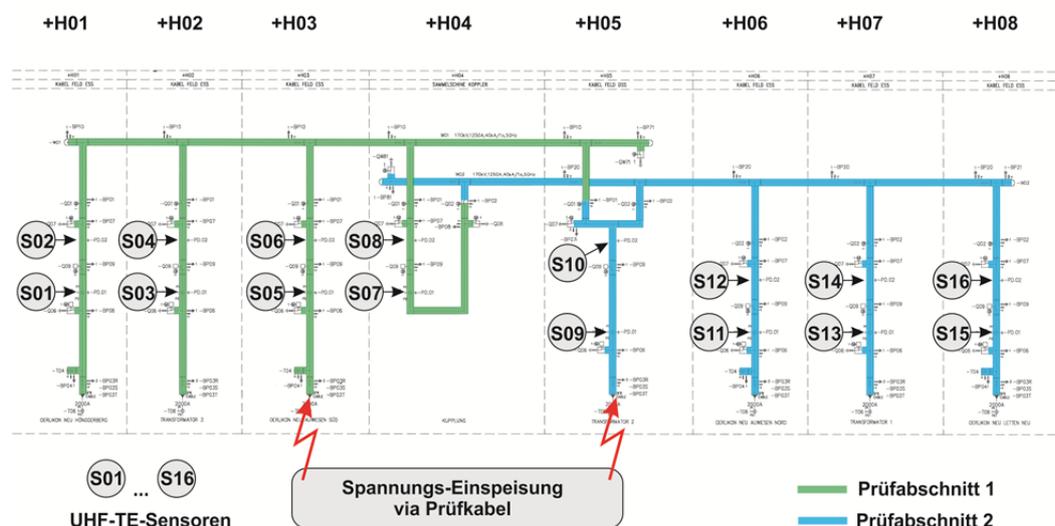


Abb. 24 170-kV-GIS UW Oerlikon: Aufteilung der GIS in die beiden Prüfabschnitte sowie die für die TE-Messung verwendeten UHF-TE-Sensoren (S01 ... S16)

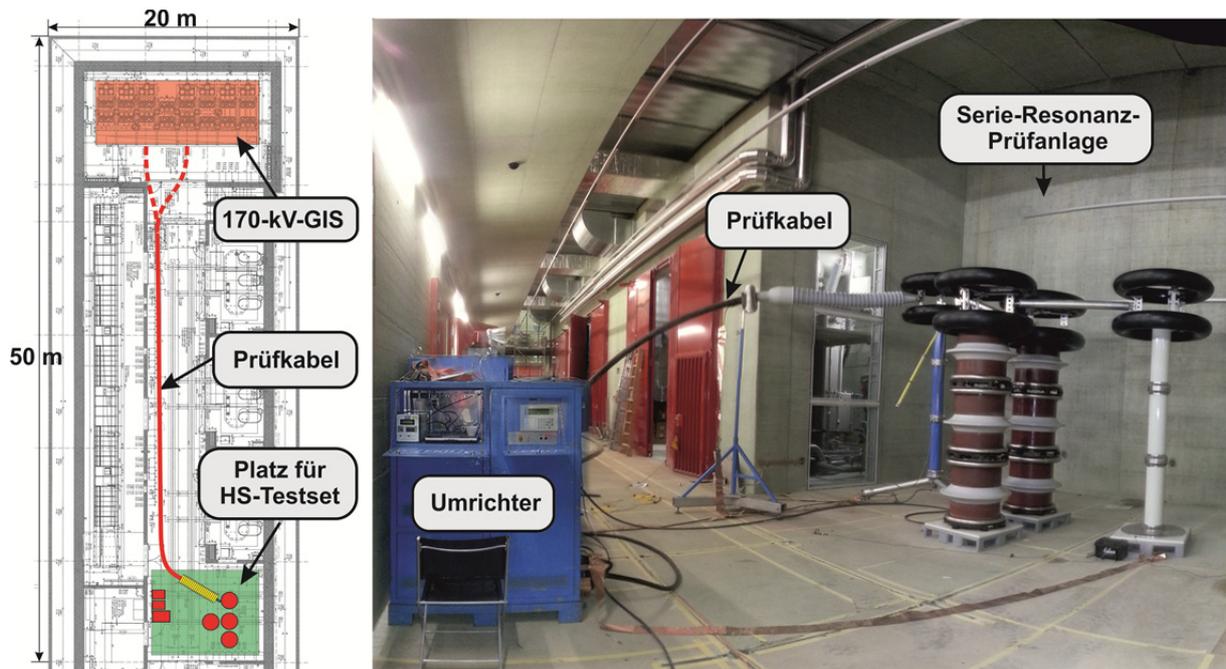


Abb. 25 Prüfkonfiguration von Hochspannungs-Serie-Resonanztest, Prüfkabel und GIS

Durch die Verwendung des Prüfkabels können auch bei Gebäuden mit beengten Platzverhältnissen Prüfungen durchgeführt werden, da die Spannungseinspeisung zu geeigneten Räumlichkeiten oder sogar ausserhalb des Gebäudes verlegt werden kann.

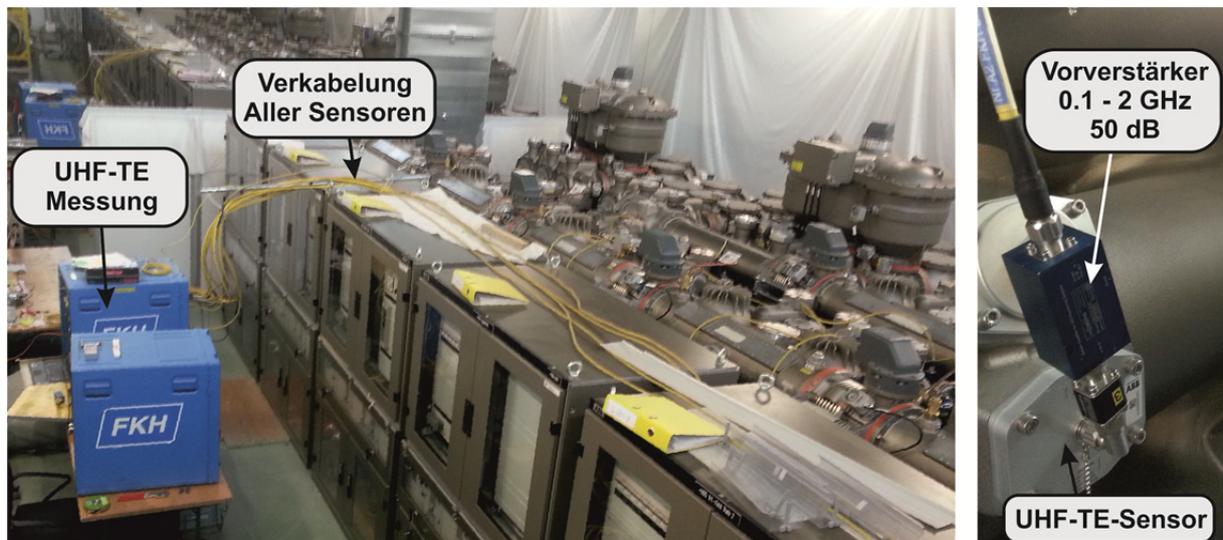


Abb. 26 Aufstellung der UHF-TE-Messung in der 170-kV-GIS

Über einen Multiplexer können alle UHF-TE-Sensoren mit den Messgeräten verbunden werden, so dass zentral die volle Bandbreite bis 2 GHz für die Untersuchung mit Spektrum-Analyzer oder Oszilloskop zur Verfügung steht.

Die Prüfungen wurden ohne Durchschlag bestanden. Bei Abschluss der Prüfungen konnten in der gesamten GIS-Anlage bei 204 kV keine phasenkorrelierten TE-Signale festgestellt werden.

6.2 24-kV-Schaltanlage

Die Anforderungen der dielektrischen Prüfungen gemäss IEC an Mittelspannungsanlagen unterscheiden sich massiv von den Anforderungen an Hochspannungsanlagen [15][14]. So gilt für HS-GIS-Anlagen mit Bemessungsspannungen U_m über 52 kV mit nicht starr geerdetem Sternpunkt sowie 3-phasig gekapseltem Design ein TE-Pegel < 5 pC bei einer TE-Messspannung von $1.2 U_m$ bei Werksprüfungen. Im Gegensatz dazu wird in der IEC 62271-200 für Mittelspannungsanlagen eine TE-Messung als Option betrachtet welche zwischen Betreiber und Hersteller vereinbart werden kann. Dabei wird bei nicht starr geerdeten Systemen die TE bei einer Spannung von $1.1 U_m$ gemessen und der tolerierbare TE-Pegel einer Abmachung zwischen Betreiber und Hersteller überlassen. Als Richtlinien werden 100 pC bei $1.1 U_m$ für nicht starr geerdete Systeme angegeben.

In der IEC besteht für die HS-Anlage die Forderung, dass die gesamte Anlage vor Ort nochmals geprüft wird um mögliche Unregelmässigkeiten bei Transport und Montage zu detektieren. Bei MS-Anlagen beschränkt sich die IEC auf eine Überprüfung von Anlagenteilen die vor Ort zusammengebaut worden sind (wörtlich „... for gas-filled compartments which are filled on site“) mit einer Wechselladungsprüfung von 80% des Fabrik-Prüfwertes. So hat es sich eingebürgert, dass nur die Sammelschienen-Verbindungen der Felder geprüft werden – die Feld-Abgänge jedoch nicht.

Aufgrund der Betriebserfahrungen von ewz der letzten Jahre mit diversen Ausfällen von MS-Anlagen verschiedener Hersteller und deren weitreichenden Folgen und hohen Kosten wurde dazu übergegangen die Anlagen einer strengeren dielektrischen Prüfung bei der Inbetriebnahme vor Ort zu unterziehen. Auch wurden in Betrieb stehende Anlagen systematisch nachgeprüft. Diese Prüfungen umfassen die gesamte Anlage – also Sammelschienen und Abgangsfelder – und werden in Kombination mit einer Teilentladungsmessung durchgeführt.

Eine Erhöhung der 1 Minuten Prüfspannung vom üblichen 80% Wert der Werksprüfspannung gemäss IEC auf 100 % zeigte sich hier nicht als zielführend, da die Abstände bei den niederen Gasdrücken deutlich höher sind als bei Hochspannung und es deshalb sehr selten zu Prüfdurchschlägen kommt. Hingegen erwies sich die Teilentladungsmessung als sehr gutes Mittel um Fehlerstellen zu ermitteln. Basierend auf den Erfahrungen aus Vor-Ort-Prüfungen mit Anlagen diverser Hersteller und der Nachprüfung bereits in Betrieb gestandener Anlagen sowie zahlreichen Einzelkomponenten wie Wandler und Durchführungen wird folgende Prüfspezifikation für die TE-Messung als zielführend betrachtet:

TE-Messung bei $1.2 U_m$ mit Kriterium < 20 pC

bei $1.2 U_m / \sqrt{3}$ sollen keine phasenkorrelierten TE mehr feststellbar sein (Aussetzspannung).

Die Praxis hat gezeigt, dass diese Kriterien von modernen MS- Anlagen ohne weiteres eingehalten werden können.

Die Prüfung der 24-kV-Mittelspannungsschaltanlage (U_m : 24 kV) mit dem neuen Isoliergas hat keine Besonderheiten gegenüber SF6-isolierten Schaltanlagen aufgezeigt. Die Sammelschienen wurden bis zum Kabelabgang einer Spannungsprüfung mit anschliessender TE-Messung unterzogen. Die Kabelabgänge wurden dabei mit spannungsfesten und TE-freien Isolierkappen versehen. Die Prüfspannung wurde mit einer Resonanzanlage erzeugt und über ein Prüfkabel in eine Zelle eingespeist. Die Prüfung erfolgte in 6 Prüfabschnitten.

Der Grundstörpegel lag bei den Messungen im Bereich von 3 ... 7 pC, wobei Messfrequenzen von einigen 100 kHz zur Anwendung kamen.

In kompakt gebauten Mittelspannungsanlagen zeigt sich generell, dass eine fehlerfreie Montage hohe Ansprüche stellt. Die Teilentladungsmessung hilft dabei Montagefehler aufzuzeigen und schliesslich zu beheben.

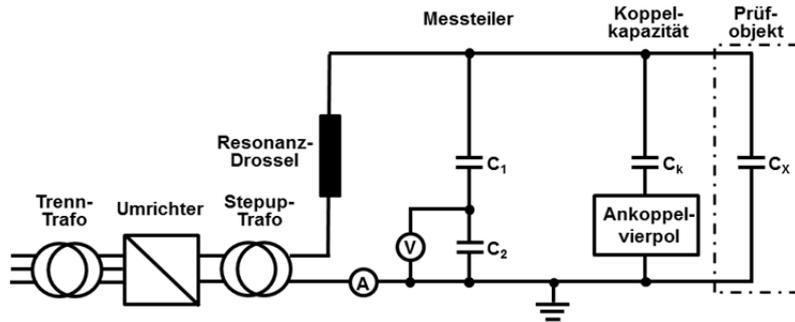


Abb. 27 Schema der Prüfschaltung



Abb. 28 Hochspannungsprüfkomponenten mit TE-Messsystem

7 BETRIEB

Das neue Unterwerk übernimmt seit September 2015 sukzessive die Last des bestehenden Unterwerks. In dieser Phase sind aufwändige Arbeiten für die Einschlaufung der rund 40 Mittelspannungskabel notwendig. Zusätzlich muss das Versorgungsgebiet entsprechend vorbereitet werden, da mit dem Umhängen der Kabel gleichzeitig die Spannungserhöhung von 12kV auf 24kV stattfindet. Diese Phase wird bis Mitte 2016 abgeschlossen sein.

7.1 Schaltungen

In Abb. 29 und Abb. 30 sind die Anzahl Schaltungen aufgeführt, welche seit das Leitsystem aktiv ist, aufgezeichnet wurden. Weitere Operationen im Werk oder direkt nach der Montage für die Einstellungen sind darin nicht enthalten.

Komponente	Operationen	Spg.	Last
LEISTUNGSSCHALTER	515	50	20
TRENNER	327	100	
ERDTRENNER	102		

Abb. 29 170-kV-Schaltanlage, Operationen ab Montage

Komponente	Operationen	Spg.	Last
LEISTUNGSSCHALTER	1753	170	30
TRENNER	2500	400	
ERDTRENNER	406		

Abb. 30 24-kV-Schaltanlage, Operationen ab Montage

Operationen: insgesamt
 Spg.: Operation unter Spannung (ca.)
 Last: Operation unter Last (ca.)

7.2 Gasüberwachung

Nachdem in den Entwicklungsversuchen die Stabilitätsparameter des Gases ausgemessen wurden, zeigte die Umrechnung auf die Pilotanlage, dass alle Bedingungen erfüllt werden.

Seit die Schaltanlagen im Sommer und Herbst 2015 schrittweise unter Spannung gesetzt wurde, traten keine Probleme auf. Regelmässig werden Gasproben entnommen, um die Stabilität der Gasmischung im täglichen Betrieb zu überprüfen. Die Gasproben werden analysiert und die Daten mit dem erwarteten Werten verglichen, um zu sicher zu gehen, dass sich die Gasmischung wie erwartet verhält.

Die Analyse erfolgte mittels Gaschromatographie mit Massenspektrometrie-Kopplung. Die Abbildungen Abb. 31 und Abb. 32 zeigen in der vertikalen Achse die relative Intensität. Diese ist ein Mass für die Anzahl ankommender Moleküle am Detektor. Die horizontale Achse bildet die Zeit ab, an welcher die entsprechende Intensität gemessen wurde. Da die Moleküle unterschiedliche Geschwindigkeiten haben, treffen sie zu jeweils anderen Zeiten am Detektor auf. So können die verschiedenen Stoffe unterschieden werden. In der Abb. 31 Relative Häufigkeit der Substanzen aus der Gasanalyse (170-kV-GIS) sind die Spitzen für die 170-kV-GIS für Sauerstoff, Kohlendioxid und das Fluorketon (C5F10O) eingezeichnet.

In der Abb. 32 sind die Spitzen für die 24-kV-GIS für Sauerstoff, Stickstoff und das Fluorketon (C5F10O) eingezeichnet.

Zusätzlich wird die Konzentration des C5 im Gasmisch durch ein optisches Messverfahren hoher Genauigkeit (ein ABB-interne Entwicklung) gemessen.

Das entsprechende Gassample wurde 9 Monate nach dem Befüllen der GIS, und nachdem die Schaltanlage 3 Monate im Betrieb war, entnommen.

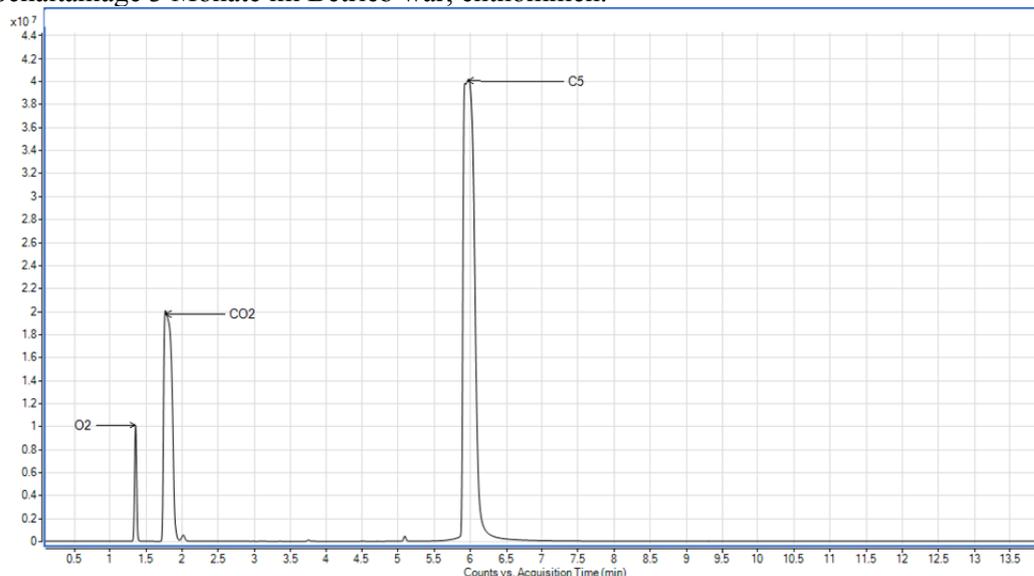


Abb. 31 Relative Häufigkeit der Substanzen aus der Gasanalyse (170-kV-GIS)

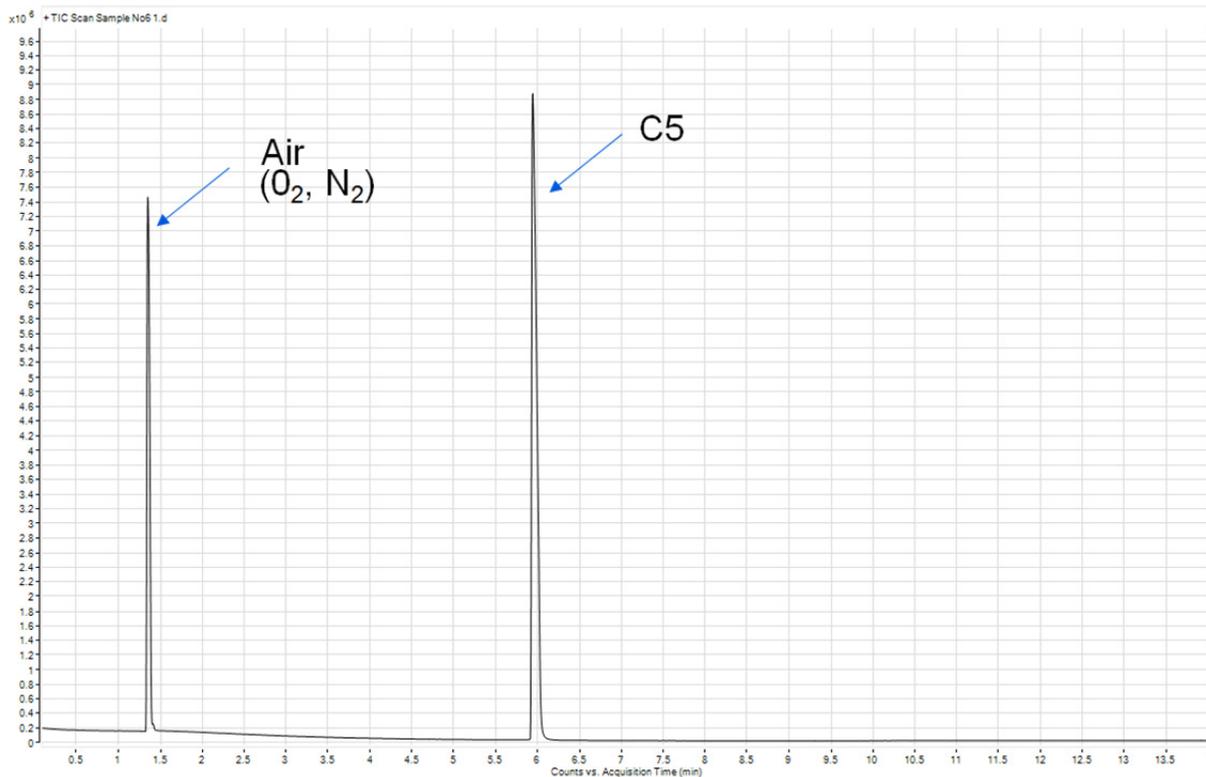


Abb. 32 Relative Häufigkeit der Substanzen aus der Gasanalyse (24-kV-GIS)

Bisher wurden keine Unregelmäßigkeiten entdeckt. Die Beobachtungsperiode ist jedoch bis jetzt eher kurz. Zusätzlich zur Gasanalyse wurde ein Feld der Pilotanlage mit einem Monitoring-System ausgerüstet um Druck, Dichte und Temperatur zu überwachen. Mit diesen drei Messdaten kann man die Eigenschaften zur Zusammensetzung der Mischung auf eine Genauigkeit von $\pm 5\%$ bestimmen. Eine Analyse dieser Resultate ergab seither keine Änderung im Ketongehalt der Gasmischung. Die Messungen werden weiterhin erfolgen, die Intervalle der Gasprobenentnahme jedoch über die Zeit verlängert.

7.3 Umgang mit dem alternativen Isoliergas

Der Umgang mit dem alternativen Isoliergas für das Betriebspersonal unterscheidet sich nicht wesentlich von SF₆. Um Unsicherheiten zu klären, wurden Workshops und Schulungen durchgeführt. Für die Untersuchung bzw. für den Vergleich zu SF₆ wurden die relevanten Gaskomponenten festgelegt und anhand von möglichen Szenarien die Toxizität erhoben und verglichen.

7.4 Gashandling

Das Gashandling erfolgt wie im Kapitel 4.2 beschrieben mit dem eigens dafür entwickelten Gasmischer und -Reclaimer. Bei der Benutzung von Reingasflaschen von SF₆ sowie C5-FK empfiehlt sich die Konzentration während des Handlings zu messen. Auch sollte eine Augendusche verfügbar sein.

8 LEBENSZYKLUSANALYSE

ABB hat unter Berücksichtigung ISO 14040 an einer ähnlichen HS-GIS die Analyse durchgeführt.

Die drei wichtigsten Faktoren sind dabei:

- Materialien
- Isoliergasverluste
- Stromverluste (bei 50% des Nennstroms)

Folgende Rahmenbedingungen wurden dafür zu Grunde gelegt:

- Nutzung der Ausrüstung 30 Jahre
- Angenommene Gas-Leck-Rate: 0,1% pro Jahr kumuliert über 30 Jahre und zusätzlich:
 - 1% Verlust während Handhabung
 - 1% Verlust bei Außerbetriebnahme

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich eine Reduzierung des Treibhauspotentials (GWP) von ca. 50% auf 30 Jahre, hervorgerufen durch das alternative Gas.

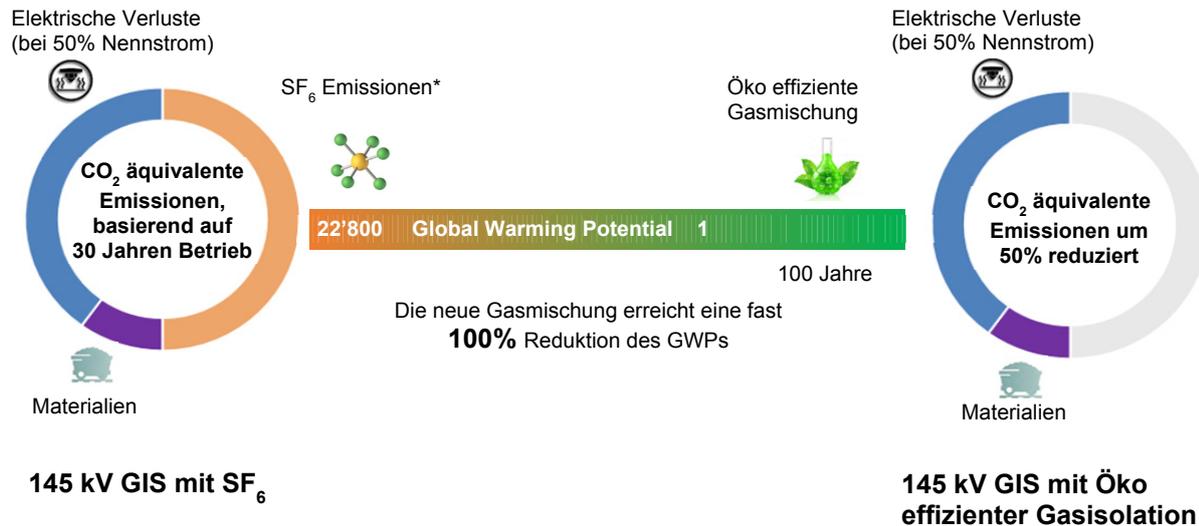


Abb. 33 Vergleich Lebenszyklus mit verschiedenen Isoliergasen

Auch für die MS-GIS, die einen deutlich geringeren Gasdruck bei kleineren Gehäusen und somit eine deutlich geringere Gasmenge aufweist, reduziert das neue Gas den CO₂-Fußabdruck der Anlage. Bei MS-Schaltanlagen ist allerdings der Einfluss der Stromwärmeverluste und des Materials deutlich größer.

9 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Ergebnisse der umfangreichen Grundlagenuntersuchungen zur Einführung von C5-FK-basierten Isoliersystemen waren derart positiv, dass die Errichtung einer Pilotanlage ins Auge gefasst werden konnte. Die perfluorierten Ketone wurden bezüglich der Anwendbarkeit in GIS positiv beurteilt, die Produktentwicklung der Pilotanlage wurde gestartet. Durch die Anwendung der Technologie im Unterwerk Oerlikon Neu können langfristige Betriebserfahrungen in der Anwendung des C5-FK-Isoliergases gesammelt werden. Die ersten Gasanalysen bestätigen die erwartete Stabilität des Gasmisches, sodass ein verlässlicher Betrieb über viele Jahre zu erwarten ist.

Diese Erkenntnisse werden sich in zukünftigen Produktentwicklungen niederschlagen, die noch genauer auf die Eigenschaften der Isoliergasmischung angepasst sind, so dass die entstehende Produktfamilie die eingangs erwähnten Anforderungen an Isoliergassysteme und deren Applikationen noch besser erfüllen kann.

Für sämtliche Hochspannungsanwendungen gibt es zurzeit keine 1:1-Alternative zu SF₆. Alle derzeit bekannten Alternativen zu SF₆ haben Limitierungen und erfordern Kompromisse. Gegenüber Regulatoren, Umweltverbänden und anderen Interessensgruppen bejaht ABB die heutige und zukünftige Verwendung von SF₆ klar. SF₆ bleibt das beste Isolations- und Schaltmedium in den

kommenden Jahren. ABB bezeichnet die Technologie deshalb bewusst als Alternative zu SF₆ – nicht als Ersatz. Der Industriestandard für alternative Gase wird sich über die Jahre auf ein gemeinsames Isolations- und Schaltmedium hin entwickeln müssen. Erste gemeinsame Arbeiten zwischen der Industrie, Betreiber und Hochschulen wurde in Fachgremien bereits gestartet. ABB als ein Technologieführer wird den Standard mitprägen.

Da die Schaltanlagen der Hochspannung umfangreichere Anpassungen an das klimafreundliche Alternativgas erfordern, werden die Mittelspannungs-Schaltanlagenanlagen früher das Pilotstadium verlassen und regulär auf dem Markt verfügbar sein.

Die neue Technologie kann entsprechend dem Mehrwert einen Mehrpreis haben. Das ketonbasierte Gasgemisch:

- ist mit einem Treibhauspotential (GWP) von < 1 und keinem Ozonabbaupotenzial äusserst klimafreundlich
- kann zur Lichtbogenunterbrechung eingesetzt werden
- erfordert in Bezug auf Arbeitssicherheit keine zusätzlichen Massnahmen im Vergleich zu SF₆. (MAK Wert* 225ppm)
- fällt nicht unter aktuelle Regulierungsvorschriften

Nach jahrzehntelanger Suche ist nun eine leistungsfähige und klimafreundliche Alternative zu SF₆ gefunden worden, die den Schaltanlagenmarkt nachhaltig prägen wird. ABB und ewz haben hier erneut Pionierarbeit geleistet und bereiten den Weg für eine bessere Zukunft.

LITERATUR

- [1] Michael Mann: "Ein Beitrag zur Evaluierung von alternativen Isoliergasen in Gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen" GIS Anwenderforum Darmstadt, 2015
- [2] Denis Tehlar: Ketone based insulation médium in a 170kV pilot installation, Cigré joint colloquium Nagova 2015
- [3] Stefan Neuhold: "On site tests of GIS" High Volt Kolloquium 2011
- [4] [SIM15] P. Simka, N. Ranjan, Dielectric Strength of C5 Perflouroketone, The 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, 2015
- [5] [HYR15] M. Hyrenbach et al, Alternative Gas Insulation in Medium-Voltage Switchgear, CIRED 23rd Int. Conf. on El. Dist., paper 0587, 2015
- [6] [EC14] Regulation (EU) No 517/2014 of the European parliament and the of council of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases and repealing, Regulation (EC) No 842/2006, Brussels, 2014
- [7] [3M12] 3M USA, SDS, 3M™ Novec™ 5110 Dielectric Fluid, 31-6591-7, Version 2.0, 12-05-02
- [8] [IEC12] International Electrotechnical Commission, High-voltage switchgear and controlgear – Part 306: Guide to IEC 62271-100, IEC 62271-1 and other IEC standards related to alternating current circuit-breakers, Geneva, 2012
- [9] J. Bader, H. Feld, P. Müller, M. Lutz: Kostenoptimierung im liberalisierten Energiemarkt I: Ein Modell zur Berechnung der Kostenwirksamkeit. Elektrizitätswirtschaft, Nr. 13, S. 66, 2001
- [10] Alessandro Birolini: "Qualität und Zuverlässigkeit technischer Systeme", ISBN 3-540-54067-9, 3. Aufl.
- [11] CIGRE Joint Working Group 33/23.12 Insulation co-ordination of GIS; return of experience on site tests and diagnostic techniques; Electra No 176, Februar 1998
- [12] T. Hinterholzer; W. Boeck; Breakdown in SF6 influenced by corona-stabilization; conference on electrical insualtion and dielectric phenomena, Victoria, British Columbia, Oktober 15 – 18, 2000, Vol I, pp 413 – 416
- [13] R. Schurer; Der Einfluss von Störstellen auf Stützeroberflächen auf die elektrische Festigkeit von Isolieranordnungen in SF6-isolierten Anlagen; Dissertation; Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart; 1999
- [14] IEC 62271-203; High-voltage switchgear and controlgear – Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV; International Standard; First edition 2003-11
- [15] IEC 62271-200; High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV; First edition 2003-11

Umweltfreundliche Alternativen als Ersatz von SF₆ in metallgekapselten Hochspannungsschaltanlagen

D. Gautschi, R. Lüscher

GE Grid Solutions
david.gautschi@ge.com
robert.luescher@ge.com
Schweiz

Y. Kieffel

GE Grid Solutions
yannick.kieffel@ge.com
Frankreich

KURZFASSUNG

SF₆ ist heute das dominierende Isolations- und Schaltmedium sowie Lichtbogenlöschgas in Leistungsschaltern von Gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen (GIS) sowie Gasisolierten Leitungen (GIL). Zudem wird SF₆ auch in Freiluftschaltern eingesetzt.

SF₆ ist vollkommen farb- und geruchlos, chemisch sehr stabil und weist neben der hohen dielektrischen Festigkeit sehr gute Lichtbogenlöscheigenschaften auf. SF₆ besitzt eine tiefe Siedetemperatur und trägt nicht zum Ozonabbau in der Atmosphäre bei. Leider besitzt es aber ein sehr hohes relatives Treibhauspotential mit einem Faktor von ca. 23'500 verglichen mit CO₂. Deshalb besteht aus Umweltschutzgründen seit längerer Zeit ein Bestreben, SF₆ zu ersetzen. In den vergangenen Jahren wurde viel in die Forschung investiert und verschiedenste Gase und Gasgemische hinsichtlich des möglichen Einsatzes in GIS-Anlagen untersucht. Aufgrund des niederen Siedepunktes von verschiedenen möglichen Alternativgasen zeichnete sich mit der Zeit ab, dass ein einzelnes Gas nicht allen Anforderungen standhalten kann. Die Untersuchungen wurden deshalb auf verschiedene Gasgemische bestehend aus zwei oder sogar drei Gasen ausgeweitet. Untersucht wurden folgende Gasfamilien: Fluorierte Oxirane, hydrofluorierte Olefine, fluorierte Ketone sowie fluorierte Nitrile.

Das Gas C₄F₇N aus der Familie der fluorierten Nitrile in Kombination mit CO₂ erweist sich als optimaler Kompromiss zwischen Anwendungstemperaturbereich, dielektrischer Festigkeit und niedrigem relativem Treibhauspotential. Versuche mit Leistungsschaltern im Labor bestätigen zudem, dass dieses Gas auch als Lichtbogenlöschgas eingesetzt werden kann. Untersuchungen der Toxizität im reinen wie auch im mit Zersetzungs- und Abbrandprodukten verschmutzten Zustand zeigten dieselbe Toxizitätsklasse wie bei SF₆. Auch die Untersuchungen betreffend Materialkompatibilität, Langzeitstabilität, Wärmeabfuhr und Entflammbarkeit haben durchwegs positive Resultate gezeigt. Dieses Gas hat deshalb das Potential SF₆ in Zukunft als Medium in Hochspannungsschaltanlagen zu ersetzen. Erste Produkte mit denselben Abmessungen und vergleichbaren Leistungsdaten wie bisherige SF₆-Pendents sind bereits kommerziell verfügbar oder werden in Kürze auf dem Markt eingeführt.

1 EINLEITUNG

SF₆ ist heute das dominierende Isolations- und Schaltmedium sowie Lichtbogenlöschgas in Leistungsschaltern von Gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen (GIS). Auch in Freiluftschaltanlagen (AIS) sowie in Gasisolierten Leitungen (GIL) wird SF₆ heute in großem Stil eingesetzt.

SF₆ ist vollkommen farb- und geruchlos, chemisch sehr stabil und weist neben der hohen dielektrischen Festigkeit sehr gute Lichtbogenlöschfähigkeiten auf. SF₆ besitzt eine tiefe Siedetemperatur und trägt nicht zum Ozonabbau in der Atmosphäre bei. Leider besitzt es aber ein sehr hohes relatives Treibhauspotential mit einem Faktor von ca. 23'500 verglichen mit CO₂.

Aufgrund dieser Tatsache besteht aus Umweltschutzgründen ein Bestreben, SF₆ über einen längeren Zeithorizont gesehen zu ersetzen. In den vergangenen Jahren wurde viel in die Forschung investiert und verschiedenste Gase und Gasgemische hinsichtlich des möglichen Einsatzes in GIS-Anlagen untersucht.

Neben der notwendigen signifikanten Reduktion des Treibhauseffekts macht ein Ersatzgas für SF₆ nur dann Sinn, wenn die folgenden Eigenschaften eingehalten werden können:

- Erschließung des Temperatur-Anwendungsbereiches der heute bei SF₆ üblich ist (-25°C/-30°C)
- Dieselben Anlagendimensionen wie bei heutigen SF₆-Anlagen beibehalten werden können
- Die in GIS- und GIL-Applikationen üblichen Druckkonzepte angewendet werden können.

Sofern der erste Punkt nicht erreicht wird, wird die Applikation des Gases automatisch auf Innenraumanlagen beschränkt. Der zweite und dritte Punkt implizieren, dass die Reduktion des Treibhauseffektes mit einem erhöhten Materialaufwand wieder teilkompensiert wird. Dies wirkt sich auch negativ auf die Kosten einer Anlage aus.

2 BEKANNTE ALTERNATIVEN

2.1 Überblick

Seit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 wurde die Forschung zur Suche einer Alternative zu SF₆ in Hochspannungsanlagen intensiviert. Die Tabelle 1 zeigt eine Zusammenfassung von verschiedenen in der Vergangenheit untersuchten Gase. Zum Vergleich sind die Werte von SF₆ ebenfalls aufgelistet.

Molekül	Molmasse (g/mol)	Dielektrische Festigkeit verglichen mit SF ₆ (ca.)	Siedepunkt bei 0.1 MPa (°C)	Treibhaus-potential verglichen mit CO ₂	Toxizität
CO ₂	44	~0,45	-78,5 ¹⁾	1	☺
N ₂	14	~0,4	-196	0	☺
Luft	29	~0,5	-194	0	☺
CF ₄	88	~0,45	-128	6'630	☺
C ₂ F ₆	138	~0,8	-78	11'100	☺
C ₃ F ₈	188	~0,95	-37	8'900	☺
c-C ₄ F ₈	200	~1,25	-6	9'540	☺
C ₄ F ₁₀	238	~1,25	-2	8'900	☺
CF ₃ I	196	~1,2	-22,5	5	☹ CMR3 ²⁾
C ₅ -Ketone	266	~1,3	24	1	☺
C ₆ -Ketone	316	~1,7	49	1	☺
SF ₆	146	1	-63	23'500	☺

¹⁾ Angegeben wurde der Sublimationspunkt. CO₂ geht bei Normaldruck direkt vom festen in den gasförmigen Zustand über.

²⁾ CMR: krebserzeugende, erbgutsverändernde oder fortpflanzungsgefährdende Stoffe (franz.: substances cancérogènes, mutagènes et reprotoxiques). Eingestuft in der Kategorie 3.

Tabelle 1: Eigenschaften von verschiedenen alternativen Gasen gegenüber SF₆

Aus Tabelle 1 ist ersichtlich, dass Gase mit tiefen relativen Treibhauspotentialen normalerweise entweder eine geringe dielektrische Performance oder aber einen hohen Siedepunkt aufweisen. Eine geringe dielektrische Performance führt zu einer Überdimensionierung gegenüber den heutigen SF₆-Schaltanlagen. Dadurch steigen das Bauvolumen sowie die Anlagenkosten. Ein zu hoher Siedepunkt limitiert den Anwendungsbereich deutlich (z.B. auf Innenraumanlagen).

Weitere Informationen zu den in Tabelle 1 aufgelisteten Gasen und deren Anwendung können der Referenz [1] entnommen werden. Im Folgenden soll auf einige in den letzten Jahren im Fokus stehende Alternativen detaillierter eingegangen werden.

2.2 Fluorierte Oxirane (C_nF_{2n}O)

Die dielektrische Festigkeit dieser Gasgruppe liegt oberhalb derjenigen von SF₆. Aufgrund des molekularen Aufbaus mit einer Verbindung des Sauerstoffatoms zu zwei Kohlenstoffatomen resultiert eine hohe UV-Beständigkeit. Dies resultiert in einer langen Lebensdauer von ca. 40 Jahren in der Atmosphäre und dadurch einem immer noch hohen relativen Treibhauspotential. C₄F₈O weist beispielsweise eine um den Faktor 1,6 höhere dielektrische Festigkeit als SF₆ auf. Das relative Treibhauspotential liegt aber immer noch bei ca. 4·100.

2.3 Hydrofluorierte Olefine (HFO)

Diese Gasgruppe wurde ebenfalls intensiv untersucht [2]. Die Moleküle weisen eine ungesättigte Kohlenstoffdoppelverbindung auf. Die dielektrische Festigkeit kommt jedoch meist nicht an diejenige von SF₆ heran. Als weitere Nachteile von dieser Gasgruppe sind bei einigen Molekülen die mögliche Entflammbarkeit unter Druck sowie leitfähige Ablagerungen auf Isolierteilen von Leistungsschaltern zu erwähnen. Aus diesen Gründen sind hydrofluorierte Olefine nicht zum Einsatz in Leistungsschaltern geeignet.

2.4 Fluorierte Ketone (C_nF_{2n}O)

Diese Gasgruppe weist dieselbe chemische Formel wie fluorierte Oxirane auf. Im Gegensatz zu den Oxiranen ist das Sauerstoffatom jedoch über eine Doppelverbindung an ein einzelnes Kohlenstoffatom gebunden. Die dielektrische Festigkeit dieser Gasgruppe liegt weit oberhalb von SF₆ [3].

Das fluorierte Keton C₆F₁₂O, das üblicherweise als C₆K bezeichnet wird, wird bereits als Brandbekämpfungsmittel kommerziell z.B. in automatischen Löscheinrichtungen für Serverräume eingesetzt und ist unter dem Handelsnamen NovecTM 1230 erhältlich. Dieses Molekül weist eine atmosphärische Lebensdauer von unter einer Woche auf d.h. es wird rasch durch UV-Strahlung zersetzt. Dies resultiert in einem tiefen relativen Treibhauspotential von ca. 1. Der Siedepunkt des Gases liegt bei 49°C, d.h. es ist bei Umgebungsdruck und Zimmertemperatur flüssig (siehe Tabelle 1). Aufgrund dieser Tatsache kann es nicht in reinem Zustand als Isoliergas verwendet werden.

Da das reine Gas eine um den Faktor 1,7 höhere dielektrische Festigkeit als SF₆ aufweist, wäre es aber möglich, es in Kombination mit einem Hintergrundgas zu verwenden. In Bild 1 ist ersichtlich, dass die dielektrische Festigkeit dieses Moleküls bei Mischung mit Luft bereits bei einem Anteil von ca. 10% diejenige von SF₆ erreicht. Bei typischen Fülldrücken im Bereich von 5 bis 8 bar würden sich bei einem 10%-Anteil ein Partialdrücke von 0,5 bis 0,8 bar ergeben. Gemäß Bild 2 resultiert daraus ein minimaler Temperatureinsatzbereich von +30 bis +40°C. Um Applikationen im Bereich -25/-30°C abzudecken, müsste der Partialdruck vom C₆K-Anteil so weit reduziert werden, dass keine Verbesserung der dielektrischen Performance gegenüber dem reinen Hintergrundgas resultiert.

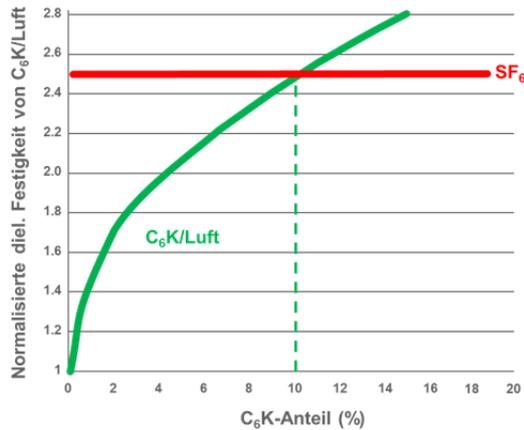


Bild 1: Normalisierte dielektrische Festigkeit von C_6K bei Mischung mit Luft

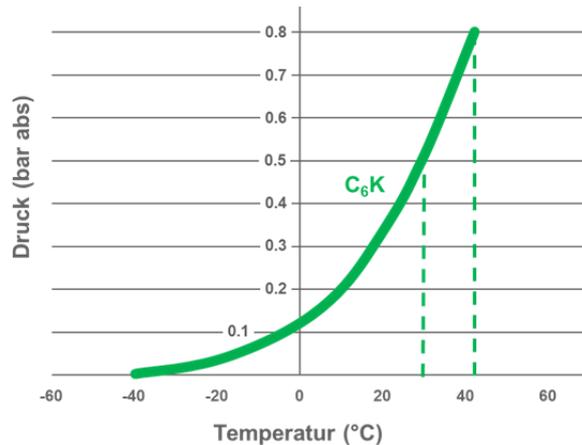


Bild 2: Dampfdruckkurve von reinem C_6K

Etwas besser sieht es beim Einsatz des C_5K -Moleküls aus, das unter dem Handelsnamen NovecTM 5110 erhältlich ist. Gemäß Tabelle 1 liegt der Siedepunkt dieses Moleküls bei 24°C und damit tiefer als bei C_6K . Um Applikationstemperaturen bis -30°C abdecken zu können, läge der Partialdruck des Gases aber trotzdem nur im Bereich von 0,1 bar. Bei normalen Anwendungsdrücken von 5 bis 8 bar würde das Mischverhältnis zum Hintergrundgas deshalb unter 2% fallen.

Auch C_5K weist gemischt mit einem Hintergrundgas wie CO_2 oder N_2 eine nichtlineare dielektrische Festigkeit bei zunehmendem Prozentsatz von C_5K auf (ähnlich wie in Bild 1 dargestellt). Die Kennlinie steigt bei niedrigen Prozentsätzen ebenfalls stark an. Aufgrund der Messunsicherheiten beim Füllen und der hohen Steigung in diesem Bereich resultieren hohe Unsicherheiten in der dielektrischen Festigkeit beim Arbeitspunkt. Der positive Effekt der dielektrischen Festigkeit gegenüber der Verwendung des reinen Hintergrundgases wird dadurch reduziert. Es ist zudem zu beachten, dass das Gas C_5K gemäß Tabelle 1 gegenüber dem in Bild 1 dargestellten C_6K -Gemisch bereits eine tiefere dielektrische Festigkeit aufweist. Aufgrund seines molekularen Aufbaus beträgt die Lebensdauer dieses Moleküls in der Atmosphäre auch nur einige Tage. Es ist deshalb auch potentiell anfällig auf UV-Strahlung. Für den Einsatz in GIS-Anlagen ist dieses Gas deshalb nur dann geeignet, wenn minimale Applikationstemperaturen grösser als -5°C zugelassen sind.

Aus diesen Gründen sind C_5 - und C_6 -Ketone für den Einsatz von Ausleitungen, Transformatordirektanschlüssen, Gasisolierten Leitungen sowie AIS-Schaltanlagen nicht geeignet.

3 FLUORIERTE NITRILE ALS LÖSUNG

Seit einigen Jahren untersucht GE Grid Solutions und 3M die Möglichkeit der Applikation von fluorierten Nitrilen. Das Nitril C_4F_7N ist unter dem Handelsnamen NovecTM 4710 erhältlich und wurde als Gemisch mit dem Hintergrundgas CO_2 unter der Marke g^3 eingetragen. Es erweist sich als vielversprechender Kandidat als Ersatz für SF_6 in Mittel- und Hochspannungsanlagen. In den folgenden Kapiteln wird auf einige Eigenschaften des g^3 -Gasgemisches eingegangen.

3.1 Dielektrische Performance

Die dielektrischen Festigkeiten von reinem C_4F_7N und von SF_6 sind in Bild 3 dargestellt. Es wird deutlich, dass C_4F_7N eine um den Faktor 2 höhere Festigkeit aufweist. In Bild 4 ist die Dampfdruckkurve von reinem C_4F_7N dargestellt. Der Siedepunkt liegt bei -5°C. Um die Anlagen mit den heute üblichen Füllkonzepten betreiben zu können muss das fluorierte Nitril C_4F_7N trotzdem mit einem Hintergrundgas gemischt werden. Die dielektrische Performance bei einer Mischung mit dem Hintergrundgas CO_2 ist in Bild 5 dargestellt. Bei einer Mischung von 6% C_4F_7N in 94% CO_2 können Umgebungstemperaturen von -25°C erreicht werden ohne dabei eine Verflüssigung des Gases zu erhalten. Die dielektrische Performance eines solchen Gemisches liegt bei 80% von SF_6 . Durch

geringfügige Anpassungen an bestehenden Komponenten oder einer leichten Erhöhung des Betriebsdruckes kann dieselbe Baugröße wie bei existierenden SF₆-Produkten erreicht werden.

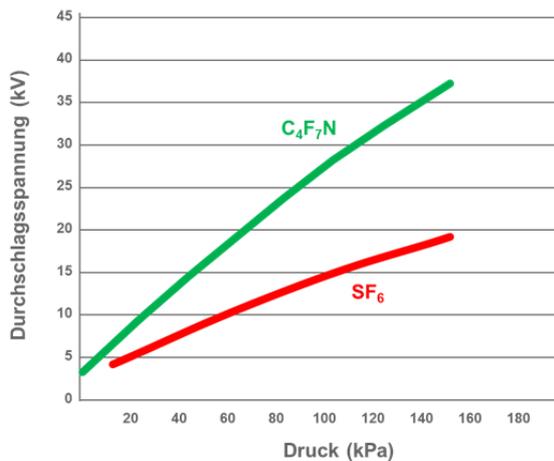


Bild 3: Dielektrische Festigkeit von C₄F₇N in Bezug auf SF₆

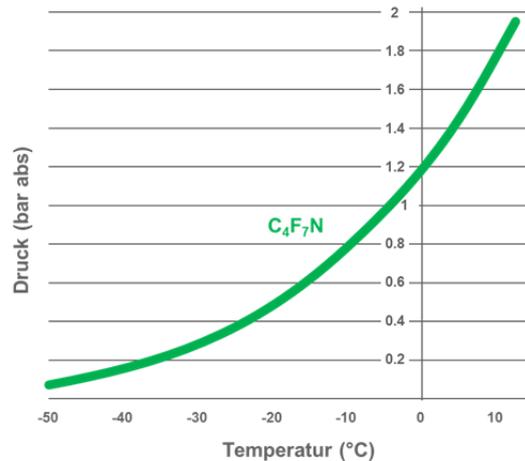


Bild 4: Dampfdruckkurve von C₄F₇N

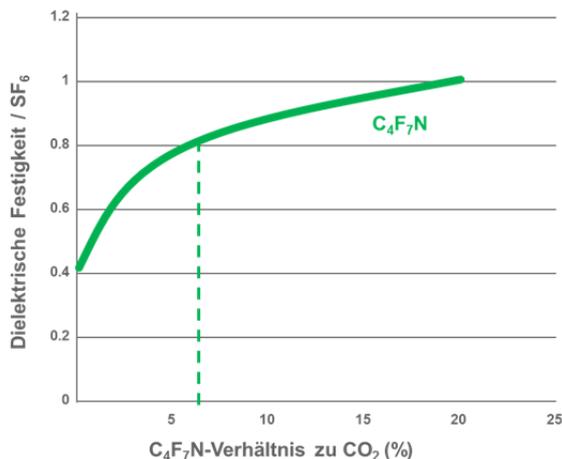


Bild 5: Dielektrische Festigkeit von C₄F₇N bei Wechselspannung in Abhängigkeit mit dem Mischverhältnis mit CO₂

3.2 Thermische Performance

Neben den dielektrischen Eigenschaften von Gasen muss auch das thermische Energieabgabevermögen eines geeigneten Kandidaten untersucht werden. Versuchsergebnisse an einer 145 kV GIS zeigen, dass das thermische Energieabgabevermögen bei g³-Anlagen vorwiegend vom Hintergrundgas beeinflusst wird. g³ zeigt gegenüber SF₆ eine leicht schlechtere Performance, wobei die resultierenden 5 bis 7 K Temperaturdifferenz mit geeigneten Maßnahmen an GIS-Gehäusen und Leitern (z.B. Oberflächenvergrößerung an kritischen Stellen, Verbesserung des Strahlungskoeffizienten etc.) verbessert werden kann. Generell wird die thermische Wärmeabfuhr bei Verwendung von g³ als nicht kritisch betrachtet.

3.3 Schalten kleiner Ströme (Trenner und Erder)

Die meisten Schaltfälle mit kleinen Strömen oder Spannungen können bei g³ als unkritisch angesehen werden. Kommutierungsversuche an einem 145 kV GIS-Trenner (Bild 6) zeigen, dass das Design bei der Verwendung von g³ nicht angepasst werden muss. Die mittleren Lichtbogenzeiten von SF₆ und g³ sind nahezu identisch und damit auch die Belastung des Kontaktsystems.

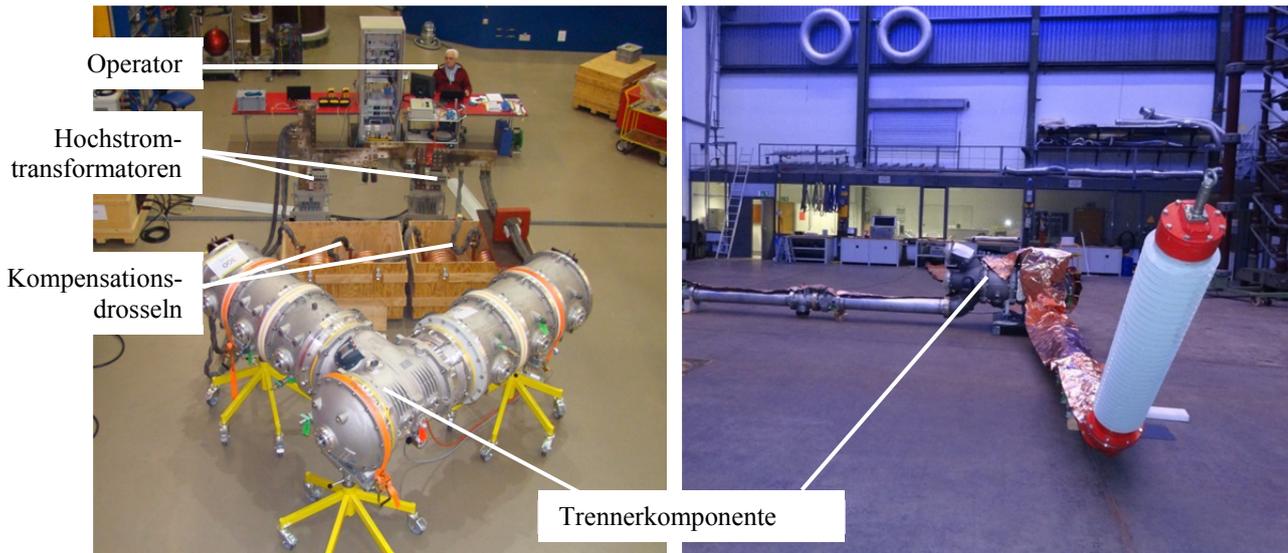


Bild 6: Kommutierendes Schalten mit einem 145 kV GIS-Trenner mit g^3

Bild 7: Kapazitives Trennerschalten mit einem 145 kV GIS-Trenner mit g^3

Beim Schalten von kapazitiven Lasten mit Trennern wurde festgestellt, dass bei schwach elektronegativen Gasen Überschläge zum Tank auftreten können [1]. Je nach Design des Trenners müssen Anpassungen vorgenommen werden. In Bild 7 ist der Trenner bei kapazitiven Schaltprüfungen in einem unabhängigen akkreditierten Labor abgebildet. Die Typprüfungen am dargestellten 145 kV GIS-Trenner wurden erfolgreich abgeschlossen.

3.4 Unterbrechung von Kurzschlussströmen

Die Schaltperformance von g^3 wurde in mehreren Versuchen in Hochleistungslabors untersucht. Aufgrund des niedrigen Prozentsatzes von C_4F_7N wird die Performance des Schalters stark vom Hintergrundgas beeinflusst. Aufgrund der Ergebnisse wird das fluoridierte Nitril C_4F_7N mit dem Hintergrundgas CO_2 und nicht z.B. mit Stickstoff gemischt. CO_2 weist gegenüber Stickstoff bessere Lichtbogenlösseigenschaften auf.

CO_2 ist gegenüber SF_6 ein kleines Molekül. Dadurch wird der Druckaufbau in den heutigen SF_6 -Selbstblaskalcher sowie das Strömungsverhalten des Gases beeinflusst. Die Schaltkammern müssen dadurch an das neue Gas angepasst werden.

Tests an angepassten Schaltkammern zeigen positive Resultate in allen relevanten Schaltfällen wie beispielsweise Klemmenkurzschlüsse (T10, T30, T100a) sowie Abstandskurzschlüssen (L75, L90). Zusätzlich zu diesen Versuchen wurden ebenfalls kapazitive Schaltversuche und Versuche mit Phasenopposition durchgeführt. Die modifizierten Schaltkammern sind in der Größe vergleichbar mit den SF_6 -Pendents.

3.5 Toxizität

Die akute Toxizität des reinen C_4F_7N beim Einatmen wurde in Laborversuchen ermittelt. Die lethale Konzentration, gemessen durch den LC_{50}^1 -Wert (4 Stunden, an Ratten) liegt zwischen 10'000 ppm_v und 15'000 ppm_v. Gemäß Hodge und Sterner Toxizitätsskala wird das Gas auf der Stufe 5 eingestuft (1: extrem giftig, 6: relativ harmlos). Gemäss ADR Paragraph 2.2.2² welche seit dem 1. Januar 2013 anzuwenden ist, wird das Gas als nicht toxisch eingestuft, da sein LC_{50} -Wert über 5000 ppm_v liegt [4]. Auch das mit Zersetzungs- und Abbrandprodukten versehene Gas aus Leistungsprüfungen von Schaltkammern wurde untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass zersetztes g^3 weniger toxisch als mit Zersetzungsprodukten versehene SF_6 ist. Trotzdem müssen beim Öffnen von Schaltern z.B. für Revisionszwecke dieselben Schutzmassnahmen wie bei SF_6 -Schaltern angewendet werden.

¹ Wirksame Konzentration des Gases, die innerhalb eines definierten Zeitraums für 50% der Individuen einer Gruppe tödlich ist.

² European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Food by Road

3.6 Stabilität

Die Stabilität hinsichtlich einer möglichen Entmischung vom Hintergrundgas wurde mit verschiedenen Tests untersucht. Einerseits wurde ein existierender 245 kV Stromwandler dazu verwendet. Zusätzlich ein simpler Tank, der während mehreren Monaten im Freiluftbereich aufgestellt wurde. Während den Tests wurden mehrere Gasproben genommen. Dabei wurde festgestellt, dass sich einmal gemischtes Gas durch die Brown'sche Molekularbewegung nicht mehr entmischt und dies selbst bei sehr tiefen Temperaturen.

Die Zersetzung des Gases in Abhängigkeit der Temperatur wurde ebenfalls untersucht. Die thermische Zersetzung des Moleküls C_4F_7N beginnt bei ca. $700^\circ C$. Darunter findet quasi keine Zersetzung statt. Eine Verwendung als Isoliermedium bei erhöhten Umgebungstemperaturen aber auch in einer Leistungsschaltkammer ist deshalb möglich.

3.7 Materialkompatibilität

Bei der Anwendung von einem neuen Gas muss selbstverständlich auch die Materialkompatibilität zu sämtlicher in einer Schaltanlage verwendeter Materialien untersucht werden. Dazu gehören verschiedene Metalle, Schmierfette, Dichtungs- und Adsorbiermaterialien sowie Isolatormaterialien wie Epoxy und PET. Ein Großteil der normalerweise in GIS, GIL und AIS verwendeten Materialien ist mit g^3 kompatibel. Im Einzelfall mussten jedoch Materialzusammensetzungen bei der Verwendung von g^3 als Isoliergas angepasst werden, um die gewünschte Performance zu erreichen.

3.8 Reduktion des Treibhauspotentials

Bei der Suche eines Alternativgases wurde als Ziel eine Reduktion des relativen Treibhauspotentials (GWP) um 95% festgelegt. Das Molekül C_4F_7N weist im reinen Zustand ein CO_2 -Äquivalent von 2090 auf. Bei einer Mischung von 6% C_4F_7N in 94% CO_2 ergibt sich ein GWP von 462. Die Reduktion auf eine baugleiche SF_6 -Anlage beträgt demzufolge rund 98%.

Wird der CO_2 -Fussabdruck über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage betrachtet, so steuert der Gasverlust von SF_6 ungefähr einen Anteil von 50% bei. Die restlichen 50% entfallen auf die Produktion, die Verluste während dem Betrieb sowie die Entsorgung. Eine Reduktion des relativen Treibhauspotentials des Gases um 98% resultiert schlussendlich in einer Verbesserung über den gesamten Lebenszyklus von 49%.

Würde ein anderes alternatives Gas verwendet, dessen dielektrische Eigenschaften weniger Nahe an diejenigen von SF_6 herankommen, das aber einen besseren GWP aufweist, so muss der erhöhte Materialaufwand in der Bilanz mitberücksichtigt werden. Schlussendlich resultiert bei einem nur leicht erhöhten Materialaufwand ein größerer CO_2 -Fussabdruck als bei einer Verwendung von g^3 , das beim Gas selber noch ein Restpotential aufweist.

Weder das fluorierte Nitril noch CO_2 tragen zum Abbau der Ozonschicht bei.

4 g^3 -PRODUKTE

4.1 245 kV AIS-Stromwandler

Als erstes kommerziell erhältliches Produkt wurde an der Hannover Messe 2015 ein Freiluftstromwandler der 245 kV-Ebene vorgestellt. Der in Bild 8 dargestellte Stromwandler ist für Anwendungstemperaturen bis $-30^\circ C$ ausgelegt.



Bild 8: g^3 -Stromwandler der 245 kV-Ebene



Bild 9: Geplante GIL in Sellindge (Inbetriebsetzung 2016)

4.2 Gasisolierte Leitung für 420 kV

Ebenfalls an der Hannover Messe im Jahr 2015 wurde die 420 kV GIL vorgestellt (Bild 9). Die Pilotanlage wird im Frühjahr 2016 in Betrieb gehen. Die Routineprüfung wurde erfolgreich abgeschlossen, der Aufbau vor Ort ist im Gange.

4.3 Gasisolierte Schaltanlage für 145 kV

Der Start der Entwicklung einer 145 kV GIS wurde an der CIGRE Session 2014 in Paris erwähnt. Einige Resultate wurden in diesem Artikel vorgestellt. Die Bilder 10 und 11 geben einen Einblick in laufende Typprüfungen.



Bild 10: Dielektrische Prüfung eines Trenners



Bild 11: Leistungsprüfung am Leistungsschalter

5 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

SF₆ wird schon über 40 Jahren erfolgreich in GIS, GIL und AIS-Applikationen eingesetzt. Die Suche nach Alternativen eröffnet aber die Möglichkeit das relative Treibhauspotential von klassischen SF₆-Produkten stark zu reduzieren.

ALSTOM/GE hat im Jahr 2014 die Alternative g³ bestehend aus dem fluorierten Nitril C₄F₇N und CO₂ als Hintergrundgas vorgestellt. Tests an einem 245 kV AIS-Stromwandler, an einer 420 kV GIL und einer 145 kV GIS zeigen durchaus positive Resultate. Neben den Typprüfungen der Produkte wurde eine Vielzahl von Laboruntersuchungen durchgeführt um z.B. die Toxizität des alternativen Gasgemisches zu untersuchen.

Alle Untersuchungen zeigen, dass die Mischung aus C₄F₇N und CO₂ als Ersatz für SF₆ als dielektrisches Isolationsmedium, aber auch als Schalt- und Lichtbogenlöschmedium technisch möglich ist. Die Anpassungen an bestehenden SF₆-Anlagen sind bei diesem Gasgemisch relativ gering und es kann auf die langjährige Erfahrung mit SF₆ zurückgegriffen werden. Mit einem geringfügig erhöhten Druckkonzept können dieselben Baugrößen und dieselben Anwendungstemperaturbereiche erschlossen werden wie mit bisherigen SF₆-Anlagen.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] D. Gautschi, F. Meyer, Y. Kieffel: "Verwendung alternativer Gase für metallgekapselte Hochspannungsschaltanlagen", Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014, Stuttgart, 2014
- [2] Luly et al.: "Gaseous dielectrics with low global warming potentials", US Patent 8080185 B2, 2011
- [3] Phil E. Tuma: "A Low-GWP Fluoroketone Potential Alternative to SF₆ in Some Dielectric Applications?", NEMA Ad Hoc Task Group on SF₆, Hyatt Regency Phoenix, 2009
- [4] Y. Kieffel et al.: "SF₆ alternative development for high voltage switchgears", CIGRE Paris Session 2014, Paper D1-305, Paris, 2014

Compact High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems

Kompakte Systeme für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Uwe Riechert

ABB HV Products

uwe.rieichert@ch.abb.com

Switzerland

Magnus Callavik

ABB Grid Systems

magnus.callavik@se.abb.com

Sweden

Markus Salzer

ABB HV Cables

markus.saltzer@se.abb.com

Sweden

Pehr Bergelin

ABB HV Cables

pehr.bergelin@se.abb.com

Sweden

Abstract

Intensive research and development of extruded DC cables took place in early 1990's. As a result, the first commercial project used ± 80 kV and a moderate power level. Innovation in DC insulation materials and manufacturing techniques led to the commercial deployment of extruded high voltage direct current (HVDC) cable systems in different parts of the world. After about 15 years of successful commercial experience, extruded HVDC cables have become a major part of the high voltage cables product portfolio. Over time the number of applications for HVDC cable systems has increased and today the highest voltage in service for extruded DC cable systems is ± 320 kV. In 2014, ABB introduced a new voltage level of ± 525 kV for extruded cable systems for land and sea applications, which fits with intended voltage levels planned in Europe for expansion of the number of HVDC links.

Nine HVDC systems has been installed or are in construction for integration of offshore wind to the German grid. The majority of these systems use today a voltage level of ± 320 kV. Looking ahead, this voltage level appears suitable for offshore connections blocks of ca. 1 GW where collection grids are still of reasonable size. Higher voltages in the offshore power station would also lead to larger air distance clearance of the converter valve and hence (too) large stations.

A major driver for developments of new offshore HVDC connections is the ability to decrease the size of the station. Optimization of the converter station may reduce the size with 50%, which drives down cost of the platform. One component to reduce the size of the station is to shift from air insulated DC switchyard to DC-GIS.

From the successful tests performed so far by ABB and reference installations, it can be expected that DC-GIS components will have equally long lifetime and minimal maintenance requirements as in AC-GIS. The sealed and compact HVDC-GIS installation would give gains both in required land area in switching stations between overhead lines and cables, and in onshore converter stations switchyards.

1 INTRODUCTION

There is a worldwide increasing demand for electrical energy driven by market growth and need to reduce environmental impact of the increase in power demand. Consequently, power generation, transmission, and distribution capability and efficiency must be increased. The two basic alternatives for power transmission are alternating current (AC) and direct current (DC). Nowadays, in many application, especially for transmission of power over long distances and with low power losses, DC is preferred over AC technology. On land, power can be transmitted by overhead lines or underground cables, while for sub-sea transmission power cables must be used. In case of AC cables, the capacitive charging current limits the transmission distance while for DC cable no such limitation exist. Current commercial voltage levels are e.g. 800 kV for overhead line systems [1], whereby 1100 kV are in planning [2] and 500 kV for land and sea cable systems [3]. The higher voltages of 800-1100 kV is applied in countries such as China, India and Brazil whereas the limitation of handling single units of power beyond 1-2 GW makes 500 kV suitable for Europe today.

The European climate and energy 20/20/20, defined by the European Commission [4], requires an adaption of current network structures in Europe. The recent climate negotiation in Paris calls for a speedy implementation of these networks as a main path to introduce renewable energy and harmonizing power markets. One example is the vision of a pan-European energy market exemplified in the generation of the Ten-Year Network Development Plan as drafted by ENTSO-E. Overall, in Europe, a strong demand on sub-sea, long distance, high power transmission is expected, leading to an increase in HVDC system and HVDC cable system development activities (see Figure 1).



Figure 1 Design study of 500 kV converter station for the German "Energiewende"

Intensive research and development of extruded DC cables took place in early 1990's. As a result, the first commercial project used ± 80 kV and a moderate power level. Innovation in DC insulation materials and manufacturing techniques led to the commercial deployment of extruded high voltage direct current (HVDC) cable systems in different parts of the world. After about 15 years of successful commercial experience, extruded HVDC cables have become a major part of the high voltage cables product portfolio. Over time the number of applications for HVDC cable systems has increased and today the highest voltage in service for extruded DC cable systems is ± 320 kV. In 2014, ABB introduced a new voltage level of ± 525 kV for extruded cable systems for land and sea applications, which fits with intended voltage levels planned in Europe for expansion of the number of HVDC links.

Gas insulated systems (GIS) enable to optimize the footprint of HVDC converter station switchgear. Small footprints may be needed in special locations to fit the station to the available size. If a mix of underground cables and overhead lines would be used, GIS could also be applied to reduce the footprint of each transition station. Here voltage levels of 500 kV is foreseen.

Since the first installation of Borwin 1 at ± 150 kV, nine HVDC systems has been installed or are in construction for integration of offshore wind to the German grid. The majority of these systems use today a voltage level of ± 320 kV. Looking ahead, this voltage level appears suitable for offshore connections blocks of ca. 1 GW where collection grids are still of reasonable size. Higher voltages in the offshore power station would also lead to larger air distance clearance of the converter valve and hence (too) large stations.

A major driver for developments of new offshore HVDC connections is the ability to decrease the size of the station. Optimization of the converter station may reduce the size with 50%, which drives down cost of the platform. One component to reduce the size of the station is to shift from air insulated DC switchyard to DC-GIS.

2 HVDC SYSTEMS

Today there are two main technologies. HVDC Classic, the first developed technology, is used primarily for bulk electrical transmission over long distances, overland or subsea, and for interconnecting separate power grids where conventional AC methods cannot be used. Today there are more than 100 HVDC installations in all parts of the world. A classic HVDC transmission typically has a power rating of more than 100 megawatts (MW) and many are in the 100 – 10,000 MW range. They use overhead lines, or undersea/underground cables, or a combination of cables and lines. HVDC Light[®], developed by ABB and launched in 1997, is an adaptation of HVDC classic used to transmit electricity in power ranges (from 50 – 2,500 MW) transmitted using overhead lines or invisibly, using environmentally friendly underground and subsea cables or gas-insulated lines. It is used for grid interconnections and offshore links to wind farms and oil and gas platforms. In both HVDC Classic and HVDC Light[®], it is possible to transmit power in both directions and to support existing AC grids in order to increase robustness, stability and controllability.

Typically, HVDC is a more cost-efficient technology for transmission of large amounts of power over distances exceeding 600 km by overhead lines and about 50 to 100 km in the case of underground or subsea cables. However, many other factors make HVDC technology the ideal complement for evolving AC grids. For example, HVDC Light[®] systems enable neutral electromagnetic fields, oil-free cables and compact converter stations. Further, they help manage the increasing challenges of renewable energy integration with rapid control of active and reactive power (independently), the provision of voltage support and improvement in power quality. Other advantages – such as black-start capability and the ability to connect to weak AC grids – make HVDC Light[®] especially attractive for grid interconnections and power provision to isolated systems or crowded metropolitan areas.

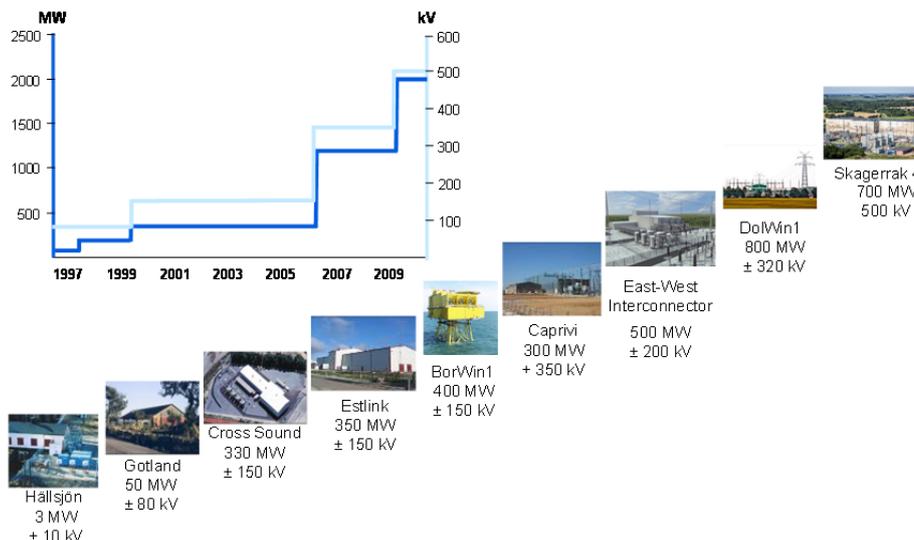


Figure 2 HVDC Light[®] technology

2.1 HVDC Light[®]

The HVDC Light[®] technology, developed by ABB and based on voltage source converters (VSC), has evolved since its introduction in 1997. When the technology's first generation was introduced, it had the same functionality as HVDC Light[®] today, but with relatively high losses. The focus of development over the years has been to maintain functionality and reduce losses in order to make it more economical.

The technical development of HVDC Light[®] technology has been intense the last fifteen years (see Figure 2). The first commercial system was rated 55 MW per block at a voltage level of +/- 80 kV, with an extruded HVDC cable that enabled an underground system that was state of the art. Recently, ABB set an HVDC Light voltage world record with the 500 kV Skagerrak link between Norway and Denmark. ABB has delivered all four of the Skagerrak system's links: Skagerrak 1 and 2 in the 1970s, Skagerrak 3 in 1993 and now Skagerrak 4. The system spans 240 km and provides 1,700 MW of transmission capacity to enable hydro generation and reservoir storage in Norway to be used to balance wind generation in Denmark. Skagerrak 4 comprises two 700 MW VSC stations [13]. The new link operates in bipolar mode with the Skagerrak 3 link, which uses classic line-commutated converter HVDC technology. This is the first time the two technologies have been connected in such a bipole arrangement.

The converter ratings and possible system configurations are presented in Figure 3 [13]. The voltage of the converter is chosen to enable a base design of the converters that would provide better interoperability and modularity of the systems. The current rating is determined by the size of the semiconductor that is used. The maximum current rating is 1740 A_{ac}, corresponding to 1800 A_{dc}. The maximum converter rating, 1800 MVA for a single block, is large enough to extend beyond the allowed size of a single power block in many transmission grids, due to the impact of a loss of system.



	580 A _{AC}	1140 A _{AC}	1740 A _{AC}
+/- 80 kV _{DC}	100 MVA	200 MVA	300 MVA
+/- 150 kV _{DC}	190 MVA	370 MVA	540 MVA
+/- 320 kV _{DC}	400 MVA	790 MVA	1210 MVA
+/- 500 kV _{DC}	625 MVA	1220 MVA	1850 MVA

Figure 3 Converter rating as a function of rated DC-voltage and AC-current

2.2 Gas-Insulated Systems

The increasing demand for HVDC technology requires the adaptation of gas insulated switchgear (GIS) or lines (GIL), which were originally developed for the AC grid. GIS are particularly relevant for applications where building volume or right-of-way are critical issues, e.g. for mega-city in-feed or densely populated areas in general. The potential of gas-insulated systems for High Power DC (HiPoD) applications was recognized and studied in the 1960s following the first installation in 1983. Nevertheless, the commercial application of HVDC GIS was limited to only few applications. The further use of gas-insulated systems was hampered by a tendency for the insulating materials to fail during polarity reversal tests. This was generally attributed to the presence of space charges trapped within the insulation.

The first commercial HVDC-GIS was installed in the year 2000 in Japan. The ± 500 kV HVDC-GIS Anan Converter station of Shikoku Electric Power consists of disconnectors and one bus bar. Since commissioning, the operating voltage is only ± 250 kV. A DC busbar with superimposed DC voltage of ± 150 kV is in operation since 1983/1987 in Gotland (Sweden). In 1986 ABB and BPA have performed together a development of ± 500 kV HVDC-GIS. From 1990 until 1995, long-term tests at BPA's test center were carried out. The project involved energizing a test pole containing the elements of an SF₆ insulated station for duration of approximately 2 years. The elements of the test pole consisted of GIS spacers, SF₆ air bushings, air insulated arrester, SF₆ insulated arrester, and SF₆ oil bushing. The long term tests were successfully completed in 1996. Today, the increasing demand for HVDC connections for both offshore and onshore applications connected with cost reduction efforts,

the goal to be more environmentally friendly is the reason to develop new HVDC gas-insulated systems. The high level of quality of the GIS technology provides security of supply and high availability of electricity.

The design of insulating elements for HVAC GIS is optimized for a capacitive field distribution. An intrinsic difference between AC and DC is however that the DC conductivity of insulation materials is strongly temperature dependent, while their permittivity varies only weakly with temperature. As a consequence, the resistive field is enhanced where the DC conductivity is at its minimum, i.e. in cold regions of the insulation. Besides, the accumulation of space and surface charges have to be observed as well as the specific load at superposition of impulse voltages. Using of multi-physics simulation tools the analysis of temperature and electrical field distribution is now possible with high accuracy, taking the following parameters into consideration: temperature and electrical field dependent characteristics of the insulating materials, accumulation of space and surface charges and the superposition of DC and impulse voltages.

New DC insulators for HVDC gas-insulated systems were designed by geometrical optimization and insertion of a current collector. With additional modifications at interface components, like cable termination, and with the development of special current- and voltage transformers, it is possible to use gas-insulated HVDC systems for both onshore and offshore applications in the near future [5]. Just as in AC power systems, the DC-GIS technology spans a number of switchgear components as shown in Figure 4, for example bus-ducts and high voltage DC conductors (A), disconnect- and earthing switches (B), bushings (C) and cable terminations (D), current (E) - and voltage (F) transformer; and surge arresters (G). These components can be applied in various HVDC applications such as DC pole equipment in HVDC converter stations including the DC switchyard, gas-insulated transmission lines, and cable to overhead line transition stations (Figure 4).

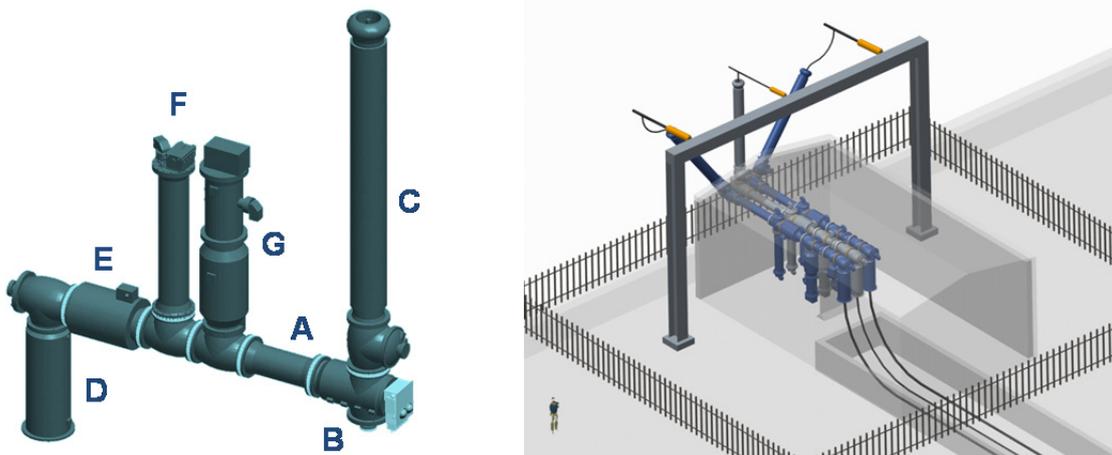


Figure 4 HVDC GIS components (left) and example for a gas-insulated cable to overhead line transition station (right)

Special type tests standards for gas-insulated HVDC systems are not yet available today. In particular, standards for dielectric development tests and possible prequalification tests have to be developed, which take into account the special characteristics of DC applications. Based on development and research results as well as on the service experience, the following dielectric type tests were performed:

- DC withstand voltage test (duration 2 hours)
- Lightning and switching impulse voltage test
- Superimposed lightning impulse voltage tests (bipolar and unipolar superposition)
- Superimposed switching impulse voltage tests (bipolar and unipolar superposition)
- Polarity reversal tests

An intrinsic difference between AC and DC is however that the DC conductivity of insulation materials is strongly temperature dependent, while their permittivity varies only weakly with

temperature. As a consequence, the resistive field is enhanced where the DC conductivity is at its minimum, i.e. in cold regions of the insulation. Therefore, all dielectric tests were performed under High Load (HL) conditions [8]. After a heating-up period, the maximum conductor temperature and maximum temperature drop across the insulation was reached and maintained for the rest of the dielectric HL test. The duration of the heating-up period was determined during continuous current tests and is normally shorter than 8 hours. For heating-up, a DC current or an induced AC current could be used. The effect was already verified in previous continuous current tests and was considered during dielectric testing [6]. Partial Discharge (PD) measurements were performed at maximum continuous operating DC voltage. Some typical defects like hopping particles can be more easily detected by using AC voltages. Therefore, additional PD measurements with AC voltages were performed.



Figure 5 DC insulation system: test set-up for testing of different insulators in parallel (roof of test device halls were removed for photos only) and RC voltage transformer (right)

When a DC voltage is applied, the low effective DC conductivity of the alumina-filled epoxy composite solid insulation determines the rate of transition from a capacitive to a resistive field distribution in the system. The transition to a DC field distribution for conventional epoxy insulators takes hours to months. Temperature gradients define primarily, via the temperature dependence of the DC conductivity, where field enhancement and space charge accumulation occurs in the solid, but also shapes the capture volume for ions in the vicinity of the solid-gas interface. Moreover, the surface field can reach its minimum or maximum value during the transition between voltage switch-on and DC steady state. This, associated to the variety of possible operation conditions requires long-term DC insulation system tests [6]. As DC insulation system test, typically more than 10 insulators assembled in realistic arrangements were tested (see Figure 5). A dielectric routine test or preconditioning was considered before starting the insulation system test. The normal sequence of tests was as described in TABLE I.

The time duration d_{DC} of the long duration continuous DC voltage test depends on the transition time from capacitive to resistive field conditions and was calculated before starting the tests. The transition itself depends on the local temperature distribution and on the lowest temperature. Based on a full simulation of the dielectric strength on the insulator surface and the influence of the ambient temperature the test time duration d_{DC} was determined. The time duration d_{DC} of 30 days at an ambient temperature of 40°C was chosen to reach at least 90 % of the DC steady field at each location of the insulator surface [7].

The insulation system test was performed under high load conditions. After a heating period the maximum conductor temperature and maximum temperature drop across the insulation was achieved and maintained for the complete test duration. The induced AC current during the test was a little higher compared to the rated current of 4000 A and was adjusted during the test due to changing ambient temperature conditions to limit the conductor and enclosure temperature to the rated temperature limits. During the entire test partial discharges (UHF PD monitoring), temperature (ambient and test device), test current and test voltage were monitored and the measured data were recorded. The measured temperatures were compared to data obtained from calibration measurements from previous continuous current tests.

Test	Conditions		
	Test Values	Load	Remarks
Pre-tests	Heating Dielectric Pretests		
Long duration continuous DC voltage test	Maximum continuous operating DC voltage (-)	HL	duration d_{DC}
Superimposed lightning impulse voltage tests (bipolar and unipolar superposition) Superimposed switching impulse voltage tests (bipolar and unipolar superposition)	Rated values	HL	
Polarity reversal		HL	
Long duration continuous DC voltage test	Maximum continuous operating DC voltage (+)	HL	duration d_{DC}
Superimposed lightning impulse voltage tests (bipolar and unipolar superposition) Superimposed switching impulse voltage tests (bipolar and unipolar superposition)	Rated values	HL	

TABLE I. Sequence of DC Insulation System Test

For gas-insulated systems the DC insulation system test is applicable for LCC and VSC systems. The manufacturer has already successfully finished the DC insulation system test for 320 kV/350 kV gas-insulated systems and the technology is ready for pilot installations. The newly developed voltage transformer was part of the test set-up. Moreover, for the first time the insulation system test was extended by two additional month. CIGRE SC D1 installed a new working group for a short time, which should give recommendations for testing of gas-insulated HVDC systems: *JWG D1/B3.57 Dielectric Testing of gas-insulated HVDC Systems*. The experience gained by the manufacturers and institutions participating in the development are of help here [9].

3 DC GIS CABLE TERMINATION

In the framework of testing HVDC gas insulating equipment also a cable termination towards the HVDC GIS was developed and tested. The new HVDC GIS cable termination has been developed for the connection of HVDC GIS equipment to an extruded HVDC cable. It consists of a metal housing adopted to the respecting DC GIS solution and is depicted in Figure 6. Inside the cable termination the cable and the metallic connector are mechanically fixed to a cone shaped insulator. Special care has to be taken with the electric stress control close to the cable end, where the ground insulation screen of the cable is terminated. Here, non-linear resistive stress grading technology in combination with a geometrical stress grading is applied to the cable end and located inside the supporting insulating cone. The non-linear stress grading is provided by elastomer elements (adapters, see Figure 6) including a material with highly non-linear electric properties and geometric elements. The geometric grading is supported by an elastomeric stress cone (see Figure 6). The solution for the electrical stress grading of the DC GIS termination is on direct analogy to other HVDC cable accessory equipment of the manufacturer [10], [11].

In operation the DC GIS termination will be subjected to similar stresses as other accessories in an extruded cable system, such as terminations or joints. Specifically, mechanical stresses under load (current) variation are expected. Temperature variations between zero load temperature and full load temperatures, i.e. up to 70°C, may occur in a cable conductor, and results in expansion and contraction behavior of the involved materials. In order to account for such mechanical stresses, as well as for the relevant electrical stresses, the qualification test scheme recommended for extruded cable systems, Cigré Technical Brochure 496 [12], has been applied. More specifically, the test program suitable for VSC technology at a voltage level of $U_0=320$ kV has been applied.

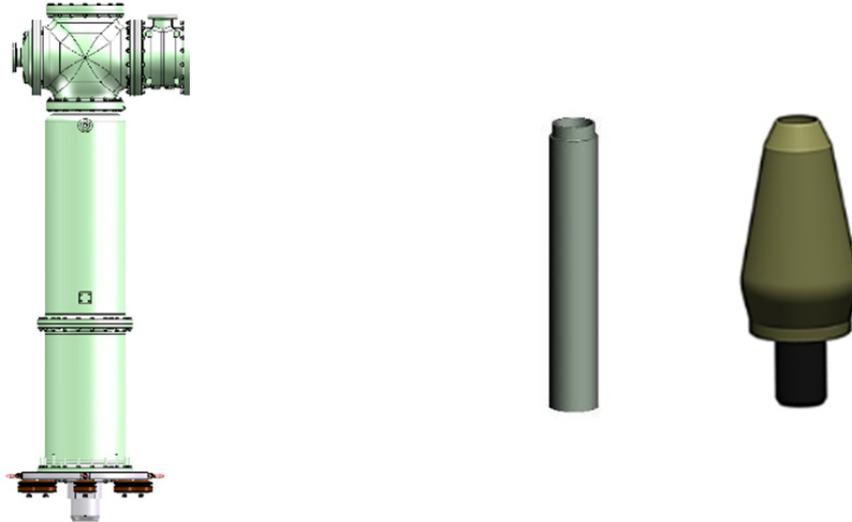


Figure 6 CAD drawing of the 320 kV DC GIS termination (left) Example of rubber parts used in the DC GIS termination: field grading adapter (centre) and stress cone (right)

The electrical testing scheme includes a type and a prequalification test. The type test includes load cycling with twelve 24 h cycles at a voltage of $-U_T = -596$ kV, twelve 24 h cycles at $+U_T = +596$ kV and three 48 h cycles at $+U_T = +596$ kV, where $U_T = 1.85 \times U_0$. A cycle involves heating to a maximum conductor temperature 70°C, followed by cooling before the next cycle starts. After the load cycling impulse voltage testing superimposed to the nominal DC voltage follows. The final step is a 2 h DC voltage test at U_T , before examination. The prequalification test (PQ-test, often called long term test) involves a minimum of 360 days DC voltage test including periods of load cycling, high load and zero load according to the scheme in [12]. The PQ-test voltage is $U_{TPI} = 1.45 \times U_0 = 464$ kV. For the HVDC GIS termination the type test has been executed successfully, while the PQ-test is ongoing. Here, two HVDC GIS terminations were tested simultaneously in vertical as well as in horizontal position respectively, see Figure 7 where a test set-up before voltage source application is shown.



Figure 7 Test set-up for a vertical (left) and horizontal (right) HVDC GIS termination including a cable loop.

4 EXTRUDED HVDC CABLE

Intensive research and development of extruded DC cables took place in the early 1990's. As a result, the first commercial project used 80 kV and a moderate power level. Innovation in DC insulation materials and manufacturing techniques led to the commercial deployment of extruded high voltage direct current (HVDC) cable systems in different parts of the world. After about 15 years of commercial experience, extruded HVDC cables have become a major player in the portfolio of HV cable products.

Over time, the number of applications for HVDC cable systems have increased. In addition, the rated voltage was increased. To date, 525 kV is the highest voltage for extruded DC cable systems (see Figure 8).

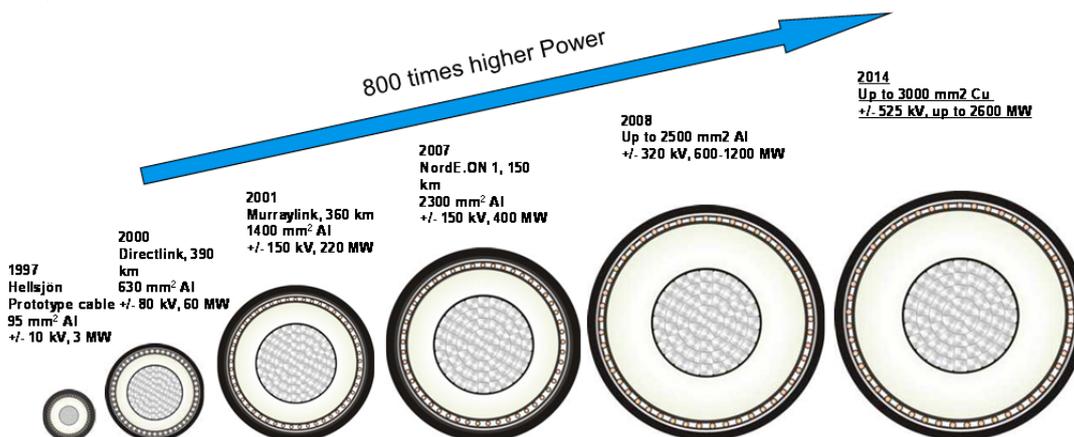


Figure 8 HVDC XLPE Cable, development

For the 525 kV cable, a new grade of non-filled XLPE insulation material with optimized chemical, mechanical and electrical properties was developed. A good HVDC cable insulation material, beside all the normal requirements for HVAC cables, such as good mechanical, chemical and electrical properties, (e.g. high breakdown strength), should meet additional requirements due to the DC voltage. The insulation should have a low DC conductivity to avoid high thermal losses. The conductivity of insulation materials increases with the electric field and temperature, therefore higher conductivity

increases the risk of thermal runaway and electrical failure. This risk is highest during the electrical type test of the cable when it is exposed to voltages 1.85 times the nominal operation voltage level. Figure 9 provides a comparison between the conductivity of cables with the previous and the new technology as a function of type test voltage. As for the previous technology the risk of thermal runaway increases when the type test voltage reaches above 600 kV, but with the new technology this risk is negligible even with much higher voltage levels. In this way the new technology provides a platform for producing HVDC cables for higher voltage levels which was physically impossible before [14].

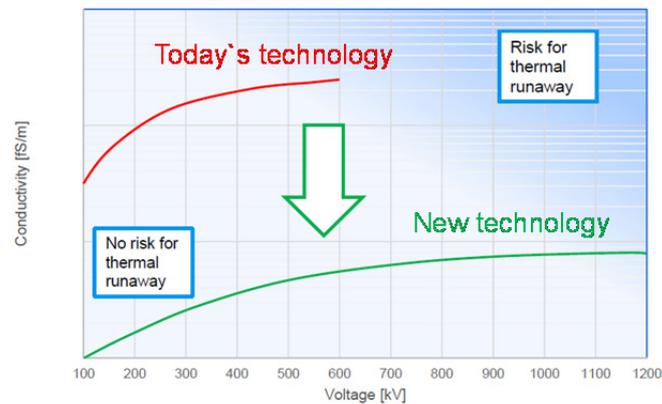


Figure 9 Comparison on conductivity vs voltage for the new and previous HVDC cable insulation system

The new XLPE insulation material imposes minimal differences to the current HVDC grade XLPE insulation which is a major advantage. Therefore, relying on ABB's vast experience in extruded HVDC and HVAC cables and via development of optimal process parameters and quality control techniques, the capability of producing and delivering high quality extruded HVDC cables for land and sea applications for voltage levels up to 525 kV has been established.

The new 525 kV factory joint resembles the actual cable as, in principle. It uses the same materials, e.g. semiconducting and insulating XLPE [13]. This is similar to factory joints for lower voltages. The cable conductors are welded and the semiconducting and insulating layers are restored, utilizing moulding or extrusion. Generally, this process is a challenge as it is time consuming and requires a high degree of cleanliness in the different production steps. This is further pronounced for the 525 kV factory joint, which has additional cleanliness requirements and quality control measures. The factory joints are produced with the same insulation thickness as the cable, leading to similar flexibility and mechanical properties. The pre-fabricated joint consists of a rubber body that is expanded onto the cable and placed over the conductor connector (see Figure 10).



Figure 10 Type testing of the 525kV extruded HVDC cable system (left) and a 525 kV rubber body of a pre-fabricated joint (right)

The 525 kV extruded HVDC cable system is in line with the qualification process according to international standards and recommendations [12]. The electrical testing scheme for cable systems with VSC followed the TB 496. The type test involves load cycling, including twelve 24 h cycles at -972 kV ($1.85 \times U_0$), twelve 24 h cycles at +972 kV and three 48 h cycles at +972 kV. A cycle involves heating to the maximum conductor temperature 70°C followed by cooling before next cycle starts. Finally, the load cycling impulse voltage testing follows, with a superimposed DC voltage at 525 kV. The impulse levels are here decided by the value the cable system can experience during service, times a factor of 1.15. The last step is a final DC voltage test at 972 kV before examination. A type test circuit is shown in Figure 10. The prequalification test involves a minimum of 360 days voltage test, including periods of load cycling, full load and zero load. The passed test was following the VSC scheme in TB 496 [12]. The final step in the test is a series of superimposed switching impulse tests with opposite polarity at a peak voltage level of 630 kV ($1.2 \times U_0$), in order to check the integrity of the cable after the long term testing.

5 SUMMARY

The trend toward more and larger renewable energy plants is very clear and very strong. HVDC technologies will help support interconnected, flexible and reliable grids. Many innovative and sophisticated products are already available to help overcome the challenges involved with renewable energy integration and enhance the power system flexibility and efficiency required to satisfy the ever-growing need for energy around the world. The development of VSC HVDC Converters and extruded HVDC Cables has enabled new applications for transmissions system owners. Technology solutions for HVDC systems up to 1.8 GW that incorporate higher control and dynamic features enable high performance system as part of the planning toolbox for future transmission solutions.

A HVDC GIS installation can be built with a much higher degree of compactness and significantly lower sensitivity to ambient factors than with air-insulated switchgear (AIS). The most obvious cost-saving potential can be found on offshore converter platforms. At present nine offshore HVDC links have been delivered or are under construction. As example the DolWin2 project, offshore wind farms will be connected to an HVDC converter station installed on an offshore platform in the North Sea. The transmission system will have a total capacity of 916 MW at ± 320 kV, which will make it the world's largest offshore wind HVDC grid connection.



Figure 11 A 3-D model (left) and photo (right) of the self-installing steel gravity base structure (GBS) platform for Dolwin2

Such converter stations are at present challenging to handle during construction and installations phases. High dependence on weather conditions and supporting structures could be mitigated if the platforms size could be reduced. Such compactness would not only bring down the cost of the platform but also render additional cost savings due to flexibility during construction and installation. All AC connections to the platforms are already GIS, so the opportunity to use compact HVDC-GIS would be an immediate advantage in design of the platforms. Hence, long air- clearances at a DC voltage of ± 320 kV for the AIS switchgear leads not only to much larger and heavier offshore

structures, but also limits the design options. By using HVDC-GIS, the volumetric space of the switchgear installation itself can be drastically reduced e.g. by 70%- 90%, which may result in a size reduction of circa 10% of the total platform and a compact building block for planning of the offshore station layout. If future offshore grids would be considered with multi-terminal or switching stations off-shore, the gain would be considerably larger.

Specific type test standards for gas-insulated systems specific for HVDC are not yet available today. Based on insulation co-ordination studies, test values were defined, which take all technical aspects into account. Based on the development and research results combined with the service experience new type test philosophy including insulation system tests were developed. ABB has already successfully finished the verification tests 320 kV/ 330 kV gas-insulated insulators and the technology is ready for its pilot installation. Once dimensioning guidelines have been established, development of higher voltage ratings will follow.

From the successful tests performed so far by ABB and reference installations, it can be expected that DC-GIS components will have equally long lifetime and minimal maintenance requirements as in AC-GIS. The sealed and compact HVDC-GIS installation would give gains both in required land area in switching stations between overhead lines and cables, and in onshore converter stations switchyards.

REFERENCES

- [1] A. Kumar, V. Lescale, U. Åström, R. Hartings and M. Berglund, 2009, “800 kV UHVDC - From Test Station to Project Execution”, Second Int. Symposium on Standards for Ultra High Voltage Transmission, New Delhi, India, Jan. 29-30.
- [2] Z.H. Liu, L.Y. Gao, Z.L. Wang, J. Yu, J. Zhang, L.C. Lu, 2012, “R&D progress of ± 1100 kV UHVDC technology”, paper B4-201 Cigré Session 2012 Paris.
- [3] R. Liu, 2013, “Long-Distance DC Electrical Power transmission”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 29, No. 5, pp. 37-46, September 2013.
- [4] Commission of the European Communities, 2007, Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius the way ahead for 2020 and beyond. Communication from the commission to the council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions
<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0002:FIN:EN:PDF>
- [5] Riechert, U.; Steiger, U.: *Switchgear and Circuit-Breaker for HVDC Applications*, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014, 11.-12. März 2014, Stuttgart, 2014, pp, S. 71-80
- [6] CIGRE Working Group B1.32, CIGRE TB 496, Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV, April 2012
- [7] Sperling, E.; Riechert, U.: *HVDC GIS RC-dividers in new GIS substations with increased dielectric requirements*, 2015 CIGRE SC A3 & B3 Joint Colloquium, 28 September – 2 October 2015, Nagoya, Japan
- [8] Riechert, U.; Straumann, U.; Blumenroth, F.; Sperling, E.: *Dielectric Testing of Gas/Solid Insulation Systems for HVDC GIS/GIL*, International SC Meeting and Colloquium 2013 CIGRE SC D1, Rio de Janeiro, Brazil, September 13th-18th, 2015, Proceedings
- [9] Hering, M.; Speck, J.; Großmann, S.; Riechert, U., Neuhold, S. *Detection of particles on the insulator surface in gas insulated DC systems / Detektion fester Partikel auf Isolatoren in gasisolierten Gleichspannungssystemen*, HighVolt Kolloquium 2015, Mai 07-08, 2015, Radebeul bei Dresden, Konferenzband, Paper 1.3, Seite 25-32
- [10] Gustafsson, A.; Jeroense, M.; Ghorbani, H.; Quist, T.; Saltzer, M.; Farkas, A.; Axelsson, F.; Mondiet, V.: *Qualification of an extruded HVDC cable system at 525 kV*, JICABLE 15, June 2015, Paper A7.1
- [11] Saltzer, M. ; Christen, T.; Sörqvist, T.; Jeroense, M.: *Electro-thermal simulations of HVDC cable joints*, Proc VDE-ETG Workshop Feldsteuernde Isoliersysteme, 2011
- [12] CIGRE Technical Brochure 496: *Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500 k*, April 2012
- [13] P. Lundberg, A. Gustafsson, M. Jeroense: *Recent advancements in HVDC VSC systems HVDC and Power Electronics technology and development*, Lund Symposium 2015, paper 125
- [14] A. Gustafsson, M. Saltzer, A. Farkas, H. Ghorbani, T. Quist, M. Jeroense: *The new 525 kV extruded HVDC cable system World's most powerful extruded cable system*; ABB Grid Systems, Technical Paper Aug 2014

Transformer 2020 - Designstudie zum Transformator der Zukunft

Uwe Kaltenborn

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

u.kaltenborn@reinhausen.com

Deutschland

KURZFASSUNG

Die Partnerunternehmen der TRANSFORM® Plattform, ein Zusammenschluss europäischer Premium-Zulieferer der Transformatoren-Industrie, stellten sich der Aufgabe, Innovationen am System Transformator zu generieren. Dabei wurde ein ungewöhnlicher Weg beschritten, in dem mit einem interdisziplinären Ansatz Hersteller, universitäre Forschungseinrichtungen der Hochspannungstechnik, der Fertigungstechnik und Innovationsforschung, Industriedesigner und Usability-Spezialisten zusammengebracht wurden. Nach einer Kreativphase wurden die Ideen verdichtet, verprobt und in einer Designkonzeptstudie umgesetzt. Das Ergebnis wurde mit den betroffenen Nutzergruppen diskutiert und zu einem finalen Gesamtkonzept verdichtet. Dieses Konzept wurde dem Fachpublikum auf dem TRANSFORM® Event 2015 in Wien in Form einer 3D-Animation und einer intensiven technischen Diskussion präsentiert. Auf Basis der erfassten Rückmeldungen des Fachpublikums konnten Empfehlungen zur weiteren Vorgehensweise abgeleitet werden.

1 EINLEITUNG

Im Oktober 2015 wurden die Ergebnisse der Technologie- und Designstudie „Transformer 2020“ erstmalig öffentlich den interessierten Fachkreisen vorgestellt. Die Industriepartner HSP & Trench Bushing Group, Kelvion Safety Heat Exchangers (vormals GEA), Krempel Group, Maschinenfabrik Reinhausen & HIGHVOLT Prüftechnik, Nynas AB, Omicron electronics, Pfisterer Kontaktsysteme, Röchling Engineering Plastics und thyssenkrupp Electrical Steel nutzten dafür das TRANSFORM[®] Event 2015 in Wien, eine Fachveranstaltung der Transformatoren-Zulieferindustrie. Für die Ergebnispräsentation wurde eine 3D-Kinopräsentation gewählt. Anschließend konnte das Fachpublikum die einzelnen Innovationen im Detail mit den Verantwortlichen im sogenannten „Marketplace“ vertiefend diskutieren. Mittels eines strukturierten Fragebogens wurde die Meinung des Fachpublikums direkt im Anschluss an den „Marketplace“ erfasst.

Die Studie „Transformer 2020“ lief über einen Zeitraum von 18 Monaten. Ziel war es, Innovationspotentiale am und im System Transformator zu identifizieren, diese mit den Herstellern und Betreibern von Transformatoren zu verproben und konkrete Forschungs- und Entwicklungsthemen abzuleiten. Um Innovationen zu ermöglichen wurden neben den Experten der Industriepartner weitere Partner aus den Bereichen der Hochspannungstechnik (TU Berlin, TU Dresden, Universität Stuttgart), Innovationsmanagement (Fraunhofer Institut für Produktionstechnologien (IPT), Aachen), Usability (PMO Fachinstitut für Usability Engineering, München) sowie Industriedesign (DesignTech, Ammerbuch) hinzugezogen. Die Realisierung der 3D-Animation erfolgte durch NMY, Frankfurt a.M.

Ausgehend von mehr als 380 Ideen wurden 44 Konzeptideen identifiziert, die durch Fachexperten mit Hilfe der Design- und Usability-Spezialisten weiterentwickelt und visualisiert wurden. Die Konzeptideen wurden mit ausgewählten Herstellern und Betreibern diskutiert, optimiert und weiterentwickelt. Die finalen Konzeptideen bildeten das Fundament für die Entwicklung zweier alternativer Designkonzepte, von denen dann ein Konzept von 19 Innovationen für die Ergebnispräsentation umgesetzt wurde.

Für alle Partner war das Feedback des Fachpublikums ein besonders wichtiges Ergebnis. Hier konnte mit einer Stichprobengröße von $n=282$ eine Bewertung der Innovationen durch vier Kundengruppen erfolgen. Jede Innovation wurde hinsichtlich des technischen Interesses, des wirtschaftlichen Nutzens und der zukünftigen Relevanz bewertet.

2 STUDIENDESIGN

Der Prozess kann 11-stufig als Pyramide dargestellt werden, da hiermit die Breite des genutzten Innovationspotentials und die durch den Prozess erfolgte Ergebnisverdichtung sehr gut sichtbar wird (Bild 1). Die Koordination und Durchführung der Studie oblag der Maschinenfabrik Reinhausen. Die Innovationsstudie wurde vom Fraunhofer IPT, die Design und Design-Konzept Studie von DesignTech verantwortet.

2.1 Desk Research

Nach einem Kick-Off Meeting mit allen Teilnehmern wurde eine Literaturstudie durchgeführt. Ziel war es, im Themengebiet des Transformators einen breiten Überblick über den Stand der Technik und der aktuellen Entwicklungsrichtungen zu erhalten. Dafür wurde das Wissen der Fachexperten strukturiert erfasst. Die universitären Partner stellten die fachliche Übersicht über die weltweiten aktuellen Forschungsschwerpunkte zusammen. Das Fraunhofer IPT fasste diese Informationen zusammen und spiegelte diese an den aktuellen Technologietrends. Dadurch wurde es möglich, Technologien mit einem großen Abstand zum kommerziellen Erfolg oder auch mit großem fachlichen Abstand zur elektrischen Energietechnik auf ihre Anwendbarkeit in zukünftigen Innovationskonzepten für Transformatoren zu bewerten. Die Bewertung der in die Studie aufgenommen Themen erfolgte mit abgestimmten Kriterien durch alle Partner. Dabei wurden acht Themengebiete definiert: technische Spezifikationen, Modularität, Ecodesign, Kühlung, Isolation, Produktionstechnologien, Monitoring (Online/Offline) sowie Funktionsintegration.

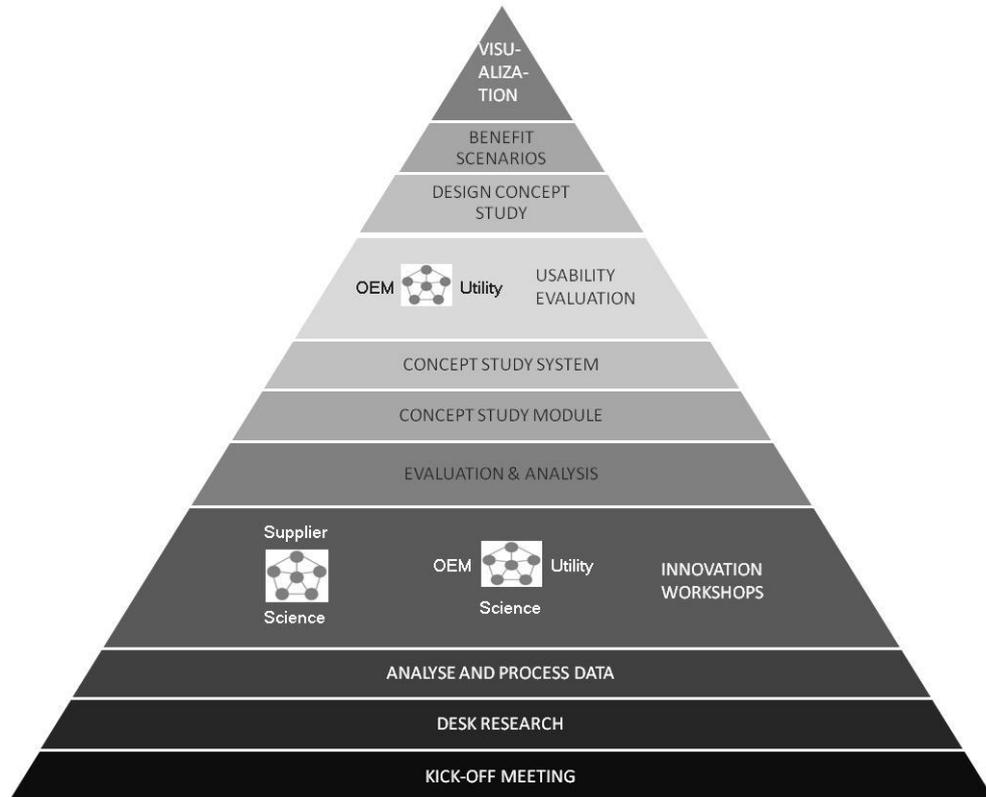


Bild 1. Studiendesign

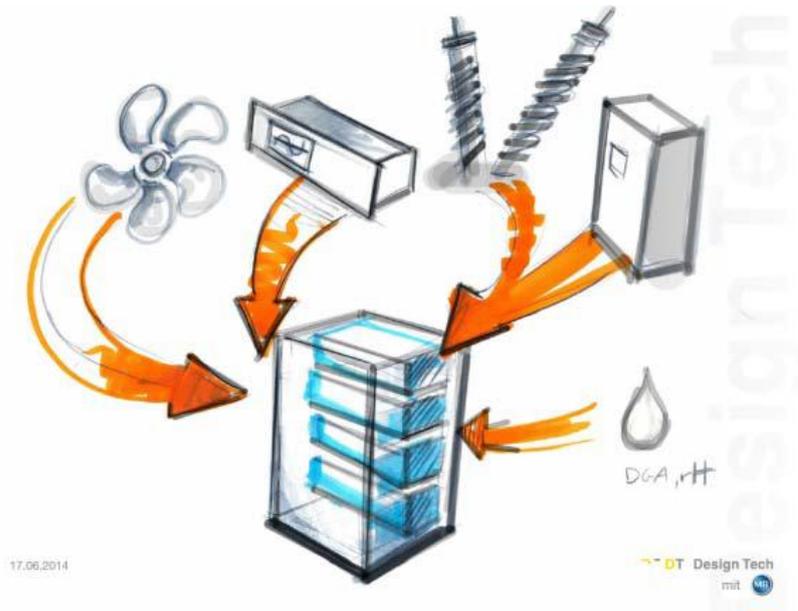


Bild 2. Beispiel für ein Scribble aus dem Innovationsworkshop

2.2 Innovationsphase

Im nächsten Schritt wurden zwei Innovationsworkshops durchgeführt. Die internen Abläufe der Workshops waren identisch, jedoch wurden die Teilnehmer bewusst gewählt. Der erste Workshop war auf die Projektpartner aus der Zulieferindustrie zugeschnitten, während im zweiten Workshop die Experten der Netzbetreiber sowie der Transformatorenhersteller die Teilnehmer waren. Im Workshop wurden die Ergebnisse der Literaturstudie vorgestellt. In mehreren kreativen Kleingruppenarbeiten wurden dann Ideen generiert. Zur Unterstützung des Prozesses wurde jede Gruppenarbeit von einem Designer begleitet, der artikulierte Ideen sofort grafisch in Scribbles umsetzte (Bild 2). Die erarbeiteten Ideen wurden bewertet, konsolidiert und der Zeithorizont bis zur Umsetzung abgeschätzt. Daraus erfolgte dann die Erstellung eines Trendradars (Bild 3). Für das Trendradar wurden die Innovationsideen den funktionalen Hauptbaugruppen des Transformators zugeordnet.

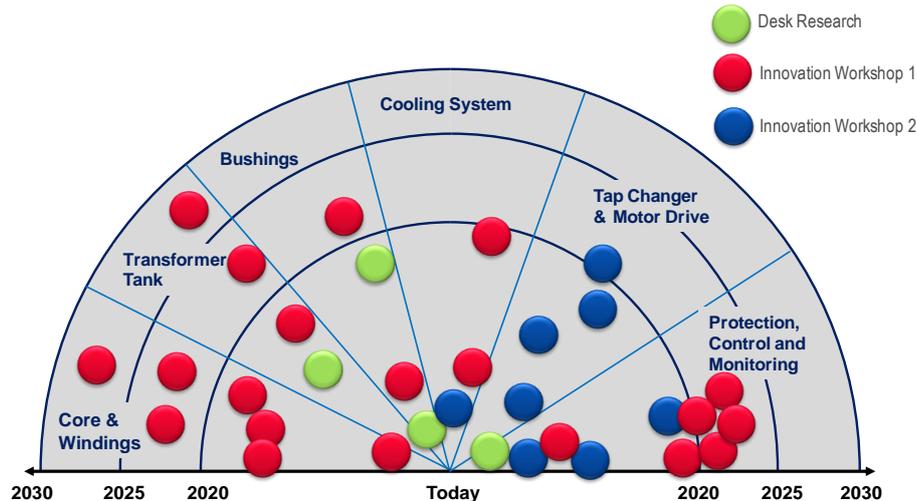


Bild 3. Trendradar

2.3 Evaluationsphase

Für die Evaluation der Ideen musste zuerst ein Bewertungsschema definiert werden. Dabei sind die unterschiedlichen Zielgruppen für die Innovationen zu berücksichtigen. Einerseits sind die Auswirkungen für den Hersteller von Transformatoren zu berücksichtigen und andererseits sind die Anforderungen und Effekte auf den langjährigen Betrieb eines Transformators zu bewerten. Als Basis für das verwendete Bewertungsschema wurden die Auswirkungen einer Innovationsidee auf die Leistung, die Kosten und die Zeitdauer gewählt (Bild 4).

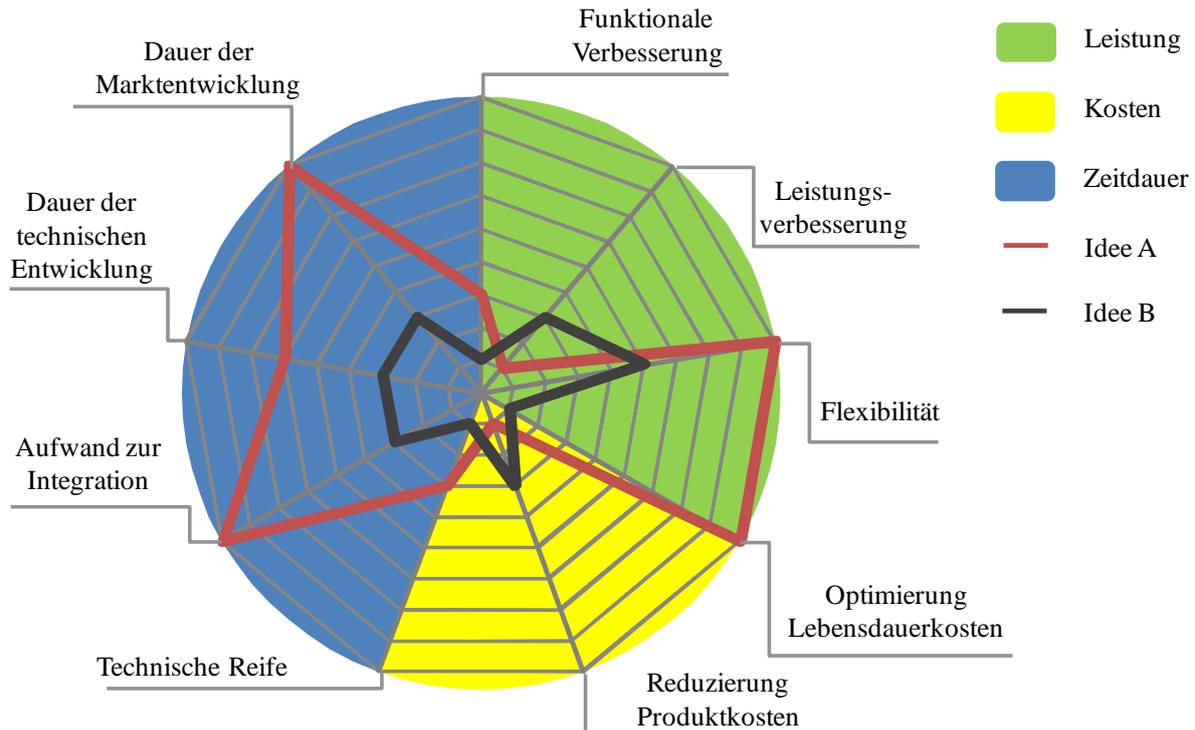


Bild 4. Bewertungsschema für Innovationen

Das Cluster Leistung setzt sich wiederum aus den Themen funktionale Verbesserung, Verbesserung der Leistung und der Erhöhung der Flexibilität zusammen. Bei den Kosten wurden zwischen dem Einfluss auf die Produktkosten und die Lebensdauerkosten unterschieden. Für die Bewertung der Zeitdauer bis zur Umsetzung einer Innovation wurden die Items technische Reife, Aufwand der Integration, die Dauer der technischen Entwicklung sowie die Dauer der Marktentwicklung bewertet. Die technische Reife beschreibt das potentielle Risiko des technischen Scheiterns, also den Abstand zum Erfolg. Bei der Integration einer Innovation ist auch zu berücksichtigen, welchen Einfluss diese Innovation auf die technische Auslegung des gesamten Produktes hat, inwieweit Fertigungs- und Logistikprozesse betroffen sind und welcher Einfluss auf Wartungs- und Serviceabläufe zu erwarten ist. Neben der Entwicklungsdauer einer Innovation muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass der aufnehmende Markt die Innovation verstehen und akzeptieren muss, was unter Marktentwicklung verstanden wird.

Mit Hilfe des Bewertungsschemas wurden 19 Ideen für die weitere Ausarbeitung identifiziert.

2.4 Konzeptphase

In der Konzeptphase wurden die priorisierten Innovationsideen vom Team der Industriedesigner detailliert. Dabei war es wichtig, den technischen Kontext der Innovation mit dem System des Transformators in Einsatzbedingungen zu verstehen. Dazu führten die Designer mit den Ideengebern und relevanten Fachspezialisten strukturierte Interviews durch und fragten technische Detailinformationen der heutigen Lösung, der neuen Lösung, die zu verwendeten Materialien und deren Oberflächen und Bedienkonzepte der neuen Komponenten und Systeme ab (Bild 5). Bei Bedarf fanden die Interviews im technischen Kontext bei den Komponentenherstellern statt. Im Ergebnis der Interviews wurden erste Designsketches der Ideen erstellt (Bild 6). Daraus wurden Designmerkmale abgeleitet, die eine wichtige Inputgröße für die Design-Konzeptstudie waren.



Bild 5. Workflow in der Konzeptphase



Bild 6. Beispiel für ein Komponentenkonzept

2.5 Design-Konzeptstudie

In einem weiteren Schritt ging es darum alle innovativen Ideen in ein Gesamtkonzept zu integrieren. Dabei ergab sich ein erstes Spannungsfeld zwischen der Innovation, der heutigen Funktion und der Herstellprozesse eines Transformators. Die Bearbeitung dieses Spannungsfeldes erfolgte in zwei Expertenworkshops. Dabei mussten zum einen die Einflüsse einer Idee auf das technische System Transformator bewertet werden und zum anderen die Beeinflussung der verschiedenen Ideen untereinander definiert werden. Ein zweites Spannungsfeld ergab sich zwischen dem Anspruch einer einheitlichen Designsprache, den technischen Anforderungen und der Bedienbarkeit (Usability). Dafür wurden ebenfalls zwei Workshops mit Herstellern und Betreibern durchgeführt (Bild 7).



Bild 7. Workflow der Design-Konzeptstudie

Im Ergebnis wurden zwei Designkonzepte entwickelt und den Partnern vorgestellt, deren Designsprache sich stark differenzierte. Aus der intensiven Diskussion der Designkonzepte ging eine finale Version hervor, die eine gelungene Mischung der beiden Vorschläge darstellt (Tabelle 1).

Design Konzept A		Design Konzept B		Finales Konzept	
Faceted	Fasen und Schrägen	Reduced	Reduziert	Faceted	Fasen und Schrägen
Robust	Robust	Integrated	Integrierend	Robust	Robust
Strong	Stark	Straight	Geradlinig	Integrated	Integrierend
Additive	Addition von Komponenten	Cubic	Quaderförmig	Strong	Stark
Futuristic	Futuristisch	Precise	Präzise	Additive	Addition von Komponenten
Sheltered	Schutz gebend	Monolithic	Monolithisch	Futuristic	Futuristisch
Textured	Strukturierte Oberflächen			Sheltered	Schutz gebend

Tabelle 1. Designmerkmale der vorgeschlagenen Konzepte und des finalen Konzeptes

3 ERGEBNISSE

Bild 8 zeigt das finale Ergebnis des Designprozesses. Dabei wurden die technischen Vorgaben der Fachexperten hinsichtlich der Dimensionen und der konstruktiven Verknüpfungen vollumfänglich berücksichtigt. Die Innovationen im Überblick:



Bild 8. Finales Design Transformer 2020

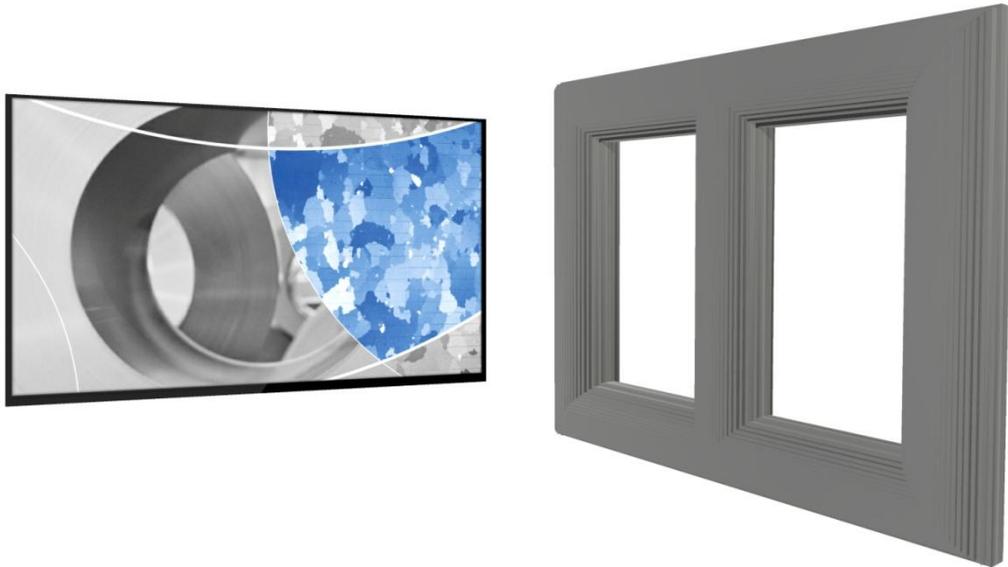


Bild 9. Kornorientierter Elektro Stahl (Grain Oriented Electrical Steel = GOES)

Der in Bild 9 beschriebene Werkstoff für Transformatorenkerne ist in verschiedenen Dicken erhältlich [0.30; 0.27; 0.23 mm]. Im Gegensatz dazu ist das neueste GOES-Material auch in einer Dicke von nur 0.18 mm verfügbar und weist höchste Permeabilität und geringste spezifische Verluste auf. Damit ist dieses Material hervorragend geeignet, um die Anforderungen der Europäischen Ecodesign-Richtlinie Tier 2 (2021) umzusetzen. Das Stapeln dieses Kernblechs ermöglicht eine Verbesserung des Transformatorendesigns und verringert Verluste und Geräusche.

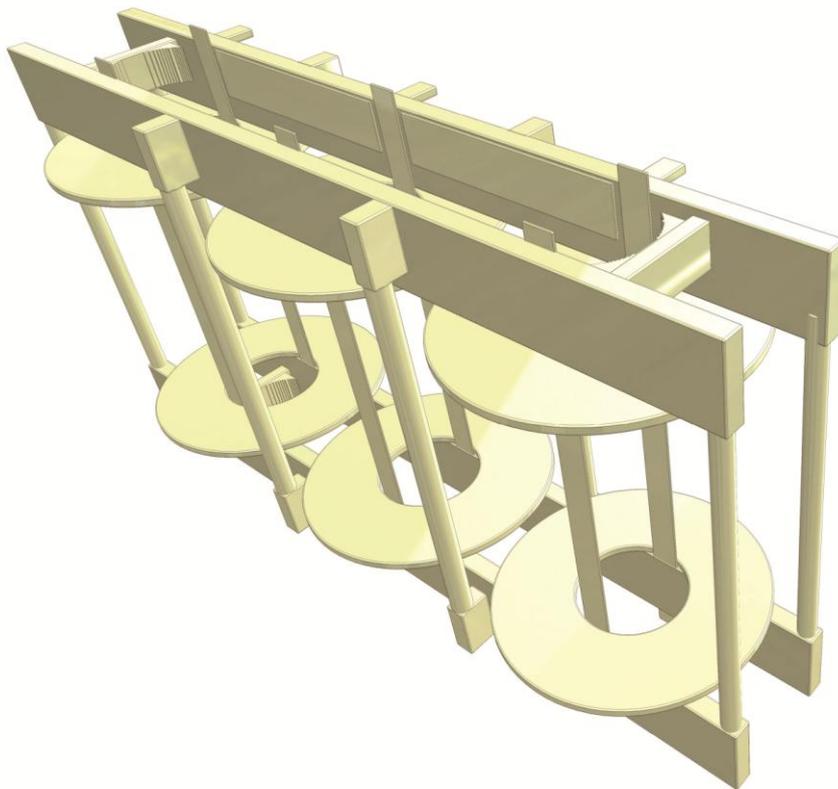


Bild 10: Streuverlustfreie Kern-Druckbalken

Um Verluste zu reduzieren und die Effizienz von ölgefüllten Transformatoren zu steigern werden Druckbalken aus Stahl durch Balken aus Durostone® GFK (glasfaserverstärktem Kunststoff) ersetzt (Bild 10). Metallische Druckbalken erzeugen im magnetischen Wechselfeld Streuverluste, die eine Erwärmung der Stahlbalken verursachen. GFK Druckbalken können die Verluste eines Transformators erheblich verringern.

Selbstjustierendes Spannsystem: In heutigen Transformatoren Designs werden die Wicklungen auf die Höhe der maximalen zu erwartenden Kurzschlusskraft unflexibel eingespannt. Pressboard Abstandhalter zwischen den Windungen schrumpfen aufgrund von dynamischen Belastungen und Materialalterung. Infolge dessen, nimmt die Einspannkraft der Wicklungen stetig ab. Federn aus Durostone® glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) zwischen Druckbalken und Druckring können den Schrumpf ausgleichen und halten die Einspannkraften der Wicklungen während der gesamten Lebensdauer des Transformators konstant.

Die bestehenden Öl-/Papierisoliersysteme haben eine begrenzte thermische Belastbarkeit. Mögliche Betriebstemperaturen von über 90°C verkürzen die Lebensdauer des Isoliersystems erheblich. Dies trifft insbesondere auf zellstoffbasierte Materialien wie Kraftpapier, Rollen- und Tafelpressspan zu. Durch den Abbau der Molekülketten des Zellstoffs wird die mechanische Stabilität dieser Materialien beeinträchtigt, was letztlich zu Ausfällen der Isolierung führen kann. Um diesem Alterungsmechanismus entgegenwirken zu können, werden die Isoliermaterialien aus Zellstoff mit Polymerfasern und/oder speziell behandelten Zellstofffasern verstärkt. Ziel ist es, die mechanische Festigkeit und gleichzeitig die Temperaturbeständigkeit der Pressspanisolierung zu optimieren. (Bild 11)

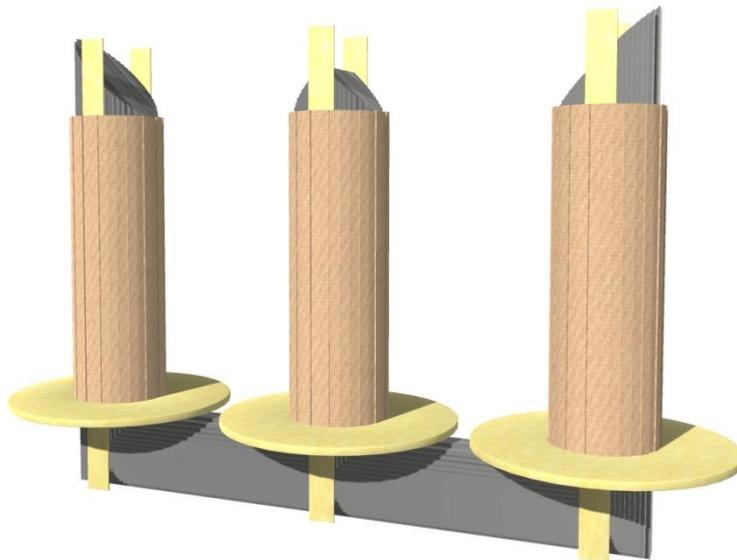


Bild 11. Verbesserte Pressspanisolierung für eine längere Lebensdauer

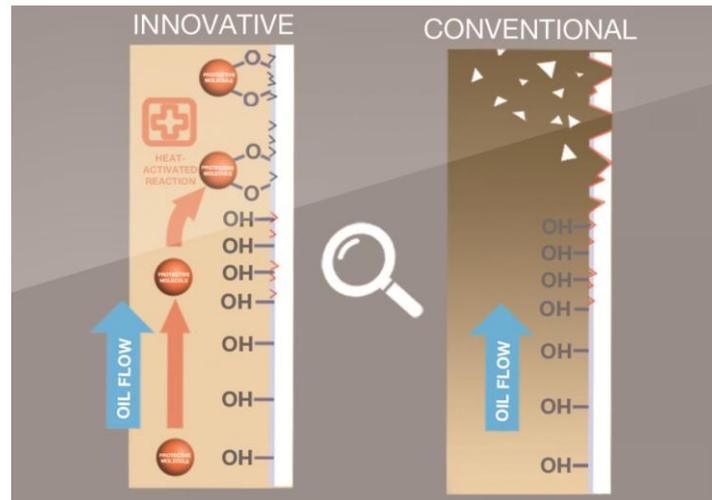


Bild 12. Öladditiv zum Schutz von Zellulosestrukturen

Die begrenzte thermische Stabilität heutiger Papier- und Pressspan-Isolationssysteme führen bei hohen Betriebstemperaturen zu einer spürbaren Reduktion der Lebensdauer. Daher wurde ein neues Konzept für ein Öladditiv entwickelt, das die Lebensdauer von Transformatoren-Isolationssystemen um bis zu 20 % verlängern kann. Auf der Oberfläche eines Papier- oder Board-Isolationssystems auf Zellulosebasis befinden sich chemisch reaktive Gruppen, die sich als Ankerpunkt für ein niedermolekulares Additiv eignen. Das Additiv wirkt, indem es an der Außenseite der Zellulosestruktur des Isolationssystems reagiert. (Bild 12)

Innovative Konzepte auf Basis von Servo-Motor-Antrieben werden die herkömmlichen Federkraftspeicher ersetzen. Damit wird es möglich, die Anordnung von Wähler und Vorwähler sowie des Lastumschalters frei im Trafokessel, zum Beispiel im Zwickel zwischen den Wicklungen zu wählen und damit das Transformatoren-Design zu optimieren. Durch die konsequente Anwendung der Vakuumtechnik für alle Schaltvorgänge im Stufenschalter wird ein einheitlicher Ölhaushalt möglich. (Bild 13)

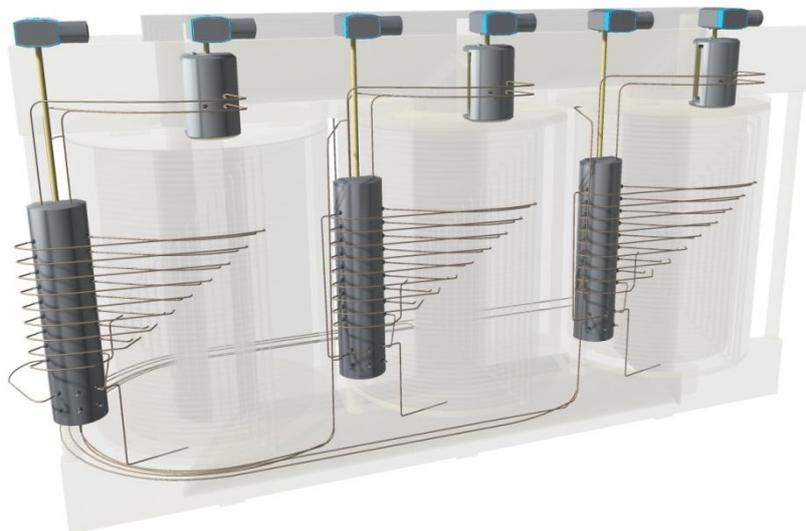


Bild 13. Neues Stufenschalterkonzept für die optimierte Auslegung von Transformatoren

Für die Steuerung des Stufenschalters und des Transformators wird weiterhin ein einheitliches Schaltschranksystem vorgeschlagen. Die Grundlage bildet eine einheitliche Software- und Hardware-Architektur mit offenen Schnittstellen. Damit werden alle Standardfunktionen einheitlich abgebildet und die Integration aller kundenspezifischen Sekundärfunktionen ermöglicht. Lösungen von Drittanbietern wie Sensoren und Softwarelösungen werden in die Plattform integriert. Die Sicherheits- und Schutzfunktionen aller Applikationen werden mit der Plattform-Architektur garantiert. Durch die Implementierung aller erforderlichen Protokolle ist die Anbindung an die Leit- und Schutztechnik garantiert. (Bild 14)



Bild 14. Integration aller Steuer- und Überwachungsfunktionen in einem einheitlichen Schaltschranksystem



Bild 15. Kompakte Anschluss Technik für die Umspannwerke der Zukunft

Basierend auf dem steckbaren Connex-System wurde eine Anschlusslösung zum Bau kompakter Leistungstransformatoren entwickelt. Diese können platzsparend auf deutlich geringeren Flächen oder sogar innerhalb von Gebäuden untergebracht werden. Über die steckbaren Hoch- und Mittelspannungsanschlüsse lassen sich die Transformatoren außerdem sehr schnell austauschen und sie bleiben flexibel einsetzbar auch bei veränderten Netzinfrastrukturen. Dazu gehören unter anderem ein neuer hochkompakter Mittelspannungsanschluss und ein feststoffisolierter Überspannungsableiter für Hochspannung. Da alle Komponenten berührungssicher sind, lassen sie sich selbst auf engstem Raum ohne Absperrung personensicher aufstellen und einfach inspizieren. Neben dem Platzgewinn bieten die steckbaren Verbindungen zudem Kostenvorteile bei Wartung und Austausch. (Bild 15)

Durchführungen in bewährter RIP-Technologie (Resin Impregnated Paper) bestehen u. a. aus Spezialpapier, das unter Vakuum mit Epoxidharz imprägniert wird. Allerdings ist Papier nicht nur ein guter Isolator, sondern es ist auch hygroskopisch, d. h. es nimmt Feuchtigkeit aus der umgebenden Atmosphäre auf. Da sich diese Feuchtigkeit negativ auf die Verlustleistung und die Alterung der Durchführungen auswirken kann, wird sie in der Produktion mit einem zeit- und kostenaufwendigen Trocknungsprozess stark reduziert. Durch intensive Forschung und Entwicklung ist es gelungen, das Spezialpapier in den Durchführungen durch ein Kunststoffvlies mit homogenen Materialeigenschaften und geringer Feuchtigkeitsaufnahme zu ersetzen. (Bild 16)



Bild 16: Papierfreie Durchführungen aus Resin Impregnated Synthetic (RIS)

Ein weiteres wichtiges Element am Transformator sind die Kühlsysteme. Diese sind für den Extremfall ausgelegt und deswegen für den normalen Kühlbedarf überdimensioniert. Ziel ist es, Standardkühler zu entwickeln, die über eine 'intelligente' Steuerung verfügen. Durch Anpassung der Ventilatorgeschwindigkeit mittels einer Steuereinheit sind verschiedene Kühszenarien möglich, zum Beispiel eine konstante Transformatortemperatur basierend auf Lastverteilung. Weiterhin kann eine Optimierung der Geräuschemission erfolgen, geringere Kühler- und Ventilatorverschmutzung aufgrund eines geringeren Luftvolumenstroms sowie ein geringerer Energieverbrauch realisiert werden. (Bild 17)



Bild 17. Lastabhängige Kühlung mit variabler Ventilator-drehzahl

Zunehmend gewinnt das Monitoring von Transformatoren größere Bedeutung. Die kontinuierliche Zustandsüberwachung des Transformators ermöglicht eine zustandsbasierte Wartungsstrategie mit dem Ziel, die Wartungsaufwendungen zu reduzieren und die Lebenserwartung zu verlängern. Das Monitoringsystem erfasst und analysiert alle relevanten Betriebsdaten, einschließlich der Überwachung des Laststufenschalters, Auslastung des Transformators, Temperaturen, Online-DGA sowie den Status der Schutzeinrichtungen. Da das System auf der Automationsplattform aufbaut, kann der Funktionsumfang problemlos erweitert werden: zum Beispiel durch die automatische Spannungsregelung und die intelligente Kühlanlagensteuerung. Der optische Sensorbus ermöglicht die Integration einer neuen Generation intelligenter Sensoren wie auch herkömmlicher Sensoren am Transformator. Aufgrund des robusten Designs garantiert er eine hohe Zuverlässigkeit. Intelligente Sensoren werden direkt vom Sensorbus erkannt und integriert, bei konventionellen Sensoren kommt ein Medienkonverter zum Einsatz. Dieser erfüllt zwei verschiedene Funktionen. Er wandelt herkömmliche Signale in optische Bussignale um und versorgt herkömmliche Sensoren mit der erforderlichen Energie. Dadurch verringert sich der Aufwand für die technische Auslegung und Installation erheblich. Das Busdesign stellt den für diese Anwendung entscheidendsten Aspekt sicher: einen gesicherten und zuverlässigen Informationsfluss. (Bild 18)



Bild 18. Kontinuierliches Online-Monitoring

Im Rahmen des Projektes wurden weitere interessante Technologien zum Monitoring entwickelt, wie zum Beispiel ein Referenzspannungsverfahren zur Bewertung von Durchführungen, das vibroakustische Monitoring für Stufenschalter und ein dielektrisches Online-Monitoring für Wicklungen und Durchführungen.



Bild 19. Portables System zur temporären Überwachung und Online-Diagnose

Ein mobiles System ermöglicht Monitoring und Diagnose eines Transformators im Betrieb (Bild 19). Folgende Parameter können überwacht und analysiert werden: Teilentladung in den Durchführungen und der Wicklung, sowie Kapazität und Verlustfaktor der Durchführungen. Mit dem portablen System lassen sich Transformatoren eingehend diagnostizieren, wenn es Indikatoren für einen Isolationsfehler gibt. Vorbereitete Anschlussadapter machen es möglich, das System anzuschließen ohne den Transformator außer Betrieb zu nehmen. Die Portabilität erlaubt es das System bei Bedarf einzusetzen und bietet daher eine wirtschaftliche Möglichkeit zur Zustandsbewertung einer ganzen Transformatorflotte.

4 EVALUATION

Im Rahmen des TRANSFORM® Events 2015 von 13. bis 15. Oktober in Wien wurden die Ergebnisse als 3D-Animation im Kinoformat dem Fachpublikum vorgestellt. Im Anschluss an diese Vorstellung wurden in einem separaten Raum die individuellen Innovationen von den jeweiligen Experten präsentiert und zur Diskussion gestellt. Nach dieser Diskussion wurden die Teilnehmer aufgefordert, im Rahmen einer Fragebogenaktion ihre Meinung zu den einzelnen Innovationen sowie zum Gesamtkonzept zu äußern. Zu allen Innovationen wurden die Items „Interesse an der Innovation“, „Antizipierter Nutzen bei der Anwendung der Innovation“ sowie die „Zukünftige Relevanz der Innovation“ abgefragt. Dabei wurde eine Skala von 1 bis 6 mit einer Schrittweite von 1 gewählt. Weiterhin wurde die Skala so gewählt, dass eine symmetrische Wertewahl nicht zulässig war. Die Ergebnisse (Bild 20) zeigen, dass die Werte für alle Innovationen im oberen Drittel der Skala liegen. Weiterhin ist sichtbar, dass das „Interesse“ deutlich über dem antizipierten „Nutzen“ liegt. Interessant wird dieses Ergebnis auch dadurch, dass die zukünftige „Relevanz“ wiederum deutlich über den zum heutigen Zeitpunkt angenommenen „Nutzen“ liegt.

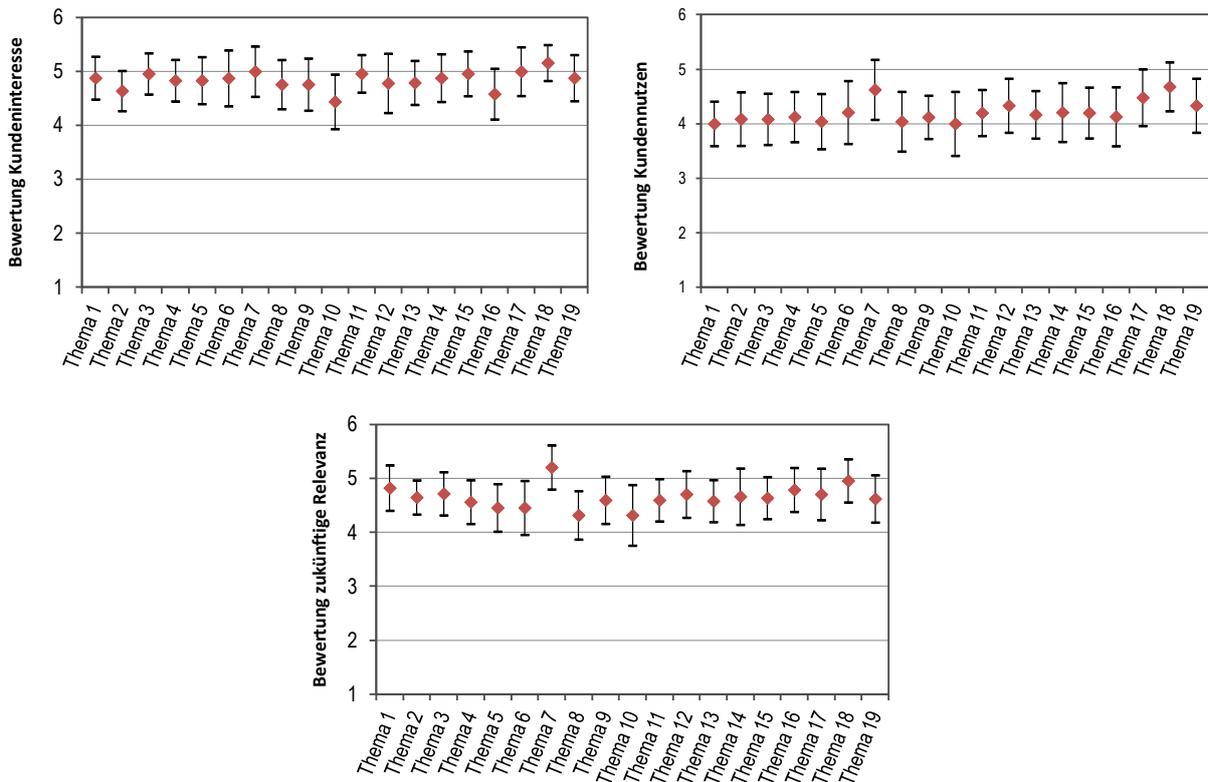


Bild 20. Bewertung der Innovationsideen durch Fachbesucher des TRANSFORM® Events 2015 (n=282)

Zusätzlich wurde von den Besuchern auch die Zugehörigkeit zu den folgenden Nutzergruppen erfasst: „Engineering“ (Dienstleiter und Anlagenbauer), „OEM“ (Transformatorhersteller), „Services“ (Service-Dienstleister) und „Utility“ (Energieversorger inklusive Betreiber von Industrienetzen). Darauf basierend wurden die Innovationen auf Unterschiede in der Bewertung durch die verschiedenen Nutzergruppen untersucht. Um die Signifikanz zwischen zwei Merkmalen zu prüfen, wurde ein T-Test durchgeführt {4}. Die dafür notwendige Varianz {3} wurde über den 95 %igen Vertrauensbereich {2} der angenommenen Gauss'schen Verteilungsfunktion bestimmt.

$$\bar{X}_{arithm} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n} \quad \text{arithmetischer Mittelwert} \quad \{1\}$$

$$\left[\left(\bar{X} - z_{\left(1-\frac{\alpha}{2}\right)} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \right); \left(\bar{X} + z_{\left(1-\frac{\alpha}{2}\right)} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \right) \right]; \text{ mit } \frac{\alpha}{2} = 0,05 \quad \text{Vertrauensbereich} \quad \{2\}$$

$$S(x_{normal\ distribution}) = \frac{\sum (x - \bar{x})^2}{n} \quad \text{Varianz} \quad \{3\}$$

$$T = \sqrt{\frac{nm}{n+m}} \frac{\bar{X} - \bar{Y} - \omega_0}{S} \sim t_{n+m-2}$$

\bar{X}, \bar{Y} ... Mittelwert der Vergleichsstichprobe
 ω_0 ... Signifikanzniveau
 S ... Varianz
 t_{n+m-2} ... T-Verteilung
 n, m ... Parameter der T-Verteilung

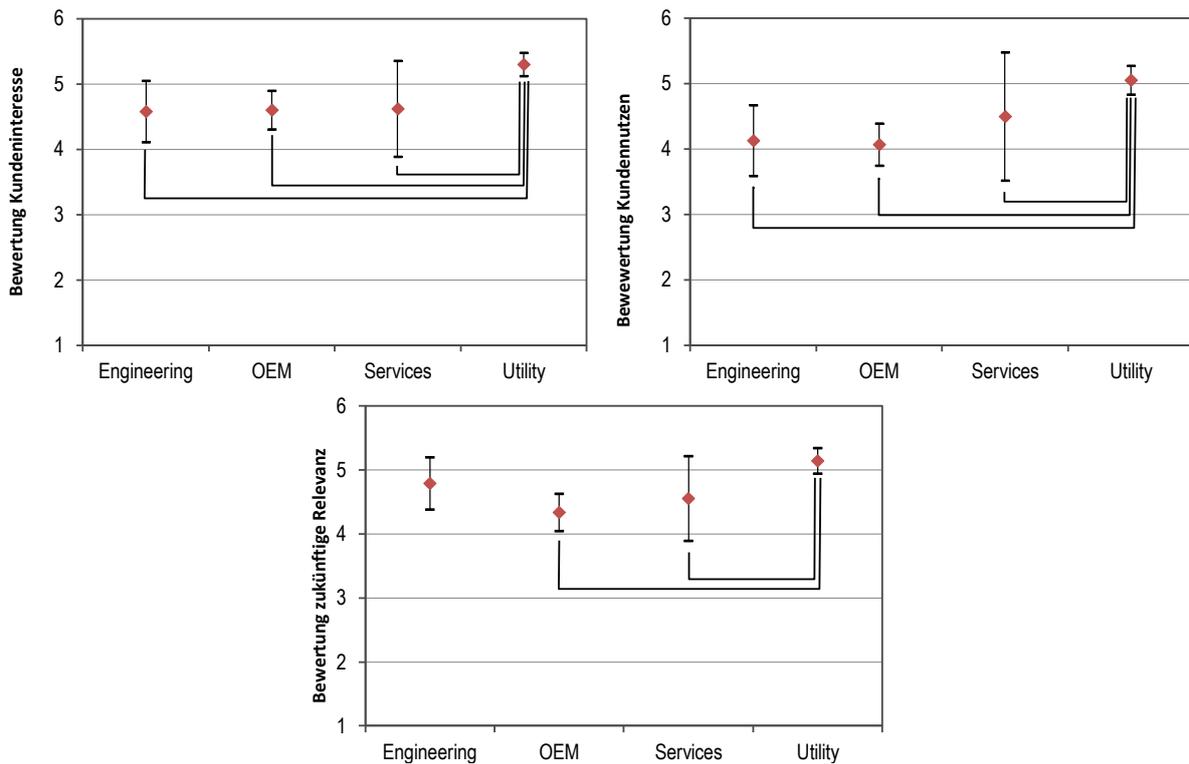


Bild 21. Bewertung der Innovationsideen innerhalb der Nutzergruppen

Im Bild 21 ist der Vergleich eines Beispiels der Bewertung einer Innovationsidee durch die verschiedenen Nutzergruppen exemplarisch dargestellt. Dabei kann sehr deutlich festgestellt werden, dass in dem gewählten Beispiel ein signifikant größeres „Interesse“ der Kundengruppe „Utility“ gegenüber allen anderen Nutzergruppen besteht. Ebenso wird der „Nutzen“ durch diese Nutzergruppe signifikant größer eingeschätzt. Hinsichtlich der „Relevanz“ fällt auf, dass die Nutzergruppe „Engineering“ sich der Nutzergruppe „Utility“ annähert, so dass sich nur noch „OEM“ und „Services“ signifikant unterscheiden. Die Schlussfolgerung daraus ist, dass die zugrunde liegende Innovation von der Nutzergruppe „Utility“ als sehr relevant eingeschätzt wird. In der langfristigen Perspektive scheinen die Vorteile auch für die Nutzergruppe „Engineering“ größer zu werden. Im Bereich „OEM“ und „Services“ gibt es eine signifikant geringere Akzeptanz. Daraus leiten sich konkrete Maßnahmen für die weitere Bearbeitung der Innovation ab. Was sind die Hemmnisse im Bereich „OEM“ und „Services“? Können diese Hemmnisse bei der technischen und logistischen Umsetzung der Innovation reduziert oder beseitigt werden? Inwieweit können „OEM“ und „Services“ am Nutzen durch die Nutzergruppe „Utility“ partizipieren?

5 ZUSAMMENFASSUNG

Innovation wird im Spannungsfeld von Technologiedruck und Marktsog geboren. Mit dieser interdisziplinären Studie wurde gezeigt, wie Innovationen an einem über 100 Jahre bekannten technischen System entstehen können. Wesentliche Erfolgsfaktoren waren die Vielzahl der technischen Ausgangsideen, die strukturierte Verdichtung der Ideen auf Basis der Bedürfnisse der verschiedenen Nutzergruppen und des Marktes. Die Begleitung des Prozesses der Ideengenerierung durch Industrie-Designer ermöglichte eine direkte und markante Visualisierung der Ideen. In einem zweiten Schritt wurden die erfolversprechenden Ideen ausdetailliert und bildeten damit die Grundlage für die Entwicklung eines neuen Produktdesigns für das System Transformator. Mit der Definition der stilbildenden Faktoren für das Produktdesign wurde ein Prozess initiiert, bei dem die Industrie-Designer in Interaktion mit den technischen Experten herkömmliche Funktionen und deren Ausprägungen in Frage stellten und damit die Funktionalität der einzelnen Innovation bedeutend verbessern konnten. Weiterhin forderte dieser Prozess eine sehr intensive Auseinandersetzung mit den Interaktionen der einzelnen Innovationen untereinander, mit dem Ziel ein optimiertes Gesamtsystem aller Komponenten zu erhalten. Ein weiteres wichtiges Thema stellte auch die Bedienbarkeit dar, wozu in Usability-Workshops die Innovationen mit Vertretern aller Nutzergruppen verprobt wurden.

Das Ergebnis der Studie wurde einem breiten Fachpublikum vorgestellt und mit diesem intensiv diskutiert. Mit Hilfe einer Befragung des Fachpublikums konnten Aussagen zum jeweiligen Interesse, des Nutzens und der zukünftigen Relevanz der einzelnen Innovationen sowie des Gesamtkonzeptes eruiert werden. Auf dieser Basis werden die Industriepartner im Projekt entscheiden, welche der Innovationen in welchem Zeitraum umgesetzt werden. Weiterhin wird mit Herstellern und Betreibern diskutiert, inwieweit eine exemplarische Umsetzung des Gesamtkonzeptes möglich ist.

BILDNACHWEISE

Die Urheberrechte der Bilder 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 liegen bei DesignTech, Ammerbuch. Die hier genutzten Grafiken entstanden in Zusammenarbeit von DesignTech, NMY und den Partnerunternehmen der TRANSFORM® Plattform: HSP & Trench Bushing Group, Kelvion Safety Heat Exchangers (vormals GEA), Krepel Group, Maschinenfabrik Reinhausen & HIGHVOLT Prüftechnik, Nynas AB, Omicron electronics, Pfisterer Kontaktsysteme, Röchling Engineering Plastics und thyssenkrupp Electrical Steel.

Hochspannungsfreileitungen für die Energiewende

Dr.-Ing. habil. Konstantin O. Papailiou

Chairman CIGRE Studienkomitee für Freileitungen

konstantin@papailiou.ch

KURZFASSUNG

Die sog., primär politisch motivierte, Energiewende nach dem Reaktorunfall von Fukushima, hat den Fokus auf die elektrischen Hochspannungsfreileitungen gelenkt. Einerseits bedarf es bei der geforderten Einbindung von hoher Erzeugungskapazität von erneuerbaren Energiequellen, insb. von Windkraftanlagen, einen massiven Ausbau des Übertragungsnetzes, andererseits stösst dieser Ausbau an Widerstände der Bevölkerung. Der folgende Aufsatz soll die Zusammenhänge erläutern und über internationale Erfahrungen berichten, wie dieser Konflikt gelöst werden kann. Die Brücke zu den „Seiltagen“ wird geschlagen indem über eine speziellen Art von Seilen, den sog. Leiterseilen und einen deren Besonderheiten im Vergleich zu den Drahtseilen berichtet wird.

1 HISTORISCHE ENTWICKLUNG

Es wird immer wieder behauptet, dass der elektrische Strom, ohne welchen in den Industrienationen kaum eine Tätigkeit vorstellbar ist, „aus der Steckdose kommt“. Dabei wird oft übersehen, dass er, bis er zur Steckdose ankommt, einen sehr weiten Weg zurücklegen muss und dass der grösste Teil dieses Weges oberirdisch über sog. Hochspannungsfreileitungen verläuft, Abb. 1.

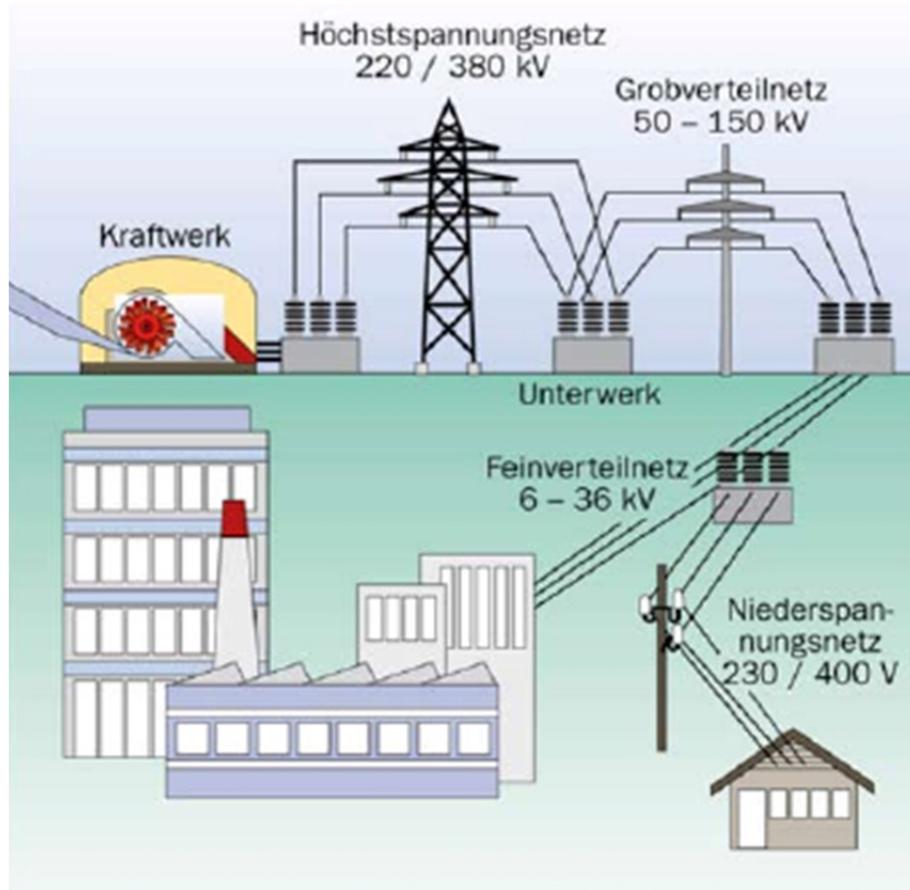


Abb. 1 Vom Kraftwerk zum Verbraucher

Was heutzutage als selbstverständlich erscheint, bedurfte einer 125-jährigen Entwicklung. Von der ersten -deutschen- Drehstrom-Fernübertragung, gebaut von Oskar von Miller im Jahre 1891, über eine Entfernung von 175 km von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main unter Verwendung von Holzmasten, Abb. 2a, bis zu den heutigen 1000 kV Mastriesen in China und Indien, Abb. 2b, ist auf diesem Gebiet „viel Wasser dem Neckar heruntergeflossen“.

Von den 4 mm dünnen Kupfedrähnen, welches Oskar von Miller eingesetzt hatte um ca. 220 kW zu übertragen, sind bei den 1000 kV Leitungen heutzutage sog. Achter-Bündel im Einsatz, Abb. 2b, damit die 3000 MW Leistung sicher über Distanzen von bis zu 1000 km transportiert werden können.



Abb 2a Links: Holzmast der Freileitung, von Oskar von Miller (1891)

Abb 2b Rechts: 1000 kV AC Stahlgittermast in China, man erkennt gut die Achter-Bündel plus Feldabstandhalter

2 LEITERSEILE FÜR HOCHSPANNUNGSFREILEITUNGEN

Die sog. Leiter, das sind die zwischen zwei Stützpunkten einer Freileitungen frei gespannten und unter Spannung stehenden Seile, sind die einzige aktive Komponente einer Freileitung, da sie den Strom führen und somit die Übertragung der elektrischen Energie ermöglichen. Sie sind zudem die teuerste Einzelkomponente der Leitung, schlagen sie doch mit Kosten zwischen 30% und 50% der gesamten Errichtungskosten zu Buche.

Wie schon erwähnt, wurden in den Anfängen der Energieübertragung zunächst eindrätige Kupferleiter verwendet. Wegen des relativ hohen Gewichtes von Kupfer waren die Spannweiten kurz, was die Gesamtkosten erhöhte. Erste Freileitungen mit Aluminiumleitern wurden 1895 in Kalifornien und 1900 in Deutschland errichtet. Die erste Freileitung mit einem siebendrätigen Aluminiumseil entstand 1897 in Connecticut und blieb über 50 Jahre in Betrieb. Aluminium ist damit seit über 100 Jahren für Freileitungsseile mit Vorteil im Einsatz und zwar beträgt beim Aluminium das Verhältnis zwischen Leitfähigkeit und spezifischem Gewicht das Doppelte als das vom Kupfer, das Verhältnis von Festigkeit zum Gewicht ist um ca. 30% grösser.

Eine massgebende Weiterentwicklung fand in 1907 statt durch die Einführung der sog. Verbundseile, bestehend aus einem Stahlkern und einem Aluminiummantel. Bei diesen Seilen übernimmt der hochfeste Stahlkern primär die mechanischen „Aufgaben“, der Aluminiummantel dagegen ist für „das Elektrische“ verantwortlich. Schätzungsweise 80% aller Freileitungen weltweit sind mit solchen Stahl-Aluminium Seilen (eng. ACSR, Aluminium Conductor Steel Reinforced) ausgerüstet.

In der Schweiz wurde in 1921 das sog. Aldrey (engl. AAAC, All Aluminium Alloy Conductor), eine Aluminium-Magnesium Legierung, für Leiterseile eingeführt, welche ähnlich gute elektrischen und mechanischen Eigenschaften wie Aluminium-Stahlseile aufwies und zwar bei reduziertem Gewicht und besserer Korrosionsbeständigkeit. Aldrey Seile und Aldrey-Stahl Seile werden in den letzten

Jahren in vielen Ländern, vor allem in Küstennähe, bevorzugt eingesetzt. Nachteilig gegenüber Aluminium-Stahl Seilen ist deren höhere Wärmeausdehnungskoeffizient, der zu einem höheren Durchhang und somit zu höheren -und teureren- Masten und Fundamenten führt.

Leiteseile sind praktisch ausschliesslich Spiralseile, Abb. 4. Die Stahldrähte haben Durchmesser zwischen 1.25 und 4.75 mm, eine Festigkeit zwischen 1200 N/mm² und 1800 N/mm² und sind verzinkt. Die Aluminiumdrähte dagegen besitzen einen Durchmesser zwischen 1.7mm und 3.73 mm bei einer mechanischen Zugfestigkeit zwischen 160 N/mm² und 200 N/mm² (Aldrey bis 325 N/mm²).

Die Dauerstrombelastbarkeit wird bei 35° Umgebungstemperatur und einer angenommenen Windgeschwindigkeit von 0.6 m/s ermittelt und beträgt, je nach Leiterquerschnitt, bis zu 1500 A, das entspricht einer Stromdichte von ca. 1.5 A/mm².

Die einzelnen Lagen von Leiteseilen werden mit gegenläufigen Schlagrichtungen geschlagen, wobei die Aussenlage bevorzugt rechts geschlagen wird. Die Schlaglängenverhältnisse betragen dabei 14 bis 26 bei Stahldrähten und 10 bis 16 bei Aluminiumdrähten. Sie sollen von innen nach aussen abnehmen oder können allenfalls gleich bleiben. Die Anzahl der Drähte variiert zwischen 1 und 19 für den Stahlkern und 6 und 72 für den Aluminiummantel. Dadurch ergeben sich Verhältniswerte zwischen Aluminiumquerschnitt und Stahlquerschnitt von 1.4 bis zu 23.1, wobei heutzutage Werte zwischen 6.0 und 14.5 mehrheitlich verwendet werden.

Eine „Spezialität“ von Freileitungsseilen ist das sog. Kriechen. Bei konstanter mechanischer Belastung verlängert sich das Seil mit der Zeit und insb. die Aluminiumdrähte. Das hat zur Folge, dass mit der Zeit der Durchhang des Seiles sich vergrössert, was schon bei der Leitungsauslegung berücksichtigt werden muss, damit nicht zu einem späteren Zeitpunkt, die aus der elektrischen Sicherheit erforderlichen Bodenabstände nicht unterschritten werden.

Es sei am Rande vermerkt, dass traditionell im englischsprachigen Raum (und somit auch international), Leiteseile Tiernamen besitzen, von Ostrich und Pelikan bis Rabbit und Bear, aber auch Exotisches wie Cukatoo und was sonst das (Jäger-) Herz begehrt.

Mit der Einführung einer Übertragungsspannung von 220 kV im Jahre 1929 wurde man mit dem Koronaproblem konfrontiert. Mit Korona bezeichnet man in der Hochspannungstechnik sog. Teilentladungen an der Leiteroberfläche, wenn die dort herrschende elektrische Feldstärke einen kritischen Wert übersteigt (ca. 21 kV/cm). Diese Entladungen haben zur Folge Radio und TV-Störungen und vor allem beim Regen unangenehme Geräuschentwicklungen, aber auch nennenswerte Übertragungsverluste.

Als Lösung boten sich die sog. Bündelleiter, eine weitere deutsche Erfindung, bei welchen ein Eizelleiter durch zwei oder mehrere Teilleiter, welche in einer entlang des Spanfeldes gleichbleibenden geometrischen Form angeordnet sind, ersetzt wird, Abb. 4. Dadurch reduziert sich zum einen die Feldstärke an der Leiteroberfläche unterhalb der „Korona-sicheren“ 17 kV/cm und zum anderen ist es möglich bei gleichem Leitergesamtquerschnitt eine höhere Leistung optimal zu übertragen; man spricht hier von einer Erhöhung der sog. „natürlichen Leistung“ der Freileitung. Eine Energieübertragung mit Spannungen ab 420 kV ist ohne Bündelleiter praktisch nicht möglich.

Die Teilleiter werden in Europa mit einem Abstand von 400 mm verlegt und durch Abstandhalter (engl. spacer) mit einem Einbauabstand von ca. 50 bis 80 m vom Zusammenschlagen durch Kurzschluss oder Wind geschützt. Durch das Integrieren in den Gelenken dieser ursprünglich starren Abstandhalter von elastischen, gummiähnlichen Dämpfungselementen, können winderregte Schwingungen reduziert werden. Man spricht in diesem Fall von dämpfenden Feldabstandshaltern (engl. spacer damper), Abb. 2b.

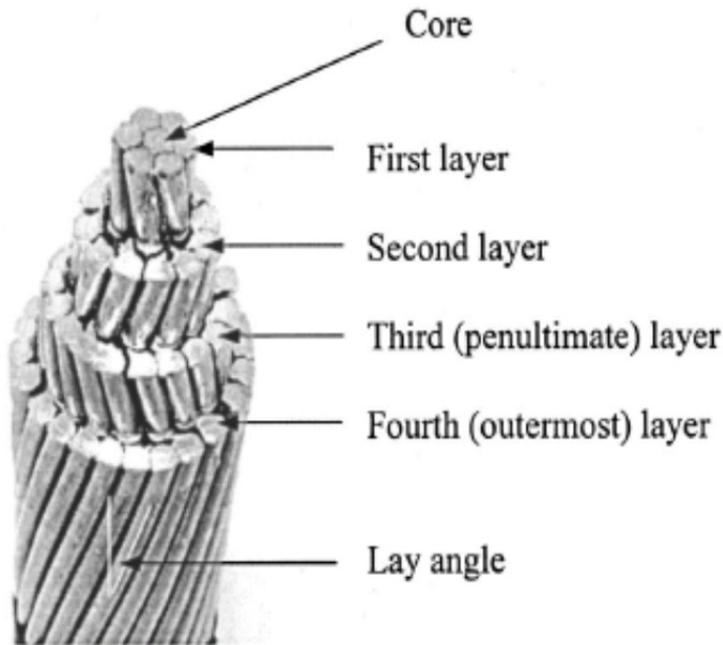


Abb. 3 Links: Aufbau eines typischen Leiterseiles

Abb. 4 Rechts: Achter-Bündel für 1000 kV AC

3 DAS LEITUNGSBAUDILEMMA

Durch den Reaktorunfall im japanischen Kernkraftwerk von Fukushima wurde in Deutschland und auch kurz danach in der Schweiz der Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen, was gleichbedeutend mit der Stilllegung von den bestehenden und den Verbot von neuen Kernkraftwerken ist. Ersetzt sollen diese durch sog. Regenerative Energien, primär sind das Windkraftanlagen (WKA), welche naturgemäss mit Vorteil „off-shore“ erstellt werden. Das bedeutet das in nicht allzu fernen Zukunft (2020), grosse Mengen von elektrischer Energie von der Peripherie Europas zu den Industriestandorten im Zentrum Europas übertragen werden müssen, Abb. 5. Laut einer aktuellen Schätzung der Deutschen Energie Agentur (DENA) werden nur in Deutschland dafür ca. 3000 km neue 420 kV Freileitungen (z.T. unterirdisch verkabelt) benötigt, was in der heutigen politischen Landschaft schwer zu realisieren scheint. Um das zu illustrieren sei hier bemerkt, dass eine frühere DENA Studie (vor der sog. Energiewende), den Bedarf von neuen Hochspannungsleitungen auf ca. 800 km beziffert hat; heute sind davon nüchterne 200 km realisiert.

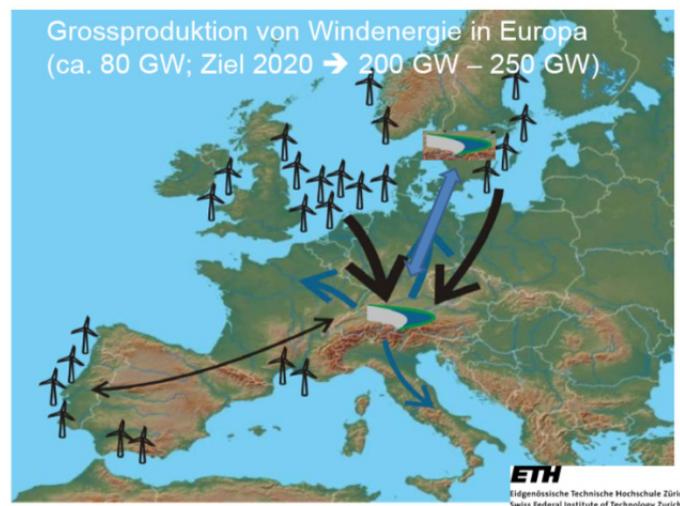


Abb. 5 Energielastflüsse in Europa in 2020 (schematisch)

Dazu kommt, dass die Mehrheit der bestehenden Leitungen in den Industrienationen mit einer Laufzeit von über 50 Jahren, das Ende deren Lebensdauer bald erreichen sollte, was in Abb. 6 der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) klar zum Ausdruck kommt. Von den erforderlichen 42000 km neuen Hochspannungsleitungen bis 2020, ist mehr als die Hälfte (26000 km) erforderlich um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In vielen Fällen heisst das, dass bestehende Leitungen, welche ihrer nützlichen (d.h. auch wirtschaftlich sinnvollen) Lebenserwartung sich nähern, durch neue Leitungen ersetzt werden sollten. Die dafür erforderlichen Investitionssummen sind enorm. Man schätzt nur für die ersten fünf Jahre einen Bedarf von 25-30 Mrd. €.

Das sog Leitungsbaudilemma besteht nun darin, das in breiten Schichten der Bevölkerung, vor allen in den Industrienationen, eine sog. „Fuenfer und Weggli“ Mentalität herrscht. Soll heissen, man möchte alle Annehmlichkeiten des Lebens, welche mit einer „grenzenlosen“ und praktisch 100% sicheren Stromversorgung umhergehen in Anspruch nehmen, ohne dass die dafür erforderliche Infrastruktur, insb. die bei vielen leider „verhassten“ Freileitungen, ausgebaut wird. Die negative Rolle der Massenmedien und mancher selbsternannten Experten, welche darin regelmässig über diverse Horrorszenarien berichten dürfen, darf bei dieser negativen Stimmung nicht unterschätzt werden. Es ist deswegen von grosser Bedeutung, dass renommierte Institutionen sachkundig sich dieser Thematik annehmen und neutral die Fachwelt und die Öffentlichkeit informieren.

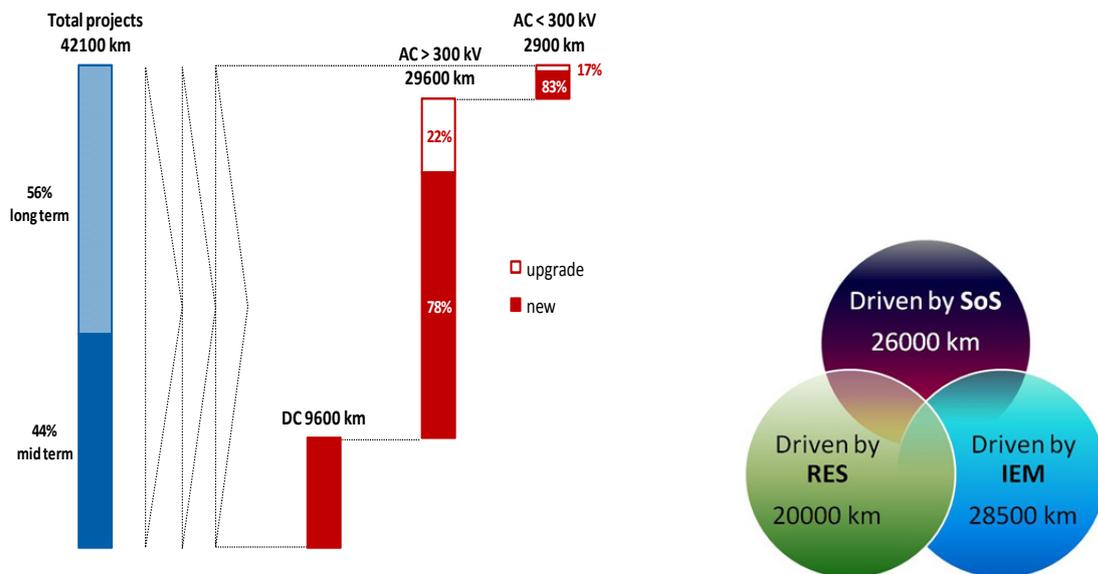


Abb. 6 Ausbaubedarf des Europäischen Hochspannungsnetzes (REM: Regenerative Energy Sources, IEM: Integration of Electricity Markets, SoS: Security of Supply)

4 DIE ROLLE DER CIGRE

Die CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques, International Council on Large Electric Systems) wurde 1921 in Paris gegründet und ist heute mit über 10000 persönlichen und Firmenmitgliedern aus über 90 Ländern, die bedeutendste regierungsunabhängige, nicht gewinnorientiert, internationale Vereinigung auf dem Gebiet der elektrischen Netze (www.cigre.org). Die Stärke der CIGRE basiert auf ihrer Struktur in sog. Studienkomitees, die je einen Aspekt des Netzes behandeln, z.B. das Studienkomitee B2, welches für die Freileitungen zuständig ist. Die Studienkomitees wiederum sind in sog. Arbeitsgruppen unterteilt, welche sich mit speziellen Fragestellungen befassen. In diesen Arbeitsgruppen wirken mit Vertreter der Industrie, der Stromversorgungsunternehmen sowie der akademischen und der Forschungsinstitutionen aus der

ganzen Welt und „produzieren“ technische Berichte, welche den jeweiligen Stand der Technik dokumentieren.

CIGRE verfolgt die folgenden vier strategischen Ausrichtungen:

- Netzwerke der Zukunft
- Optimale Ausnutzung der Netze
- Umwelt und Nachhaltigkeit
- Information auch für Nicht-Fachleute

Diese werden im Freileitungskomitee, welches der Autor dieser Zeilen leiten darf, in den folgenden strategischen Zielen umgesetzt:

- Erhöhen der Akzeptanz von neuen Freileitungen
- Vergrössern der Übertragungskapazität von bestehenden Freileitungen
- Optimieren der Betriebssicherheit von neuen und bestehenden Freileitungen

Beispiele aus der Praxis sollen aufzeigen wie diese Ziele erreicht werden können.

5 ERHÖHEN DER AKZEPTANZ

Das auffälligste Merkmal einer Freileitung sind deren Tragkonstruktionen. Für Hochspannungsleitungen sind das fast ausschliesslich sog. Stahlgittermaste, Abb. 7.



Abb. 7 Ein „Mastenmeer“ in der arabischen Wüste

Auch wenn so ein Bild das Herz eines Leitungsbauers höher schlagen lässt, wird heute bei der Planung von neuen Leitungen versucht mit eher unkonventionellen Mastbildern die Öffentlichkeit zu überzeugen. Man spricht von sog. ästhetischen oder Landschaftsmasten (engl. landscape towers). Die Idee ist Maste zu kreieren, welche sich der Umgebung gut anpassen, Abb. 8a, oder aber als „Kunstwerk“ das Publikum regelrecht anziehen, Abb. 8b. Solche Maste sind bis jetzt vor allem in Skandinavien, Frankreich und in den USA realisiert. Eine spezielle CIGRE Arbeitsgruppe hat zu diesem Thema eine ausführliche Dokumentation zusammengestellt.

Eine etwas „bodenständige“ Variante zu diesen doch z.T. etwas futuristischen Mastdesigns, stellen die Kompaktleitungen dar. Kompaktleitungen sind eine interessante Alternative zu konventionellen Freileitungen, dort wo die Durchleitungsrechte einerseits aber auch die optische Be-

der Landschaft andererseits von Bedeutung sind. Zudem bieten Kompaktleitungen weitere Vorteile, wie z. B. eine höhere übertragbare Leistung sowie niedrigere EMV-Belastung und all dies zu Kosten, welche nicht notwendigerweise höher als die Kosten für eine konventionelle Leitung sein müssen. Die ersten Kompaktleitungen sind schon in den 70er Jahren des letzten Jahrhunderts gebaut worden [4.1, 4.2], an Bedeutung haben sie erst gewonnen mit der breiten Einführung der Verbundisolatoren, welche erst in den 90ern richtig einsetzte. Der Grund dafür ist, dass die Isoliertraversen welche für den Bau von Kompaktleitungen unabhömmlich sind, primär auf Druck belastet werden und dabei relativ große Verformungen erleben, was für Verbundmaterialien weniger ein Problem darstellt als bei den herkömmlichen Isoliermaterialien (Porzellan, Glas).

Konkret sind folgende Eigenschaften von Verbundisolatoren für den Einsatz bei Isoliertraversen von Vorteil:

- Hohe Biegefestigkeit
- Elastizitätsgrenze in der Nähe der Bruchfestigkeit
- Hohe Bruchdehnung
- Nicht spröde

Heutzutage gibt es mehrere Beispiele von Kompaktleitungen, welche sogar bei 420 kV problemlos operieren [4.3–4.5].

6 VERGRÖSSERN DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT

Erfahrungsgemäss braucht es hierzulande mindestens 10 Jahre von der ersten Planung bis zur Realisierung einer Freileitung. In vielen Fällen aber, müssen die Netzbetreiber die Übertragungskapazität einer Leitungstrasse kurzfristig erhöhen, z.B. wenn erkennbar ist, dass durch den zunehmenden Stromhandel (Stichwort: Liberalisierung des Strommarktes) Engpässe im Netz entstehen, was wiederum die Versorgungssicherheit gefährden kann.

Als probates Mittel dafür, wurden in den letzten Jahren die sog. Hochtemperaturseile entwickelt.



Abb. 8a Links: Der Kaktus-Mast



Abb. 8b Rechts: Alles klar, oder?

Es handelt sich dabei um neuartige, z.T. „exotische“ Seilkonstruktionen, Abb. 9a&b, welche bei Temperaturen bis zu 250° C ihre Festigkeitseigenschaften beibehalten aber auch, durch die Verwendung spezieller Legierungen mit tiefen Wärmeausdehnungskoeffizienten, einen wesentlich kleineren Durchhang als konventionelle Seile aufweisen, Abb. 10. Auch hierfür sind mehrere CIGRE Arbeitsgruppen aktiv und haben schon ein reichhaltiges Angebot an technischen Broschüren bereitgestellt.

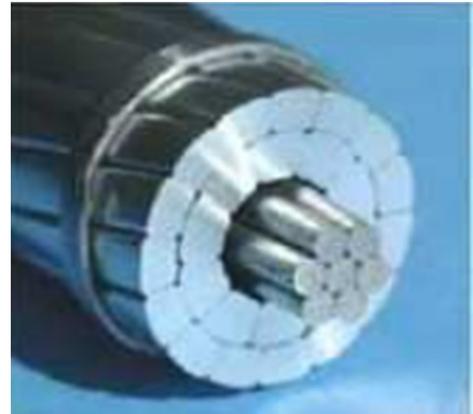
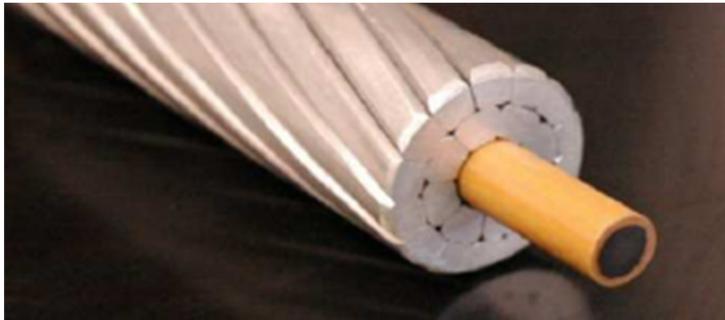


Abb. 9a Links: ACCC-Seil (Aluminum Conductor Composite Core)

Abb. 9b Rechts: GAP-Seil

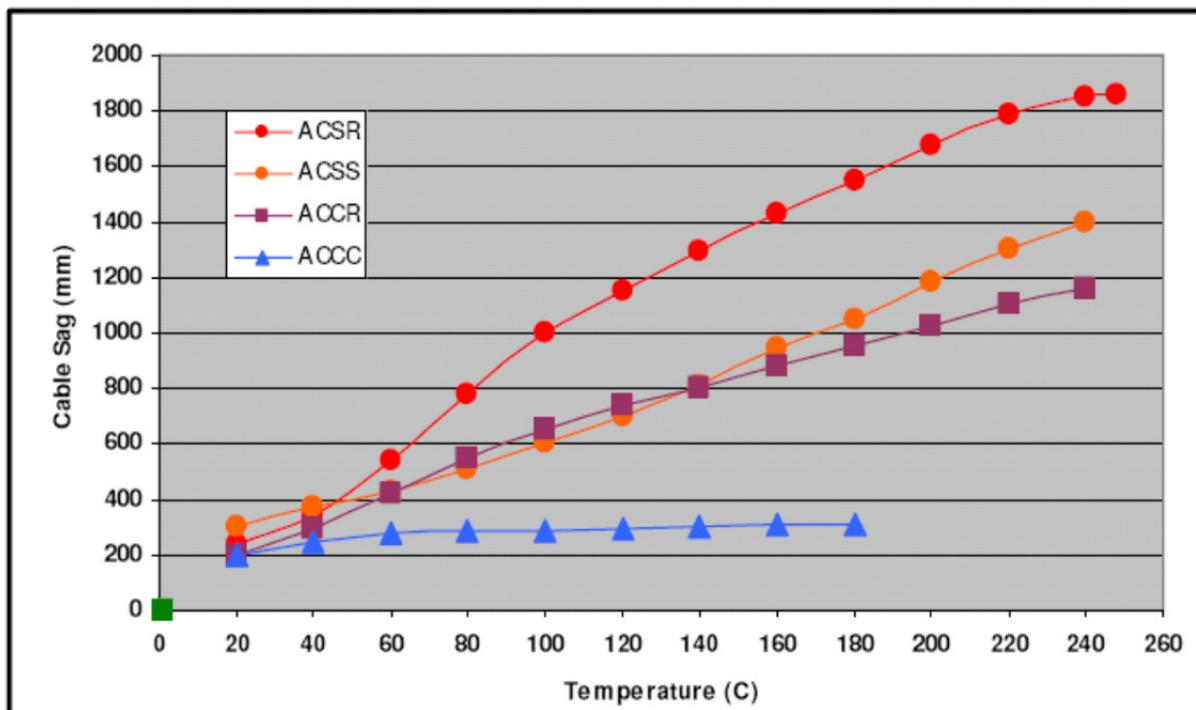


Abb. 10 Seildurchhang über Seiltemperatur für verschiedene Hochtemperaturseile (ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced, ACSS: Aluminium Conductor Steel Supported, ACCR: Aluminium Conductor Composite Reinforced, ACCC: Aluminium Conductor Composite Core)

Eine relativ neue Entwicklung zur Erhöhung der Übertragungskapazität, ist das Konzept der sog. Hybrid Leitung, eine weitere Schöpfung von Deutschen Ingenieuren, auch diesmal in bester Zusammenarbeit mit Kollegen aus der Schweiz. Dabei geht es um die Konversion eines 380-kV-Dreiphasen-Wechselstromsystems von bestehenden mehrsystemigen Freileitungen zu einem bipolaren 400-kV-Gleichstromsystem, Abb 11.

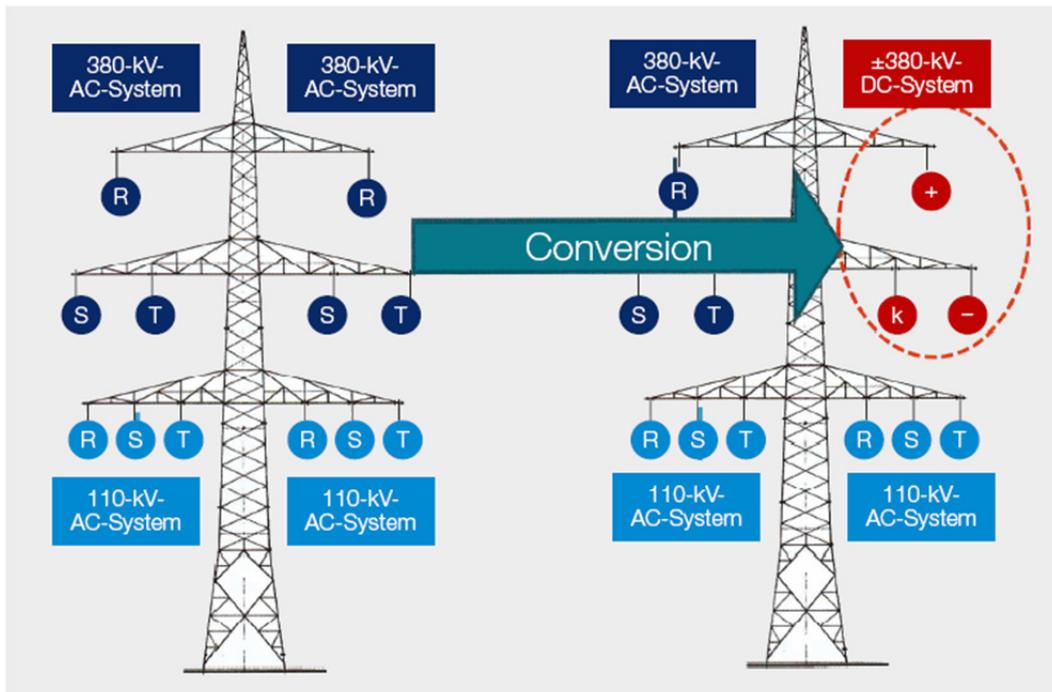


Abb. 11 Konversion von AC zu DC

Beim Bau neuer leistungsfähiger Verbindungen über grosse Distanzen hat nämlich Gleichstrom (direct current, DC) gegenüber Wechselstrom (alternating current, AC) diverse Vorteile. Neben den Kosten sind insbesondere die geringeren elektrischen Leitungsverluste, die gute Spannungsstabilität, der vernachlässigbare Blindleistungsbedarf und die kompakte Freileitungs- und Kabelbauweise erwähnenswert. Im Leitungsbau braucht es für eine einsträngige, monopolare DC-Verbindung nur zwei, für eine zweisträngige, bipolare DC-Verbindung mit metallischem Rückleiter nur drei Hauptstromleiter, während Dreiphasen-AC-Systeme für eine einsträngige Verbindung bereits drei Hauptleiter benötigen. Für Höchstspannungs- Gleichstromverbindungen mit DC-Freileitungen liegen jahrzehntelange Erfahrungen bis zu Nennspannungen von ± 600 kV vor. DC-Teilverkabelungen sind zwar auf der Höchstspannungsebene deutlich teurer als DC-Freileitungen, aber einfacher realisierbar als AC-Kabelsysteme. Die Problematik des grossen Blindleistungsbedarfs bei AC-Verkabelung entfällt bei DC völlig, was die technologische Realisierung dieser Lösung stark vereinfacht. Zudem lassen sich bei DC-Freileitungen die bei AC stark umstrittenen Grenzwerte für die elektromagnetischen Feldstärken problemlos einhalten. Nachteilig bei den DC-Systemen sind Aufwand, Raumbedarf, elektrische Verluste und Kosten der Umrichterstationen, dementsprechend auch die bei AC-Leitungen einfach mögliche Ausschlagung für die Einbindung neuer Anschlüsse, seien es Kraftwerke, Netze oder Lasten.

Je nach Anforderungen können für neue Hochleistungs-DC-Verbindungen bestehende Leitungskorridore bzw. bestehende Leitungsgestänge genutzt werden. Entweder entsteht dabei eine reine DC-Leitung oder eine AC-DC-Hybridleitung mit AC- und DC-Systemen auf einem gemeinsamen Gestänge. Ein relativ einfacher Fall liegt bei der Konversion eines 380-kV-Leitungsstrangs einer mehrsystemigen AC-Leitung in eine bipolare DC-Verbindung vor. In einer ersten Machbarkeitsstudie, aus welcher hier zitiert wird [14], wurde für eine solche Konversion bei zweisystemigen 380-kV-Freileitungen die Einhaltung zulässiger Geräuschpegel und elektrischer Feldstärken im Bodenbereich untersucht. Zwei Masttypen und jeweils sechs mögliche DC-Leiteranordnungen wurden geprüft. Bei geeigneter Wahl der Leiteranordnung und der Isolatoren resultiert bei üblichen Isolatorverschmutzungsgraden bis $0,02$ mg/cm² für ein ± 400 -kV-DC-System eine beträchtliche thermische Belastbarkeit, Abb.12.

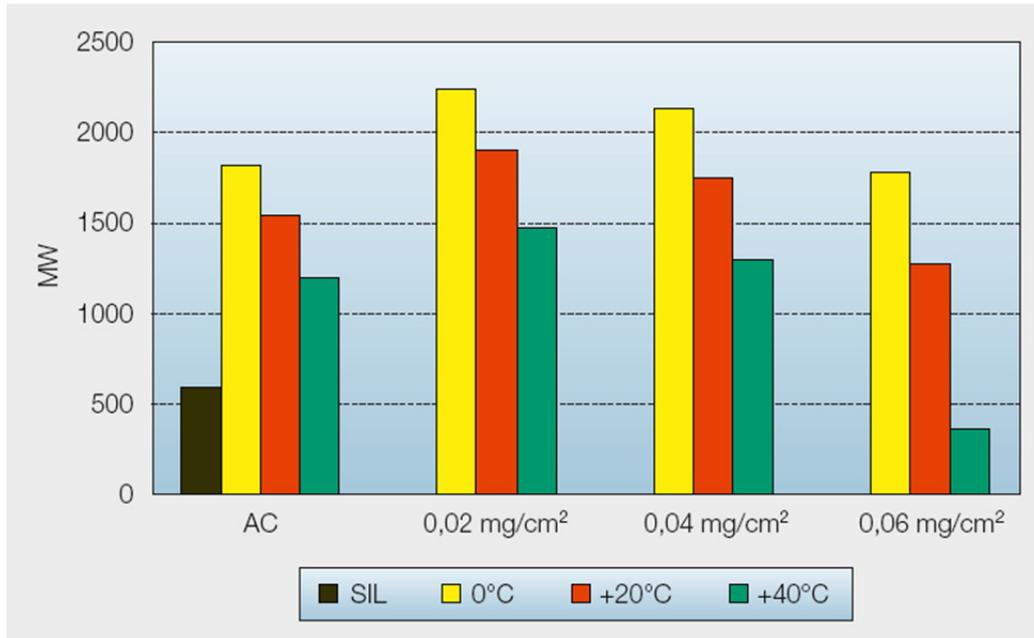


Abb. 12 Thermische Belastbarkeit und natürliche Leistung (SIL = Surge Impedance Loading) einer 380-kV-AC-Leitung sowie thermische Belastbarkeit einer ±400-kV-DC-Leitung für verschiedene Isolator-Verschmutzungsgrade in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur

7 OPTIMIEREN DER BETRIEBSSICHERHEIT

Eine Freileitung, vor allem eine Hochspannungsleitung, untersteht verständlicherweise den höchsten Sicherheitsanforderungen, nicht nur wegen der hohen wirtschaftlichen Folgen einer fehlerbedingten Abschaltung, aber auch weil es bei den Leiterseilen um spannungsführende Teile handelt, welche im Fehlerfall nicht nur Sach- aber, viel schlimmer, auch Personenschaden hervorrufen können. Deswegen ist es naheliegend, dass sich die Fachleute intensiv mit möglichen Schadensursachen beschäftigen, sowohl um deren Entstehungsmechanismen besser zu verstehen, aber auch um Prävention- und -im schlimmsten Fall- Reparaturmassnahmen zu entwickeln. Ein „Daurbrenner“ bei Hochspannungsleitungen sind die windangeregten Schwingungen und insb. die hochfrequenten (5-120 Hz) sog. äolischen Schwingungen mit eher kleinen Amplituden (bis ca. einem Seildurchmesser). Diese Schwingungen entstehen durch die Ablösung von v. Karman Wirbeln, Abb. 13, wenn das Seil von einem laminaren Wind (Windgeschwindigkeit 1-7 m/s) angeströmt wird und führen dazu, dass durch die kleinen Verschiebungen an den Kreuzungsstellen der übereinanderliegenden Drahtlagen Reibkorrosion (engl. fretting fatigue) auftritt und dadurch Risse in den betroffenen Drähten entstehen, die im schlimmsten Fall zum Drahtversagen und, falls nicht rechtzeitig erkannt, zum Seilversagen führen können, Abb. 14a&b.

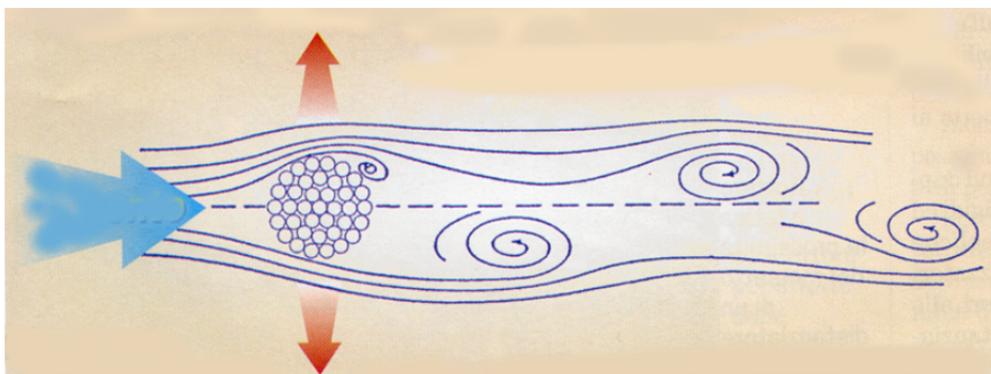


Abb. 13 Entstehung der aeolischen Seilschwingungen

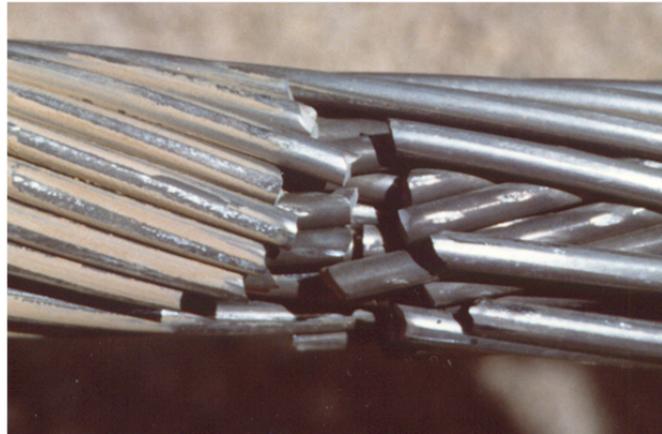
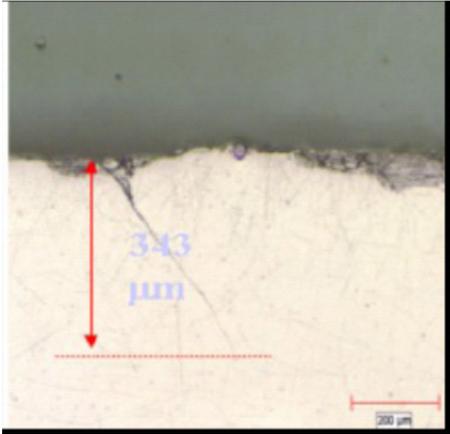


Abb. 14a Links: Riss am Einzeldraht

Abb. 14b Rechts: Stark beschädigtes Leiterseil

Neben dem Versuch diesen Prozess physikalisch zu modellieren, werden sog. Schwingungsrecorder eingesetzt, um rechtzeitig einer Überbeanspruchung des Seiles durch Schwingungen zu erkennen, Abb. 15. Zudem werden fast immer präventiv Schwingungsdämpfer eingebaut (nach deren Erfinder auch Stockbridge Dämpfer genannt), welche sich als preisgünstiges und gleichzeitig wirkungsvolles Mittel gegen Seilschwingungen weltweit bewährt haben, Abb. 16. Auch auf diesem Gebiet ist die CIGRE seit vielen Jahren besonders aktiv und hat dazu massgebende Dokumente veröffentlicht.



Abb. 15 Links: Seilschwingungsrekorder

Abb. 16 Rechts: Stockbridge Dämpfer im Einsatz

8 ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Aufsatz wurde der Versuch unternommen die Thematik der Hochspannungsleitungen zu erläutern. Insbesondere wurde auf den sehr hohen Bedarf von neuen Leitungen auf Grund der sog. Energiewende hingewiesen, aber auch auf die vielen interessanten Ingenieuraufgaben welche damit zusammenhängen. Auf die Problematik die Akzeptanz von neuen Leitungen durch innovative Mastkonstruktionen wurde eingegangen wie auch auf die solide Ingenieurarbeit, welche dazu beiträgt, dass unsere Netze zu den sichersten weltweit zählen und hoffentlich auch so bleiben. Die wichtige Rolle der CIGRE dabei, wurde mit einigen konkreten Beispielen veranschaulicht

LITERATUR

- [1] Bückner, W.: Transmission Line Design is Booming - A Current Practical Consideration of Transmission Line Engineering, Electra No. 259, Paris, 2011.
- [2] Carlini, E.M. und A. Ferrante, A.: Future challenges for European TSOs: a pan-European supergrid, Economic, R&D and Regulatory issues, CIGRE Symposium, The Electric Power System of the Future, Bologna, 2011.
- [3] CIGRE TB 244: Conductors for the uprating of overhead lines, Paris, 2004.
- [4] CIGRE TB 251: The mechanical behaviour of conductors and fittings, Paris 2004.
- [5] CIGRE TB 273: Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations, Paris, 2005.
- [6] CIGRE TB 331: Considerations relating to the use of high temperature conductors, Paris, 2007.
- [7] CIGRE TB 353: Guidelines for increased utilization of existing Overhead Transmission Lines, Paris, 2008.
- [8] CIGRE TB 416: Innovative solutions for Overhead Transmission Lines supports, Paris, 2010.
- [9] Fröhlich, K.: Das elektrische Energieversorgungsnetz der Zukunft - Herausforderung und Vision, Abschiedsvorlesung, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, ETH Zürich, November 2010.
- [10] Kiessling, F. et al.: Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung, 5. Auflage, Springer Verlag, 2001.
- [11] Papailiou, K.O.: Schwingungsmessungen an Freileitungsseilen. SEV/VSE Bulletin 23, 1987.
- [12] Papailiou, K.O.: On the Bending stiffness of Transmission Line Conductors. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, Issue 4, 1997.
- [13] Papailiou, K.O., Schmuck, F.: Silikonverbundisolatoren, Springer Verlag, 2011.
- [14] Sander, B. et al: AC-DC-Hybridleitungen für die Anbindung der Schweiz an Europa. Ein Bericht über deutsch-schweizerische Zusammenarbeit, SEV Bulletin 12/2014.

380-kV-Teilverkabelung Raesfeld – Realisierung des ersten Kabelpilotprojektes nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)

Christoph Gehlen
Amprion GmbH
christoph.gehlen@amprion.net
Germany

KURZFASSUNG

Die Bundesregierung hat 2009 das Energieleitungsausbaugesetz beschlossen, in dem für vier Pilotprojekte den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit eröffnet wurde, auf Teilstrecken Erdkabel in der 380-kV-Ebene einzusetzen und zu testen. Hierdurch sollen Erfahrungen mit dieser Technik gewonnen werden. Im Zuständigkeitsbereich der Amprion wurde die Verbindung Diele / Dörpen (TenneT) – Niederrhein als Pilotstrecke festgelegt. 2014 wurde in Nordrhein-Westfalen die Planfeststellung durch die Bezirksregierung Münster für den ersten Teilverkabelungsabschnitt in Raesfeld mit einer Länge von 3,4 km erteilt. Unmittelbar nach diesem Bescheid wurde der Kabelbau seitens Amprion begonnen. 2015 konnten die Arbeiten mit der erfolgreichen Hochspannungsprüfung fertiggestellt werden. Ab 2016 ist der erste Testbetrieb geplant. Hierdurch können die ersten Erfahrungen in Deutschland mit erdverlegten 380-kV-Höchstspannungskabeln mit einer Leistung von mehr als 3,6 MVA hinsichtlich Verfügbarkeit und Betrieb gewonnen werden.

Die Baumaßnahme hat gezeigt, dass man Kabelanlagen dieser Größenordnung grundsätzlich bodenschonend verlegen kann. Wegen des hohen Blindleistungsbedarfes ist eine Verkabelung im Höchstspannungs-Drehstrombereich jedoch nur auf kürzeren Abschnitten möglich.

Im Projekt Raesfeld lagen die Errichtungskosten der Kabelanlage bei mehr als dem 6-fachen im Vergleich zu einer Freileitung.

1 EINLEITUNG

Amprion hat als erster Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland die Planfeststellung für eine 380-kV-Verkabelung nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) von 2009 erhalten. Der Beitrag beschreibt die bisherigen Erfahrungen, die mit dem Bau der Kabelanlage in Raesfeld gewonnen wurden. Nach Vorstellung der verwendeten Kabeltechnik wird auf den Tiefbau eingegangen, als Bettungsmaterial wurde ein Flüssigboden verwendet. Eine besondere Herausforderung war die Umsetzung des bodenschonenden Konzeptes, welches im Rahmen der Planfeststellung gefordert wurde.

2 KABEL- UND VERLEGETECHNIK

2.1 Kabeltechnik

Die Verbindung Diele / Dörpen- Niederrhein wird vorwiegend in Freileitungstechnik mit zwei Stromkreisen mit einer Viererbündelbeseilung ausgeführt. Die Anforderung an die Kabelanlage ist, mindestens jeweils 1800 MVA je Stromkreis übertragen zu können. Dies ist Grundlage für die Auslegung der Kabelanlage, woraus sich insbesondere auch die jeweiligen Abstände der Kabel untereinander ergeben. Es ergibt sich die Notwendigkeit, zwei Kabelanlagen mit jeweils 6 Einzeladern zu errichten, d.h. es werden 12 parallele Einzelkabel mit einem Querschnitt von 2500 mm² Cu bzw. 2000 mm² Cu bei lackierten Einzeldrähten erforderlich. Um die erforderliche Übertragungsleistung zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, wurden die Kabelanlagen in einen Block aus sog. Flüssigboden eingebettet.

Die Gesamtstrecke des Kabelpilotprojektes Raesfeld beträgt 3,4 km. Lieferbar waren Kabellängen von bis zu 1300 m, was zwei Muffenstandorte mit jeweils 12 Verbindungsmuffen erforderte. Diese wurden als Crossbonding-Muffen ausgeführt.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft den Aufbau eines 380-kV-Kables, wie es in Raesfeld zum Einsatz kam. Die zwei Kabelsysteme wurden im Rahmen einer Ausschreibung an zwei unterschiedliche Kabelhersteller vergeben, um Auswirkungen von ggf. auftretenden Serienfehlern zu begrenzen.

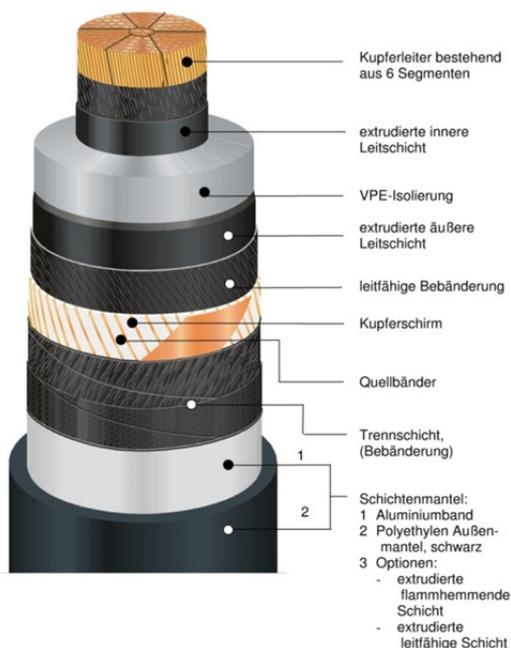


Abbildung 1. Grundsätzlicher Aufbau eines 380-kV-Drehstromkabels (Quelle: nkt)

Zum Einsatz kamen ein Kabelsystem mit 6 Einzeladern mit einem Querschnitt von 2500 mm² Kupfer (N2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/250) und ein System mit 6 Einzeladern mit einem Querschnitt von 2000 mm² Kupfer mit lackierten Einzeldrähten (N2XS(FL)2Y 1x2000 en RMS/250).

Der Leistungsumfang der Kabelhersteller umfasste die Herstellung, Lieferung und Montage der Kabelanlage in eine bauseits erstellte Kabelschutzrohranlage.

2015 konnte die Kabelanlage mit den erfolgreichen Hochspannungsprüfungen und Teilentladungsmessungen fertiggestellt werden.

2.2 Tiefbau

Bei den verhältnismäßig einfachen Bedingungen im ländlichen Bereich von Raesfeld wurde vorwiegend die im Kabel- und Leitungstiefbau übliche offene Verlegung gewählt. Lediglich im Bereich der Kreuzung mit der Bundesstraße B70 kam das Bohrpressverfahren als geschlossenes Verfahren zur Anwendung.

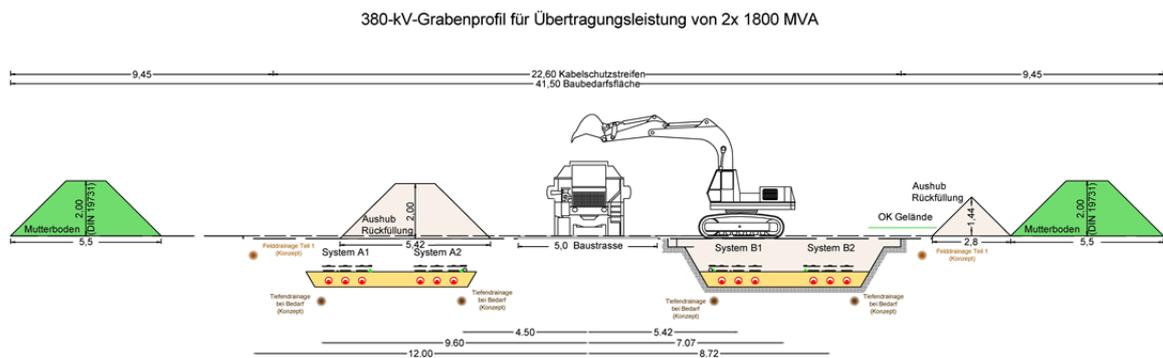


Abbildung 2. 380-kV-Grabenprofil Raesfeld

Abbildung 2 zeigt das Regelgrabenprofil, wie es in Raesfeld gebaut wurde. Aufgabe der Tiefbauunternehmen war es, die Kabelschutzrohranlagen entsprechend der berechneten Vorgaben in die Erde zu bringen. Besondere Herausforderung war hierbei die Umsetzung der bodenschonenden Bauweise und die Herstellung des Flüssigbodens. Für die Baubedarfsfläche stand eine Breite von ca. 40 Metern zur Verfügung, für den späteren Betrieb wurde eine Schutzstreifenbreite von knapp 23 Metern dinglich im Grundbuch gesichert.

Vorteil der Schutzrohranlage ist neben dem Schutz des Kabels, dass während der Verlegung nicht die komplette Kabelleillänge als Baugrube offengehalten werden muss. Dies vereinfacht den Bau und ggf. auch die Wasserhaltung. Bei einem Kabeldefekt oder bei einer späteren Erneuerung der Kabel wird davon ausgegangen, dass diese ohne erneute große Tiefbauaufwendungen eingezogen werden können. Nachteil ist ein geringerer Wärmeübergang in das umliegende Erdreich, welcher durch die Dimensionierung der Kabelanlage ausgeglichen wurde.

In Abbildung 3 kann man den Umfang und den Aufwand der Baumaßnahmen erkennen. Um mit der Baubedarfsfläche auszukommen, wurde zunächst ein Kabelgraben ausgehoben, während die Fläche des anderen Kabelgrabens zur Lagerung des Aushubs diente. Nach Fertigstellung des ersten Grabens wurde diese Fläche wiederum als Lagerfläche für den Aushub des zweiten Kabelgrabens verwendet.

Die Bundesstraße B70 konnte nicht in offener Bauweise gequert werden. Hier kam das grabenlose Bohrpressverfahren zum Einsatz. Im Bereich von zwei Rohrleitungskreuzungen musste in Handschachtung gearbeitet werden.



Abbildung 3. Kabelschutzrohrverlegung

Als direktes Bettungsmaterial um die Kabelanlage herum kam ein sogenannter Flüssigboden zum Einsatz, der definierte Wärmeableitwerte sicherstellen soll. Abbildung 4 zeigt die Einbettung der Kabelschutzrohre in den Flüssigboden. Die leeren Schutzrohre schwimmen beim Einbringen des Flüssigbodens auf und werden durch entsprechende Einrichtungen, beispielsweise wie hier abgebildet mit Stahlträgern mit Gewindestangen und nach unten offenen Gabeln nach oben fixiert. Nach einer kurzen Abbindezeit können diese Fixierungen entfernt und im weiteren Baustellenverlauf weiterverwendet werden.

Nach Fertigstellung der Kabelschutzrohranlage wurde diese kalibriert und druckgeprüft. Dies stellt dann eine eindeutige Schnittstelle zwischen dem Gewerk „Tiefbau“ und dem Gewerk „Kabellieferung“ sicher.



Abbildung 4. Einbettung der Schutzrohre in Flüssigboden

2.3 Bodenschonende Bauweise

Die offene Verlegung von Kabelanlagen im landwirtschaftlichen Bereich stellt einen Eingriff in den Boden dar. Um die Auswirkungen so gering wie möglich zu halten, wurde im Rahmen der Planfeststellung ein bodenschonendes Konzept erarbeitet. Hierdurch konnte die Akzeptanz der Landwirte für dieses Projekt gewonnen werden.

Wesentlicher Punkt der bodenschonenden Bauweise ist, unnötige Verdichtungen des Bodens zu vermeiden. So wurde der Oberboden auf der gesamten Baubedarfsfläche abgehoben und rechts und links seitlich gelagert. Ein Abschieben mit Raupenfahrzeugen war nicht zulässig, da dieses schon zu unzulässigen Verdichtungen geführt hätte. Gegen eine Verunkrautung wurde auf diesen Mieten Senf eingesät.

Nachdem der Oberboden abgetragen war, wurde eine Baustraße aus Stahlplatten in der Mitte der Trasse ausgelegt. Diese konnte dann auch mit Radfahrzeugen befahren werden, während außerhalb der Baustraße nur der Einsatz von Kettenfahrzeugen erlaubt war. Abbildung 5 zeigt den abgehobenen Mutterboden sowie die Einrichtung der Baustraße.

Ferner sah das Konzept der bodenschonenden Bauweise für Raesfeld vor, dass die einzelnen Bodenschichten wieder so einzubauen sind, wie sie zu Beginn der Baumaßnahme vorgefunden wurden. Dies erforderte die Lagerung der einzelnen Bodenschichten in getrennten Mieten (Abbildung 6). In Raesfeld wurden Mutterboden, Eschboden, Sand, Lehm und Ton angetroffen, die zum Teil in bis zu fünf verschiedenen Mieten gelagert werden mussten.

Ein unabhängiger Gutachter überwachte die Umsetzung des bodenschonenden Konzeptes auf der Baustelle.



Abbildung 5. Einrichtung der Baustraße



Abbildung 6. Bodenschonendes Konzept in der Umsetzung

Nach dem Wiederverfüllen des Oberbodens wurde Rotklee als Pionierfrucht angepflanzt, der den Boden noch einmal kräftig durchwurzeln und mit Nährstoffen anreichern soll. Nach Freigabe durch den Bodenkundler können die Flächen wieder landwirtschaftlich genutzt werden (Abbildung 7).



Abbildung 7. Blick auf die fertige Kabelanlage

3 ZUSAMMENFASSUNG

Mit dem Kabelprojekt Raesfeld wurde die erste Pilotstrecke nach dem EnLAG fertiggestellt. Es hat sich gezeigt, dass die Verlegung von 380-kV-„Hochenergie“-Kabeln mit Leistungen von in Summe mehr als 3,6 MVA - mit dem entsprechenden Aufwand - technisch machbar ist und bodenschonend umgesetzt werden kann. Da es weltweit noch keine Langzeiterfahrungen mit 380-kV-VPE-Kabeln in dieser Leistungsklasse gibt, kann das Pilotprojekt nun wertvolle Erfahrungen in Bezug auf Verfügbarkeit und Betrieb liefern.

Die Errichtungskosten für die Kabelanlage in Raesfeld lagen bei mehr als dem 6-fachen im Vergleich zu einer Freileitung. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass die Verhältnisse in Raesfeld sehr einfach waren: Es handelte sich um eine Erdkabelverlegung im landwirtschaftlichen Bereich, geradeaus, mit lediglich einer grabenkosen Straßenkreuzung und zwei Rohrleitungskreuzungen. Es ist davon auszugehen, dass dieser Faktor bei den nächsten Pilotprojekten in dieser Leistungsklasse höher sein wird.

Neue Wege zur effizienten Kabelfehlerortung in Versorgungsnetzen

Peter Herpertz, Baur GmbH, p.herpertz@baur.at

Warum Kabelfehlerortung?

Die aktuelle Diskussion um (fehlende) Energieübertragungskapazitäten nimmt einen immer höheren Stellenwert in der gesamten Diskussion zum Thema „Energiewende“ ein.

Die Anbindung der erzeugten Energie an das bestehende Netz funktioniert zwar. Aber für die Weiterleitung der erzeugten Energie an die angestrebten Verbraucher fehlen noch die Übertragungskapazitäten.

Allerdings muss dazu auch ein anderer Aspekt beachtet werden.

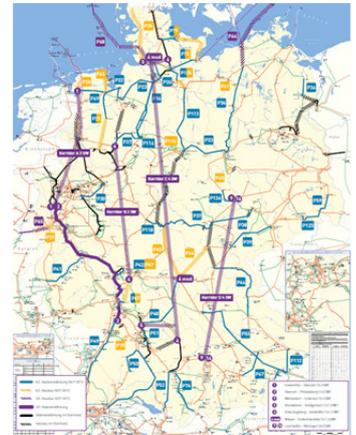
Die für die Fernübertragung erforderlichen Leitungen werden mit zunehmendem Zurückfahren der Kraftwerkskapazitäten immer wichtiger.

Sie müssen nicht nur errichtet, sondern auch gewartet werden.

Ausfälle müssen schnellstmöglich behoben werden, um eine

zukünftige stabile Versorgung der Bevölkerung aufrecht zu erhalten.

Diese Wartung erfordert ein schnelles, zielgerichtetes Handeln sowie das dazu erforderliche Handwerkszeug.



Geplante Nord – Süd Trassen

Ein bisher wenig beachtetes Objekt ist dabei die Kabelfehlerortung.

Kabelfehlerortung - einfacher für den Anwender

Der Bereich der Kabelfehlerortung erlebt heute einen Wandel, der auf sich verändernden Ansätzen basiert, aber auch neue Herangehensweisen erfordert.

Das zur Kabelfehlerortung eingesetzte Personal bekommt immer mehr Aufgaben und hat weniger Zeit, sich auf die einzelnen Aufgabenbereiche zu spezialisieren.

Während heute jedes moderne KFZ mit GPS oder sogar mit dem Internet arbeitet und moderne Haushaltsgeräte direkt mit dem Smartphone kommunizieren und damit bedient werden können, sind solche Entwicklungen bisher größtenteils an der Technik der Kabelfehlerortung vorbeigelaufen.

Das hat sich jetzt geändert:

Neue Technologien - Die Trendwende

Um dem Messtechniker seine Arbeit bei der Fehlerortung zu erleichtern, aber auch um die Energieversorgung schneller und effektiver wieder in Betrieb nehmen zu können, gibt es jetzt Kabelfehlerortungssysteme, die eine vollwertige Unterstützung des Anwenders ermöglichen, und sogar Informationen und interaktive Bedienmöglichkeiten von außerhalb des Fehlerortungssystems bieten.

Damit hat der Messtechniker die Möglichkeit, sich auf seine Aufgabe zu konzentrieren und steht nicht mehr zusätzlich unter Druck, sein System perfekt zu beherrschen.

Das macht jetzt das System für ihn.

Speziell für die Einsätze im Bereitschaftsdienst ist dies nicht nur eine erhebliche Erleichterung, sondern bedeutet auch für das Versorgungsunternehmen durch schnellere Reaktionszeiten und Fehlerbehebung einen klaren Vorteil bei der SAIDI, bzw. CAIDI Bewertung durch die Regulierungsbehörden.

Auch bei Hochspannungskabeln wird ein auftretender Fehler eher nicht im hohen zwei- oder dreistelligen Kilovolt Bereich liegen. Eine solche Situation tritt erfahrungsgemäß eher selten auf. Die meisten Fehler liegen im Bereich einer Durchschlagsspannung von 5 - 20 kV und sind damit problemlos mit einem normalen Fehlerortungssystem zu erfassen.

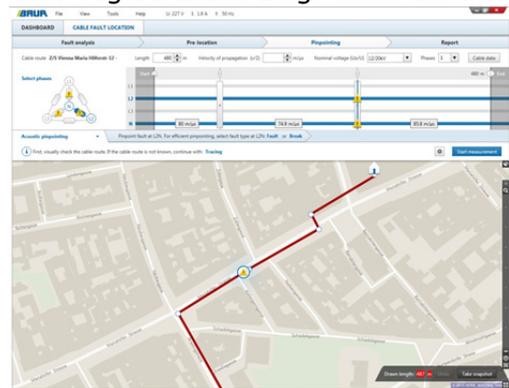
Speziell HGÜ Kabel entladen ihre komplette in der Kabelkapazität geladen Energie durch den Fehler und erzeugen dabei relativ niederohmige Fehlerwiderstände. Eine solche Entladung als Beispiel an einem 10 km langen 300 kV DC Link hat eine Energie von ca. 140 - 200 kJ. Ein Stoßspannungsgenerator im Vergleich hat 2- 3 kJ.

Die Bedienung

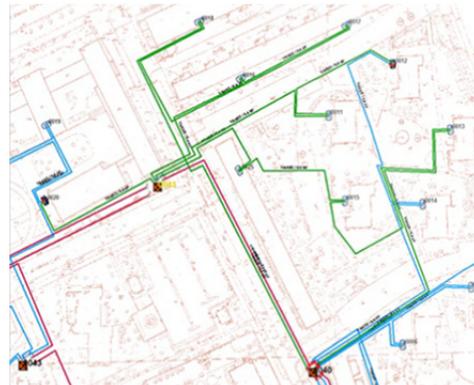
Immer mehr Energieversorgungsunternehmen bauen ihre Datenbanken auf GIS -Geografischen Informations Systemen - oder ähnlichen Systemen auf.

Mit den verfügbaren Informationen solcher Systeme kann ein modernes Kabelfehlerortungssystem interagieren, d.h. Positionsdaten, Kabelinformationen und historische Fehlerdetails stehen dem Messtechniker auch außerhalb des Büros am System und auch im Gelände zur Verfügung. Die Verfügbarkeit dieser Daten erleichtert gleichzeitig die Vorgehensweise, denn damit erledigt sich ein aufwendiges Recherchieren, wie auch die Eingabe dieser Daten ins System und in die Protokollierungsdetails.

Dazu werden die verfügbaren Daten direkt in die systemeigene Geo Base Map Software übertragen. Diese zeigt dann unmittelbar den Kabelverlauf, Stationen und andere wichtigen Details in einer Karte an.



Geo Base Map Darstellung



GIS Dokument mit Untergrund Installationen

Sind solche Daten nicht elektronisch verfügbar, kann der Kabelverlauf und andere Details auch von Hand eingegeben werden. Ebenso können so die während der Fehlerortung gesammelten Daten und Kabeldetails wiederum in die zentrale Datenbank rückübertragen werden, und tragen somit zur Erhöhung der Datenqualität bei.

Bei der Fehlernachortung wird anhand dieser Daten die Fehlerposition direkt geografisch dargestellt, und leitet mittels einer Remote App den Anwender direkt zur möglichen Fehlerposition.

Zur Vereinfachung der typgerechten Anwendung der Prüfparameter bietet die **Cable Data Base** eine Eingabe von bekannten Kabeldaten, Prüf- und Diagnosedaten. Daraus werden automatisch die erforderlichen Prüfparameter abgeleitet. Das System stellt sich automatisch entsprechend auf die Parameter ein. Weiterführende Ergebnisse die während des Fehlerortungsprozesses ermittelt werden, fließen kontinuierlich in das System mit ein und verbessern so die Empfehlungsqualität.

Diese vom System ermittelten und vorgegebenen Parameter sind für den Anwender aber nicht bindend. Er kann immer eigene, erfahrungsbasierte oder unternehmensspezifische Prüfparameter definieren und diese im System speichern.

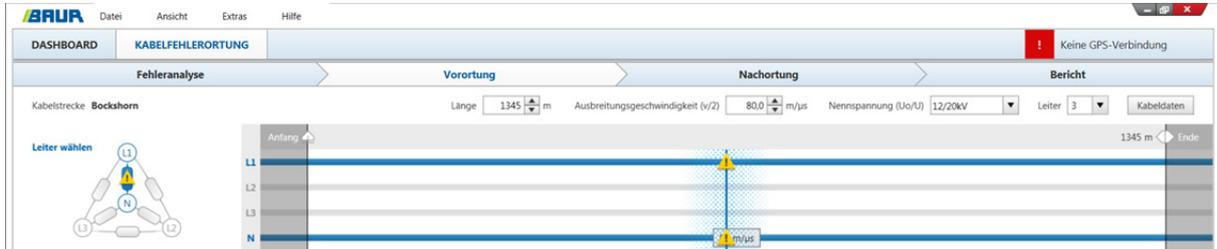
Position	Hersteller	Einbaujahr	Isolierung
0 m		2015	
14 m		1998	

Eingabemöglichkeit der Kabeldaten

Position	Hersteller	Einbaujahr	Isolierung
0 m		2015	
14 m		1998	

Die Visualisierung der Messdaten

Die Cable Mapping Technologie ist die direkte Visualisierung des gesamten Kabels aus allen verfügbaren Informationen. Es stellt eine grafische Kombination der ausgewerteten Mess- und Prüfdaten, Eingaben und den vorhandenen Daten dar. Damit hat der Anwender eine sofortige Information über alle Phasen, den Bezug des Fehlers zur Phase und bekommt all diese Informationen in einer entfernungs aufgelösten Darstellung.



Grafische Darstellung der Daten

Nutzerführung

Der eigentliche steuernde Kern des Systems ist aber die Smart Cable Fault Location Guide. Dieser Smart Cable Fault Location Guide leitet den Anwender durch eine intelligente Nutzerführung durch den Fehlerortungsprozess und wählt bzw. empfiehlt die nächsten Schritte immer in einer messtechnisch logischen und sinnvollen Reihenfolge.

Der Prozess startet daher im logischen Ablauf mit einer Isolationsmessung. Die Ergebnisse dieser Messung erlauben eine sofortige Bewertung der Fehlersituation, eine Feststellung der fehlerhaften Phasen und die Berechnung der Parameter zur

Auswahl der weiterführenden Messungen.



Darstellung der Ergebnisse einer Isolationsmessung

Ablauf der Fehlerortung



Typischer Ablauf, je nach Fehlertyp

Ein logischer Fluss, basierend auf umfangreichen existierenden Erfahrungen und den Daten aus der Cable Data Base, ergeben den automatischen Ablaufprozess der Smart Cable Fault Location Guide und leiten den Anwender Schritt für Schritt durch den gesamten Prozess der Fehlerortung.

Normale TDR basierte Technologien sind Bestandteil des Systems, wie auch SIM/MIM, ICM, DECAy Technologien und andere heute selbstverständliche Fehlerortungstechnologien. Hilfreich und bewährt, gerade für lange Kabel haben sich die DC basierten DC SIM/MIM und DC ICM Technologien. Bei langen, also speziell auch bei Hochspannungskabeln, mit hoher Kapazität, kommt es vor, dass der Unterschied zwischen Stoßkapazität und Kabelkapazität zu gering wird. Mit diesen DC basierten Technologien und dem Stoßspannungsgenerator mit 3000 J wird das Kabel parallel zum Stoßkondensator mit aufgeladen und ermöglicht damit vor allem auch eine höhere Gesamtkapazität zur Fehlerortung.

Neue Technologien

Eines der heutigen Probleme ist relativ trivial, das Gewicht. Für einen schnellen effizienten Einsatz eines Fehlerortungssystems sind 80 km/h, LKW Führerschein und Fahrtenschreiber eine absolute Behinderung. Deshalb fällt die Wahl fast immer auf einen 3,5 Tonner.

Solche Transporter werden aber mit immer mehr Technik ausgestattet, mit der Konsequenz, dass sich die eigentliche Nutzlast immer mehr reduziert.

Kabelfehlerortungssysteme bewegen sich daher immer an der physikalischen Grenze dieser Nutzlast, jede Option kann hier Probleme bereiten. Um diesen Effekt zu kompensieren, müssen ständig neue Wege gefunden werden, auf die Reduzierung der Nutzlast Einfluss zu nehmen. Ein echtes Schwergewicht unter den Optionen ist zum Beispiel das Brennen, das schnell mit zusätzlichen 100 -130 kg zu Buche schlagen kann.

Als Alternative zum Brennen wurde daher das Conditioning SIM/MIM entwickelt.

Diese Technologie basiert auf der schon bekannten Vorgehensweise mittels mehrfacher Stoßentladung, den Fehler niederohmig zu stoßen statt zu brennen. Dazu ist allerdings ein leistungsstarker Stoßgenerator erforderlich, um einen ausreichend hohen Energieeintrag in kurzen zeitlichen Abständen in den Fehler zu gewährleisten.

Vorteil dieser Methode ist der Wegfall eines großen, schweren und teuren Brenngerätes sowie die direkte Kombination mit der Fehlervorortung.

Beim Conditioning SIM/MIM wird dazu in schneller Folge eine Serie von 20 - 30 Stößen in den Fehler entladen, und dadurch wie beim Brennen der Fehler niederohmiger „gewandelt“, im Anschluss erfolgt simultan eine normale SIM/MIM Messung zur Fehlervorortung.

Im Fahrzeug bedeutet diese Funktion keinerlei zusätzliches Gewicht.



Conditioning SIM/MIM

Fernsteuerung

Eine weitere, neue Technologie, die Remote App, erlaubt dem Anwender die Fernkontrolle und Fernsteuerung seines Systems. Damit kann die Sicherheit deutlich erhöht werden, der Verschleiß und Belastung für das System wie auch das Kabel reduzieren sicher erheblich.

Der Anwender hat auch bei der Fehlernachortung außerhalb des Fahrzeugs alle Informationen über den Zustand des Systems, Spannung, Stoßenergie und speziell das Verhalten des Fehler direkt verfügbar.

Ein wichtiger Aspekt bei der Kabelfehlerortung, ist die volle Kontrolle bei der Nachortung, denn selbst erfahrene Anwender können oft nicht sicher erkennen, ob das Fehlerortungssystem oder der Fehler überhaupt noch aktiv sind. In solchen Situationen kann wertvolle Zeit vergehen, bis ein Anwender bemerkt, dass sich ggf. etwas verändert hat.



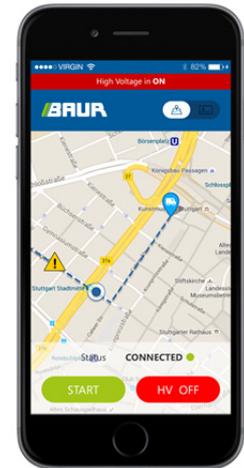
Kommunikation

Wichtige Zeit, die die Kunden länger ohne Versorgung sind.

Mit einer direkten Kommunikation mit dem System durch eine solche Remote Verbindung hat der Anwender immer den vollen Überblick.

Ziele einer solchen Remote App sind:

- Sicherheit - System und Kabel während einer Nachortung, so lange wie möglich, in einem sicheren HV freien Zustand zu belassen. Die HV-EIN Phase bleibt so kurz wie möglich.
- Stress - Das System, speziell den Stoßbetrieb erst dann zu aktivieren, wenn die Nachortung am Fehler beginnt. Das reduziert Stress und Verschleiß am Kabel wie auch bei den Systemkomponenten.
- Abschaltung - Der Bediener kann im Falle einer kritischen Situation die HV und das System ausschalten. (Kein Notaus!)
- Information - Der Bediener sieht den Systemzustand HV ON, Stoßfolge, Entladequalität, Spannung



Nach einer sicheren Kopplung mit dem Fehlerortungssystem über QR Code werden automatisch alle für die Fehlerortung erforderlichen Daten an das Smartphone übermittelt.

Fehlerortung per Smartphone

Da im System die Kabeldaten als geografische Informationen verfügbar sind, bietet es sich an, diese Daten dem Anwender als Navigationsdaten auch auf einem Smartphone zur Verfügung zu stellen. Die Fehlerposition wird entsprechend der Vorortungsgenauigkeit dargestellt und leitet den Anwender direkt zur Fehlerposition. Erst vor Ort wird die Punktortung, und damit die Hochspannung, aktiviert. Der Zeitaufwand zur Fehlerortung reduziert sich auf das mögliche Minimum.

Hohe Sicherheit, geringer Stress

Durch die Möglichkeit, das System extern zu- und abzuschalten, wird die aktive HV-ON Phase auf ein Minimum reduziert. D.h. das System ist sehr viel länger in einem sicheren Zustand. Gleichzeitig wird durch die reduzierte aktive Stoßzeit die Belastung und Stress für das Kabel, aber auch das System deutlich reduziert, was speziell bei betriebsgealterten Kabeln einen erheblichen Vorteil bedeutet.



Sicherheit

Die Kombination der internen Systemsteuerung, des Sicherheitssystems und diverser Überwachungsmechanismen, auch zur Verhinderung von Fehlbedienungen, ergibt eine maximale Sicherheit beim Einsatz des Systems. Besonders für den eher weniger erfahrenen Bereitschaftsdienst kann dies große Vorteile bringen.

Service und Unterstützung

Der Anwender kann jederzeit Unterstützung von erfahrenen Servicetechnikern oder Messtechnikern aus dem Werk als Unterstützung anfordern. Über GPRS kann man z.B. per Fernzugriff mittels Team Viewer auf das System zugreifen, unterstützend bei der Fehlerortung helfen oder technische Probleme ermitteln und ggf. sofort beheben.



Kommunikation und Steuerung über GSM/LTE/ WIFI

Protokollierung

Qualitätskontrolle und Prüfnachweise werden auch im Zusammenhang mit

Qualifizierungsmaßnahmen, wie ISO 9001, immer wichtiger. Das verfügbare Reporting System erlaubt die direkte Erstellung von Protokollen im PDF Format.

Wichtige Messdetails können direkt als Screenshots im System gespeichert werden und stehen für eine Protokollerstellung auf einfachste Weise zur Verfügung.



Ausschnitt aus einem Fehlerprotokoll

Mit diesen Funktionalitäten kann ein Messtechniker heute ohne große Einschränkungen auch an Hochspannungskabeln Fehlerortungen durchführen. Eine Einarbeitungszeit oder spezielle Ausbildung reduziert sich auf ein Minimum und, vor allem, die eigentliche Zeit bis zur Behebung eines Fehlers lässt sich durch die effiziente Systemunterstützung somit deutlich reduzieren.

Erhöhung der Transformatorverfügbarkeit durch lebenszyklusorientierte Diagnoseverfahren für Durchführungen

Thomas Schütte
ABB Schweiz AG, Micafil
thomas.schuette@ch.abb.com
Schweiz

ZUSAMMENFASSUNG

Kürzlich veröffentlichte Studien zeigen auf, dass Durchführungen mit einem Anteil von über 17% zum Ausfall grosser Transformatoren beitragen und dass sie der dritthäufigste Grund für einen Transformatorausfall sind (1). In der gleichen Studie wird auch gezeigt, dass 30% aller Brände bzw. Explosionen von grossen Leistungstransformatoren auf eine defekte Transformator-Durchführung zurückzuführen sind. Solche Schäden führen dann oft zu längeren Ausfällen und damit verbundenen Folgekosten. Sie stellen zusätzlich neue Herausforderungen für die Stromerzeugungsunternehmen und Netzbetreiber dar, da sie den Verlust dieser Transformatoreinheit anderweitig kompensieren müssen.

Damit ein vorzeitiger Ausfall eines Transformators vermieden werden kann, ist die Anwendung von effizienten Diagnoseverfahren für Durchführungen sehr wichtig und sollte integraler Bestandteil eines lebenszyklusorientierten Wartungsprogrammes sein. Der vorliegende Bericht gibt eine Übersicht zu den aktuellen Diagnoseverfahren für Transformator-Durchführungen. Zudem werden die Untersuchungen von Herstellern der Durchführungen gezeigt, welche ihr Wissen im Bereich der lebenszyklusorientierten Diagnoseverfahren stetig aufbauen – mit besonderem Fokus auf die relativ neue Resin-Impregnated-Synthetics (RIS) Technologie.

Insbesondere auf die Vorteile bzw. Einschränkungen der Dielectric Frequency Response (DFR) Messmethode als unterstützendes Diagnosesystem für die Zustandsbeurteilung von Durchführungen wird im vorliegenden Bericht eingegangen. Die DFR Messmethode hat sich bereits als wertvolles Instrument etabliert, um bestimmte Phänomene bei Durchführungen gezielt untersuchen zu können und hat in dokumentierten Fällen bereits mit dazu beigetragen, dass Isolationsschäden im Entstehungsstadium noch rechtzeitig und vor einem katastrophalen Ausfall entdeckt werden konnten. Es gibt jedoch auch Einschränkungen beim Einsatz der DFR Messmethode, welche in diesem Bericht ebenfalls erwähnt werden.

Die hier dargestellten Erkenntnisse könnten Netzbetreibern und Stromerzeugern helfen, die Zuverlässigkeit ihrer Anlagen zu erhöhen und gleichzeitig ihren Zahlungsstrom (Cash-Out) durch die Vermeidung eines zu frühen Ersatzes von Durchführungen weiter zu optimieren.

ABSTRACT

Recent studies indicate that bushings contribute to more than 17% of all power transformer failures and are still the 3rd most common reason for breakdowns (1). This study also revealed that in particular HV bushings contribute to around 30% of all fires and explosions associated with power transformer breakdowns. Extended unit downtimes then often occur which results in financial losses and may impose new challenges on the system operator when trying to compensate for the lost unit. The application of effective diagnostic tools for bushings are, therefore, of the utmost importance and should be an integral part of any effective life-cycle oriented preventive maintenance management strategy.

This paper lists the state-of-the-art diagnostic methods currently used in the industry for condition assessment of different bushing types. It also emphasizes ongoing efforts of bushing OEMs who are further enhancing their knowledge on life-cycle oriented diagnostic tools – with a focus on recent findings related to Dielectric Frequency Response (DFR) measurements applied to the new Resin-Impregnated-Synthetics (RIS) technology.

The application of bushing on-line measurements systems is also reviewed. It is important to verify that the additional risk due to the introduction of an on-line monitoring/diagnostic system is acceptable and will contribute to an overall reduction of the risk of a premature bushing failure which, in turn, may lead to an outage, or in the worst case, to a transformer fire and collateral damage.

In particular the benefits and limitations of the DFR measurements as a supporting diagnostic tool for bushing condition assessment are discussed. The DFR method has proven to be a very valuable tool to better diagnose the bushing condition, plus has in numerous cases helped to identify potential insulation system damage before breakdowns occurred. It can be a cost effective tool and can help to minimize the overall lifecycle cost. In combination with the RIP/RIS technology the DFR method has the potential to deliver lower cost of ownership.

The findings may assist other utilities to also maintain or increase the reliability of their network while optimizing their cash-out for replacement measures to allow expenditures to only occur at the appropriate stage with a clearly justifiable case.

1 TRANSFORMER BUSHINGS – LIFE-CYCLE ORIENTED DIAGNOSTICS AND MONITORING

1.1 Overview of available bushing technologies

There are four main technologies which were developed over the years for condenser bushings. One of the first technologies was the Resin Bonded Paper (RBP), which has been used for more than 100 years. Due to the production process RBP bushings are not free from partial discharges and tend to show high dielectric dissipation factors of 0.5 - 0.7% (compared to 0.3 – 0.4% for modern bushings). The RBP technology is being phased out due to many technical reasons.

The second well known technology is the Oil Impregnated Paper (OIP) technology, which still covers 60% of today's market, often because of its low initial cost. The condenser core is impregnated with transformer grade mineral oil and placed inside of an insulating envelope built up from porcelain or composite material to seal the bushing against moisture ingress. OIP bushings can be manufactured at a high quality with low capacitive losses and can be free of partial discharges. Yet, the condenser core remains in a liquid environment throughout its entire lifetime, which in some cases may cause subsequent leakage problems around the gaskets, when not properly designed. Also, in the rare event of an internal electrical breakdown, a high internal pressure can build up which can result in fires respectively explosions of OIP bushings. With an explosion an arc can be formed and this often results in a fire.

The established state-of-the art technology is the Resin Impregnated Paper (RIP) technology. RIP bushings consists of a wound core made of untreated crepe paper, which is then impregnated with a curable epoxy resin. For outdoor applications, either a porcelain or composite insulator is used.

RIP bushings provide significant technical advantages, such as being fully dry and pressure-free, feature a higher temperature class, have normally stable and low partial discharge levels (< 5pC), have low dielectric losses, are fire resistant and have outstanding mechanical properties. However, they tend to show higher procurement cost levels compared to OIP, but generally result in lower lifecycle cost, once the reduced maintenance and monitoring efforts over their expected lifetime are also considered.

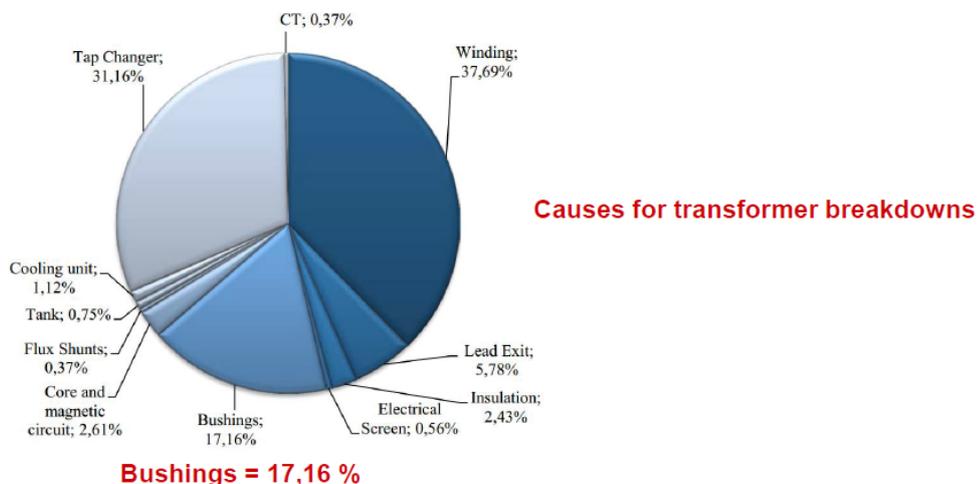
In the recent years, also other new technologies have become available on the market which are similar to RIP-technology, but offer advantages as the hygroscopic paper is being replaced by a non-hygroscopic synthetic material. Resin Impregnated Synthetics (RIS) technology is one of the available technologies. RIS bushings are characterized by a very low DDF (tanδ), typically below 0.35%, while the electrical design of the bushings and the void-free impregnation process, similar to the RIP bushings, allows for the lowest possible partial-discharge levels up to twice of maximum phase-ground operating voltage.

The initial performance of RIS is comparable with that of state-of-the-art RIP bushings. It should be noted that RIP bushings are prone to ingress of moisture. In particular improper handling or storage of RIP bushings may allow moisture to penetrate into the paper layers of the insulation material. The resulting increase of the loss factor can cause a stored replacement bushing to become unsuitable for operation in the designated transformer. Thus, special care must be taken for the long-term storage of RIP bushings. RIS bushings, on the other hand, are almost immune to moisture ingress and, therefore, require less care during storage. As RIS bushings can be stored without extra (costly) measures to keep the humidity out, they are expected to result in even lower lifecycle cost, when compared to RIP bushings

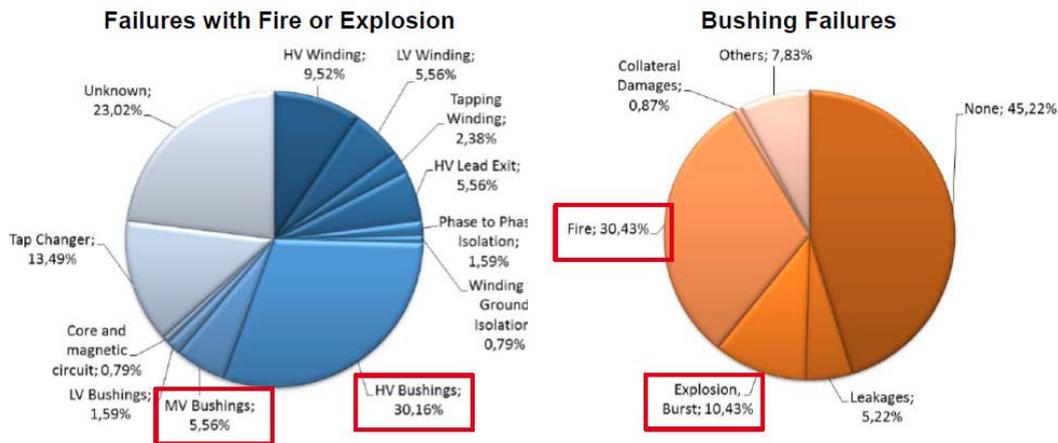
1.2 Bushings as the main contributors to transformer failures

The transformer bushing is one of the most critical components of a power transformer and one of the major initiators of transformer failures. It is assumed that on average the risk of a large power transformer failure is up to 1% per year. Furthermore, it is assumed that 10% of transformer failures result in a serious fire. This means that the risk of a serious fire is up to 0.1% per year. Close to 50% of serious transformer fires are initiated by Oil-Impregnated-Paper (OIP) bushings and they are the most common cause of transformer fires (2).

These Statistics are supported by recent CIGRE (1) data as indicated in the figures below.



Tenbohlen et. al.: DEVELOPMENT AND RESULTS OF A WORLDWIDE TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY CIGRE SC A2 COLLOQUIUM 2015, Shanghai
 Figure 1 : bushings cause 17% of all power transformer failures and are the 3rd most common reason for breakdowns (1)



Tenbohlen et. al.: „DEVELOPMENT AND RESULTS OF A WORLDWIDE TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY“ CIGRE SC A2 COLLOQUIUM 2015, Shanghai

Figure 2: bushing failures are the most common cause of transformer fires and explosions (1)

These figures demonstrate that a proper life-cycle oriented management of a utility’s bushing fleet with state-of-the-art diagnostic tools is very important for reducing the risks of failures and serious fires of power transformers and, thus, avoid costly extended system downtimes.

1.3 Cost-oriented life-cycle strategies as a function of the bushing technology

With the figures above (2) and an assumed total replacement cost of €2’000’000 (medium sized transformer repair/replacement, collateral damage due to the explosion, replacement work, lost capacity/availability payments,...) the annual contingencies associated with an OIP bushing related transformer failure can be calculated as follows:

$$\text{average annual risk (OIP): } 0.1\% \text{ fires/year} * 50\% * \text{€}2'000'000 = \text{€}1'000 / \text{transformer} / \text{year}$$

Over the typical life span of 30 years, the assumed contingencies for OIP bushing failures of €1’000/year/transformer will then total €30’000 per transformer. The figures for RIP bushings have proven to be just a fraction of this amount as their failure rate is lower and the collateral damage in case of a failure typically is small. Although the RIS technology has not been around that long, it is expected that also this dry type technology will be as reliable as the RIP bushings and will cause little collateral damage.

On-line diagnostic systems are still used by several utilities, mainly on OIP bushings. They can easily cost a few €10’000, if installed later on during service life. After around 10-15 years these costs will re-occur as they have to be replaced to ensure that the degradation of the measurement system does not impact the reliability of the bushing itself beyond acceptable limits. On-line diagnostic systems are not recommended/necessary for RIP/RIS bushings as explained in 1.5.4 due to the lower failure risk.

The cost for regular DGA measurements on OIP-bushings can easily attribute to a few thousand Euros per transformer/interval. The costs for handling the data flow from on-line measurements and DGA-analysis pose extra work on a utility. The total life-cycle cost for an OIP bushing, therefore, can exceed the life-cycle cost of a RIP/RIS bushing by up to €100’000 – and even more for large transformers when taking all these cost contributors into account. The following table shows an example for a life-cycle based cost comparison for different bushing types.

	risk contribution (repair works & supplies, collateral damage, capacity/availability payments)	on-line monitoring (incl. cost for data management)	DGA total (ext. Laboratory, own personnel)	diagnostic measurements (tan d / C / DFR)	add. storage cost spare bushing (30 years in humidity controlled environment, spec. container)	Total maintenance cost over 30 years
OIP-type	30*€1'000= €30'000	2*€15'000	5*€2'000	5*€2'000	€ 6'000	€ 86'000
RIP-Type	< €3'000	- *)	N/A	5*€2'000	€ 6'000	< €19'000
RIS-Type	< €3'000	- *)	N/A	5*€2'000	no cost	< €13'000

Table 1: Example for typical lifecycle cost evaluation for different bushing types - over 30 years (assumptions);

*) normally not needed for RIP/RIS bushings => see paragraph 1.5.4

The individual bushing assessment is a key success factor to ensure that the risk of a specific bushing is not increased beyond the above stated average contingency value.

The selection of a high quality bushing technology and the application of appropriate diagnostic measures are, therefore, key success factors when it comes to optimizing the reliability of a network and a utility's cash-out as explained in the following chapters.

1.4 Breakdown mechanism of transformer bushings

Excessive stress such as Very Fast Transients (VFT) in GIS installations, voltage oscillations imposed by nearby lightning strikes, frequent shunt reactor switching operation and continuous high levels of harmonics within a distribution system can reduce the typical life expectation of any bushing type and may trigger a premature breakdown.

It is also not uncommon that the characteristics or operation schemes within a distribution system change over the years as systems are being expanded or new and more 'electrically challenging' grid participants are being added to the existing grid. In particular, renewables with their harmonic load and often the DC contribution during faults in the grid increase the stress on system components considerably.

The distribution of this excessive electrical stress generally follows a Gauss distribution. Figure 3 illustrates this Gauss curve representing the excessive electrical stress (blue line). With increasing grid requirements, the blue Gauss curve moves towards the right side.

A premature bushing breakdown can occur, even when the transformer is operated inside of its specified maximum limits. This breakdown occurs, if the deterioration of the bushing's internal insulation system was not detected in time. All bushings will lose their electrical stress withstand capability over time – some bushing types faster, others are aging slower.

According to Figure 3, this aging induced process will force the Gauss curve reflecting the voltage stress capability curve (green line) towards the left side. The failure probability of the bushing is represented by the product of both Gauss curves. Over time the failure risk will, therefore, increase.

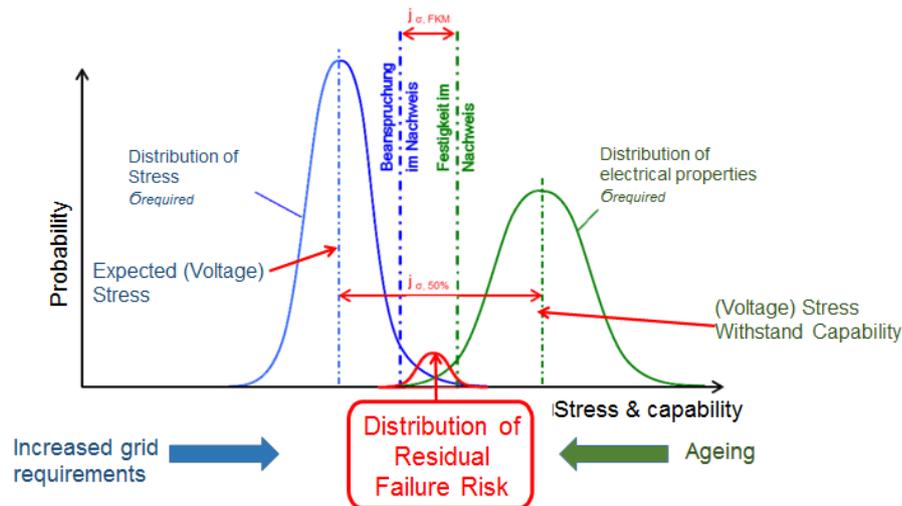


Figure 3: Aging Mechanisms of Transformer Bushings: Failure Probability as the product of 2 Gauss distribution functions

Often, the deterioration process of the bushing starts with Partial Discharges (PDs) which have initiated 'treeing'. Over time, the discharge channels resulting from the treeing are carbonizing further and PD activity increases up to a point when the inner foils of the field grading condenser core are being short-circuited. This will further increase the electric field stress on the remaining inner foils of the condenser core and an internal flashover will finally occur and destroy the bushing.

The detection and avoidance of PD activities is one of the key success factors when it comes to effectively avoiding a premature breakdown of a bushing. PD activity typically originates from excessive mechanical or electric stress or can be the result of thermal aging of the insulation material.

In some cases PD activity can actually be attributed to the selection of a lower quality bushing which showed PD activity already from the very beginning. Lower quality bushings with PD activity at normal operating voltages, therefore, should always be avoided to minimize the risk of premature transformer failures.

Keeping in mind the phenomenon of two Gauss curves moving towards each other, it becomes apparent that the system operator is encouraged to diagnose the reliability of his existing infrastructure on a regular basis and before exposing it to increased electrical stress. One way to reduce the electrical stress and, thereby, moving the blue Gauss curve 'expected stress' towards the left is to improve the system installation, e.g. by adding appropriate surge arrestors or by improving the grounding system.

At the same time it is also important to identify the true condition of the bushing to better assess the bushing's voltage stress capability (green curve). The asset engineer, therefore, often needs to expand his monitoring capabilities and maintenance strategy and include state-of-the-art diagnostic tools for the bushings in his fleet in order to minimize the financial risks associated with a premature transformer failure. The established and new diagnostic state-of-the-art test methods for a bushing are listed in the following paragraphs.

1.5 Established diagnostic methods to determine the status of the bushing's insulation system

1.5.1 Measurement of the Dielectric Dissipation Factor $\tan \delta$.

An increase of the dielectric dissipation factor (DDF) leads to higher dielectric losses within the bushing – and vice versa. The operating temperature of the bushing further increases with increasing losses, which will then continue to increase the DDF. This 'positive feedback mechanism' is only capped for well-designed bushings which are in good condition and the temperature rise, therefore, will then stop within an acceptable envelope.

If, however, a not well designed bushing is in a bad condition – often because of moisture ingress over time – the temperature increase resulting from the positive feedback mechanism may not be stable anymore and the temperature increases beyond the thermal stability limit (Figure 4). At this point the bushing will soon experience a dielectric breakdown within the condenser core. In general, the higher the rated voltage of the bushing, the more a bushing is prone to this phenomenon.

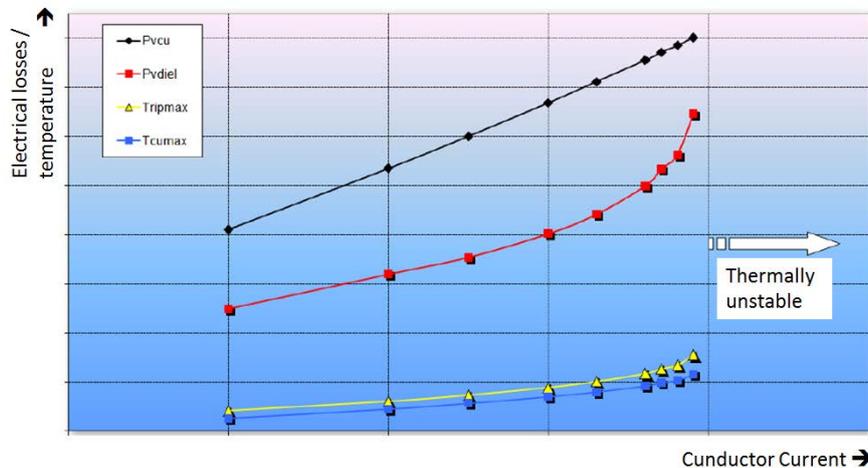


Figure 4: Example of calculation of electrical losses (dielectric & copper) respectively temperature (RIP insulation system & conductor temperature) as a function of the conductor current

Typical causes for an increased DDF ($\tan \delta$) over time are:

- Moisture ingress due to leakage
- Moisture ingress originating from the transformer oil
- Moisture ingress due to improper storage
- Aging of paper (OIP, RBP & RIP technology)

It becomes apparent that the $\tan \delta$ measurement is a very strong tool to diagnose the bushing condition with respect to moisture ingress and the resulting insulation system deterioration.

Ideally, a DDF measurement should be performed at high temperatures close to the maximum permitted temperature of the particular insulation material in order to ensure thermal stability of the bushing under demanding operational conditions and to identify possible moisture ingress problems (Figure 5).

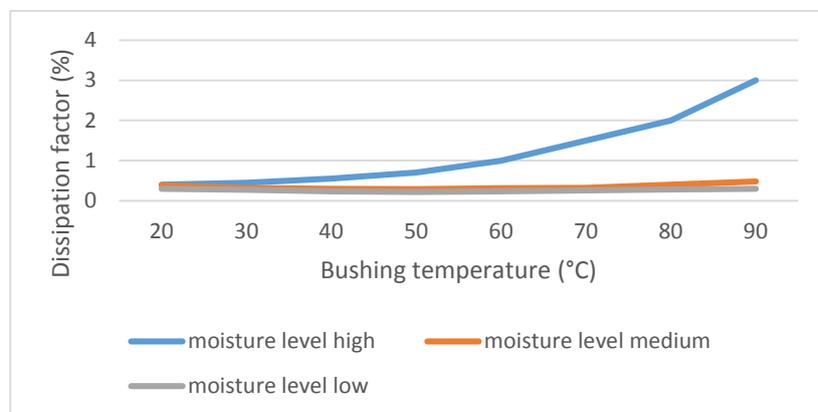


Figure 5: Example of typical DDF ($\tan \delta$), depending on bushing temperature and moisture level

Yet, for practical reasons it is often not possible to provide for the required test conditions at high temperatures after the bushing is already installed on a transformer. Modern diagnostic tests such as the dielectric frequency response (DFR) method (see chapters below) have demonstrated that they can deliver similar useful results at ambient temperatures, provided the relevant material-specific technical data and properties from the bushing OEM is available and correctly incorporated.

The product-specific data and measurement knowledge and data, however, is available with only few reputable bushing OEMs who have spent the extra efforts to build up the required measurement knowhow and data knowledge of their own products. Applying the DFR testing - without the material-specific data – delivers limited results, can be misleading and may even trigger wrong decisions when assessing and mitigating the risk of a premature failure (see chapter 1.6).

If possible, the DDF ($\tan \delta$) should also be measured over a broader voltage range, e.g. from 2kV up to 12kV. Should the loss factor not be constant with an increasing voltage, then this typically indicates problems in high-voltage or ground foil connections.

Capacitance C measurements.

1.5.2 Capacitance C measurements.

An increase of the capacitance value of the condenser core is an indication of a partial breakdown inside of the condenser core. The field stress inside of the bushing will then further increase and will eventually result in a complete inner breakdown of the condenser core insulation system. Causes for inner breakdown can be:

- Overvoltages (lightning strikes, reactor switching operations, harmonics, VFT)
- Continuous PD activity
- Contamination and bubbles remaining from the production process
- Deterioration of the insulating material

Both the DDF measurement and the capacitance C measurement are probably the most powerful diagnostic tools for assessing the condition of a bushing already installed on a transformer. The key success factors for an optimized lifecycle oriented condition assessment of C and $\tan \delta$ measurements can be summarized as follows:

- An initial fingerprint measurement should be taken directly after first installation, at a defined and recorded temperature when in the installed position - possibly at different frequencies (DFR measurements) to lay the grounds for meaningful future diagnostics.
- Measurements of C and $\tan \delta$ are performed with relatively low measuring currents and voltages. Circulating currents in the grounding system, radio interference and other sources of electromagnetic interference can significantly impact the measurement results and cannot be avoided in most cases (see paragraph 1.6.2). It is, therefore, highly recommended to document the set-up for the fingerprint measurement very accurately and repeat the follow-up measurements 'same by same', possibly with the same test equipment, to achieve future meaningful results on a comparable basis.
- The temperature during later measurements should be identical to that of the fingerprint measurement; one has to remember that the thermal time constant of a large bushing can be very large, exceeding 48 hours, thus sufficient time should be allowed for the temperature inside of the condenser core to stabilize. If not possible, the support of the OEM for interpretation of the results is recommended as he might have the model and tools necessary to correct for the temperature effects.
- Even though increased values of the DDF and C1/C2 may indicate an increased moisture content with a high probability, the lack of the increase, especially if only 50Hz measurements are performed, cannot guarantee that the condition of the bushing insulation material is acceptable. Therefore, the DFR test method is highly recommended.

1.5.3 Dissolved gas analysis DGA.

A dissolved gas analysis (DGA) is possible only on OIP bushings. State of the art OIP bushings are equipped with an oil release valve, where a small oil sample can be taken. This measurement, however, must be applied with utmost care as numerous bushing failures have been reported after having taken a sample. One of the main reasons was the gasket which was reused - instead of having it replaced with a new one - consequently attracted moisture which then penetrated into the bushing and destroyed it over time. Furthermore, taking several oil samples will reduce the oil level inside of the bushing over time.

In light of these risks and the other before mentioned reasons, utilities have started to substitute OIP bushings with the more reliable and less maintenance intensive RIP/RIS bushing technologies.

1.5.4 On-line monitoring systems for bushings.

On-line monitoring systems have proven to be an effective tool when used over a short period of several months. They are often used to investigate issues within the distribution system (e.g. detection of Very Fast Transients - VFT and voltage spikes), with the transformer or the bushing. Yet, they are not recommended for permanent installation unless there is a real specific need for this. The reason is that the sensor tap is incorporated directly into the bushing's structure and connected to the otherwise hermetically sealed condenser core.

The measuring chain by itself is not failsafe which means that the inadvertent interruption of the measuring chain - mainly due to component failure within the measurement circuit or the protective circuit, corrosion due to moisture ingress due to deteriorating gaskets under UV or harsh environmental conditions or the wrong material selection with respect to electrolytic behaviour - will eventually lead to a failure of the bushing itself (Figure 6).



Figure 6a: Examples of corroded sensor taps which can result in destruction of the bushing itself ('Diagnostic Experience on HV Bushings Retired from Service', M. Guzman, CFE, 2015 INMR World Congress); the utility decided to abandon on-line bushing measurements



Figure 6b: Examples of failed bushings due to corroded on-line measurement sensors (bushings serviced/replaced by ABB TRES, Germany)

In particular high quality RIP/RIS bushings are very reliable and feature a very low failure rate by nature (CIGRE data in 1; 2). The integration of any additional component into a bushing will increase its risk of a premature failure. For the 'low risk' RIP/RIS technology the resulting risk increase of a premature failure will often not be compensated by the increased comfort of being able to monitor the bushing condition on-line.

1.5.5 Partial discharges Partial Discharges (PD).

PDs lead to a degradation of the electrical insulation material. PDs occur if there is a defect in the electrical insulation such as voids, cracks or delamination.

Unfortunately, accurate PD measurements are very difficult to perform on site and with the bushing installed on the transformer. On-line PD measurements based on statistical methods may pick up on bushings issues that show high PD activity. Yet, on high quality bushings with little or no activity (high quality OIP, RIP/RIS technology) they will hardly provide sufficient signal strength for useful readings, plus they will increase the risk of a premature breakdown for the same sensor tap degradation issues as already explained in 1.5.4.

1.5.6 Visual inspection.

Whenever a bushing is assessed, a visual inspection should be performed. Any unusual findings such as oil leaks, a low oil level and damage to the insulator should be noted and the impact assessed.

1.5.7 Thermal Survey.

A temperature measurement performed at unit baseload, using a handheld infrared scanner, can be very useful in detecting hot joints, high stress areas and possible electrical breakdown.

1.5.8 Summary of state-of-the art diagnostic systems for bushings.

Table 2 below summarizes the above discussed diagnostic measurements useful for transformer bushings (6). For a proper interpretation of the results, it is crucial that an initial fingerprint measurement is taken before the transformer is placed into service.

	tan δ	Capacitance	DGA	Partial discharge	Visual inspect.	Thermal Survey	DFR (C & tan δ)
On site, transformer not energized	X	X	X (if appl.)	-	X	-	X
On site, transformer energized	(X) *)	(X) *)	-	(X) *)	X	X	-
High Voltage Test Lab	X	X	X (if appl.)	X	X	-	(X)

*) only possible with appropriate on-line measurement equipment

Table 2: Useful diagnostic methods for transformer bushings (6)

The follow-up measurements should be performed at time intervals recommended for the particular type of bushing to determine the trend of the measurements and the speed of aging. Some utilities perform these measurements in a 5 year cycle, others more frequently. The intervals certainly depend on the bushing type, the age of the bushing and the assessed severity of a premature failure.

When there is reason to believe that transformer was exposed to excessive stress, the bushings do require more attention to ensure that the internal insulation system has not suffered in such a way that the original factory-tested electrical insulation capabilities are compromised.

The assessed end of life is a statistical number and does not necessarily mean that there will be an immediate bushing failure after reaching the end of life. It just means that the probability of a failure will increase (see Figure 3: Failure Probability as the product of 2 Gauss distribution functions). In fact, there are reports of RBP bushings which were in service for more than 35 years without problems. Yet, as discussed before, it must always be considered that an aged insulation system is less immune to high external voltage stress. While in the past an acceptable stress level did not cause a problem at all, the same stress can at some point initiate harmful partial discharges, which finally result in a breakdown.

In case of doubt it is always advisable to contact the bushing OEM and ask for his support for a proper evaluation process. Working together with reputable bushing OEM, who has a long manufacturing and R&D history, is always a good choice for a solid bushing lifetime monitoring and assessment strategy.

1.6 DFR Measurements to determine the status of the bushing's insulation system

When there is reason to believe that selected transformer components, such as the bushings, were exposed to excessive stress, they do require attention to ensure that the internal insulation system has not suffered damage in such a way that the original factory-tested electrical insulation capabilities are unduly compromised. If the withstand capability to grid disturbances is compromised, the overall reliability of the transformer unit is impacted. A thorough capacitance measurement over a wider frequency range typically provides good information on the health status of the bushing.

Also, as presented in numerous papers (e.g. references 1, 3 & 4), a $\tan \delta$ measurement at room temperature and 50/60Hz by itself is not sufficient to reliably detect an increased humidity level in a bushing. It was suggested in (3) that a $\tan \delta$ measurement over a broader frequency range would provide more information, e.g. by applying the Dielectric Frequency Response (DFR).

While some utilities have already started to apply regular DFR tests on their bushings to take footprints of the original characteristics and to be able to identify possible changes over the lifetime, they are still looking for guidance on how to interpret the measurements and observed deviations from the original fingerprint. This common lack of uncertainty about the relationship between the breakdown mechanism of an insulation system and the DFR measurement results currently limits the use of this potentially very powerful diagnostic tool.

In order to further close the gap between typical DFR test results and actual insulation breakdown patterns, an OEM decided to perform comprehensive tests with in-house measurements and also invited a 3rd party diagnostic tool supplier with his commonly used DFR tool to validate his measurement technology on selected bushing specimen. The test results are discussed below.

1.7 Measurement results on RIP-type bushings.

Measurements on RIP bushings have been performed on various bushing types and by several manufacturers. Meaningful $\tan \delta$ measurements and correction curves over frequency and as a function of the temperature have to be performed in a very controlled environment in a high quality climate chamber (Figure 8).



Figure 8: DFR measurement in climate chamber (ABB MICAFIL)

The results for this specific RIP bushing type are plotted in Figure 9.

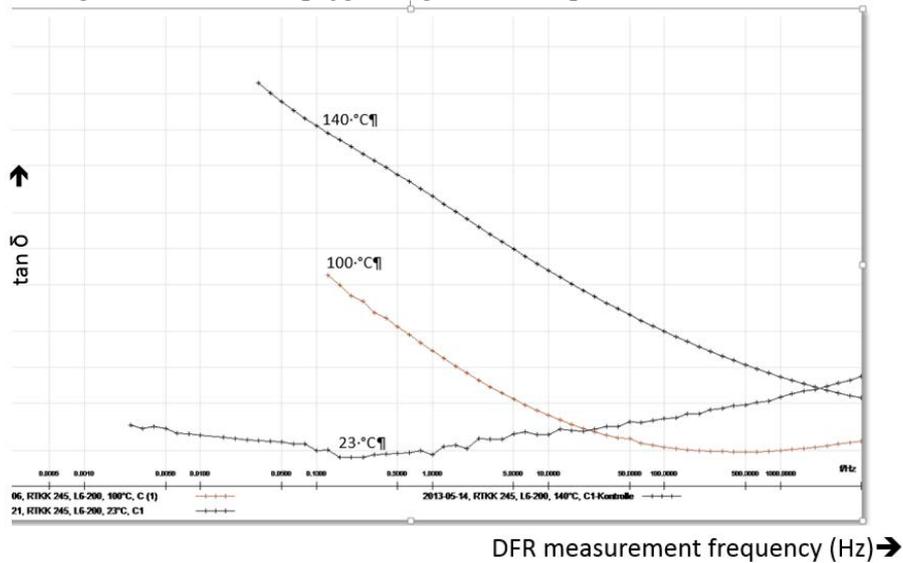


Figure 9: Typical DFR measurement of $\tan \delta$ as a function of frequency and temperature on a RIP-type bushing; logarithmic scales (ABB MICAFIL)

The measurements demonstrated that the characteristic behaviour of this selected RIP bushing corresponds to typical RIP measurement results found throughout the industry. This curve will be used to establish the material- and design-specific data for this specific bushing and to provide a good reference for future diagnostics measurements and assessments by this OEM in his effort to assist his customers with meaningful interpretations of DFR test results.

1.8 Measurement results on RIS-type bushings.

While many articles have been published on DFR measurements being performed on RIP and OIP bushings, little is known about test results on the relatively new RIS technology. The RIS technology promises to be immune to moisture ingress and has proven so in many tests (5).

Little is known with regard to the DFR measurement results on RIS-type bushings at very low frequencies as the DFR measurements then typically picks up on the resistive part imposed by the moisture content of the paper in RIP and OIP-type bushings. With the lack of moisture – how would the DFR test method with conventional diagnostic tool perform on RIS-type bushings?

Initial tests performed by the OEM on a high quality RIS bushing outside of a transformer – the typical condition of a spare bushing, before it is put into operation - showed interesting results (*Figure 10*). The tests were performed with a widely used DFR test device for bushing diagnostics. The lack of moisture inside of the bushing resulted in very unstable readings at frequencies below 50 Hz, with large deviations below 30 Hz. The lack of significant resistive currents due to the lack of moisture inside of the bushing resulted in an increased significance of the undesired surface currents. The surface currents, in turn, depend heavily on the ambient humidity and the deposition of dirt on the outer bushing structure which is irrelevant for the assessment of the bushing condition itself.

The surface currents (blue and brown curve) were then eliminated with shielding bandages applied at various positions on the bushing (*Figure 11 and Figure 12*). It was then possible to divert the surface currents and achieve curves similar to those already known on RIP and OIP measurements, providing evidence that the DFR method can also be applied to RIS bushings, as long as specific limitations are observed.

Also, after installing a metal mesh around the bushing to simulate a Faraday cage (*Figure 13*) and, thereby, deterring electromagnetic interference (yellow curve) the test results were also improved. Yet, the application of grounding bandages to deter surface currents or the installation of a Faraday cage is

not practicable under site conditions. In fact, the results at frequencies < 30 Hz on a RIS-type can be mostly disregarded on a high quality bushing as the leakage current inside of the bushing is not within a meaningful measurement range.

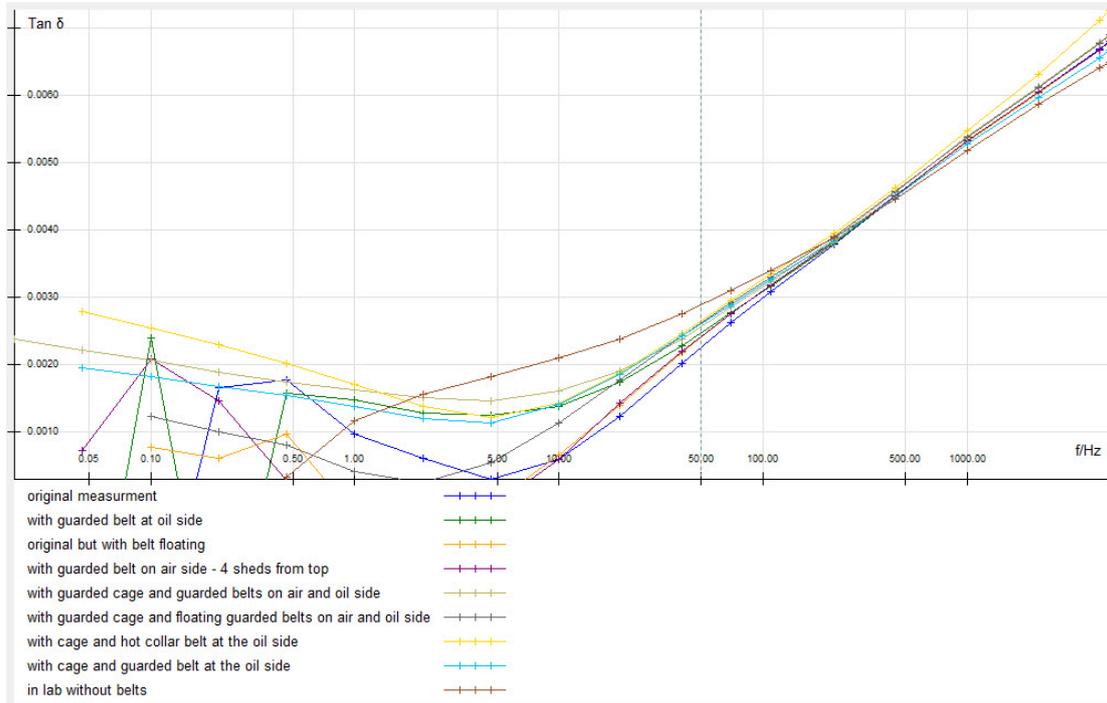


Figure 10: $\tan \delta$ DFR measurements on a RIS-type bushing require well defined measuring procedures; logarithmic x-scale (typical OEM data/ABB MICAFIL)



Figure 11: shielding on air side (ABB MICAFIL)



Figure 12: shielding on oil side (ABB MICAFIL)



Figure 13: grounded Faraday cage to isolate measurement from interference (ABB)

1.9 Temperature compensation curves over frequency for RIP & RIS-type bushings.

Recent studies (7) have shown that with a change of the temperature of an OIP bushing the DFR-derived frequency dependent $\tan \delta$ curves just moves towards higher frequencies with an increasing temperature. Yet, the shape of the curve does not change (Figure 14) and can be linked to the Arrhenius law/equation which describes how the insulation properties relate to the temperature.

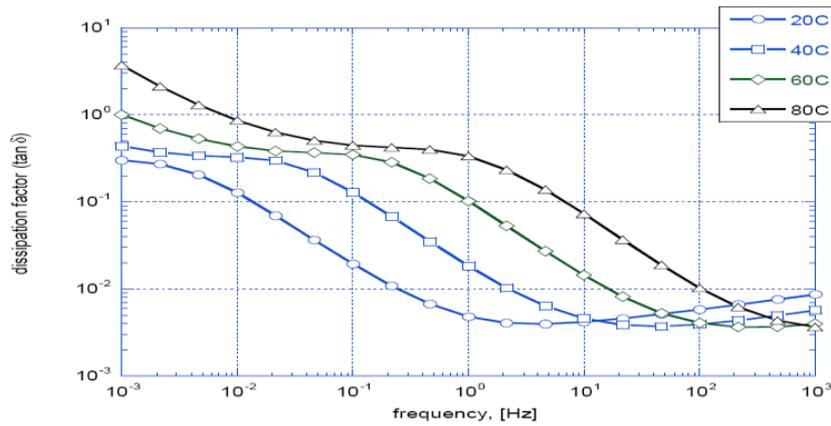


Figure 14: DDF as function of frequency for dry Kraft paper (7)

This behaviour with comparable curves could not be found for the RIS bushings. Instead, the curves appear as shown in Figure 15. The curves can be used by the OEM to establish the design-specific temperature correction curves for his RIS bushing.

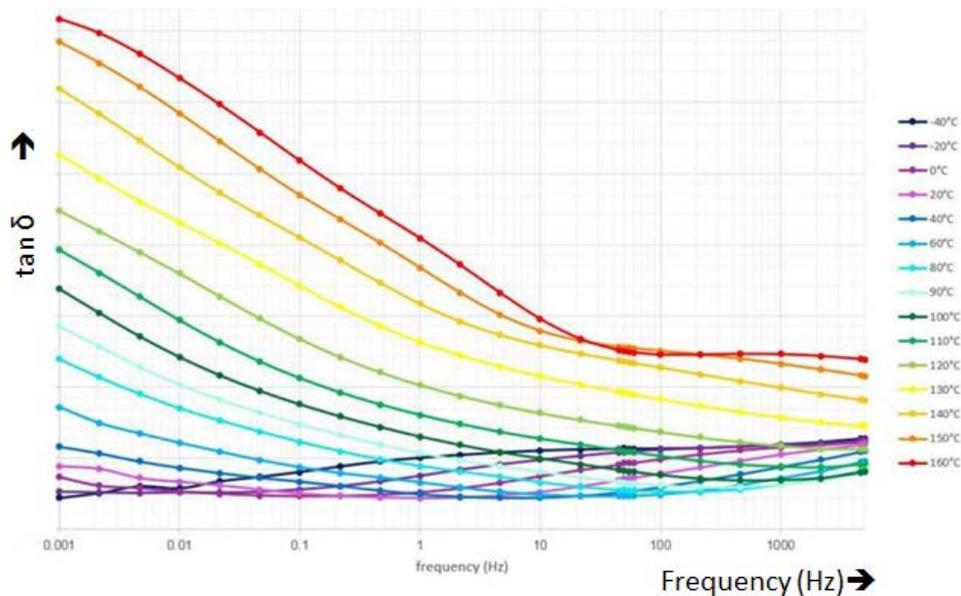


Figure 15: frequency dependent $\tan \delta$ curve, moving with temperature; logarithmic scales (ABB MICAFIL)

2 SUMMARY:

Case studies show that the DFR test method is a powerful diagnostic tool to identify bushings with an increased risk for failure. Yet, it must be noted that the bushing insulation materials do not only differ from manufacturer to manufacturer, but also among the different bushing types from the same manufacturer (e.g. RIP versus RIS technology). Generic tables with ‘typical’ frequency-dependent characteristics have, therefore, only limited value when it comes to making a decision strictly based on a frequency-dependent measurement alone and without having the material-specific technical data and properties. Without this information, a meaningful measurement analysis necessary to apply risk-management based decisions to optimize a utility’s cash-out strategy is then not possible.

Utilities, therefore, expect more and more professional support from the bushing OEM on 1) how to correctly perform the measurements and 2) how the results have to be linked back to the original measured values – with clear guidelines on what a specific reading result means for the selected bushing. This knowledge is essential to establish a successful bushing fleet management strategy (6) which optimizes the utility's cash-out situation while effectively reducing the probability of premature failures and its associated cost at the same time.

3 REFERENCES

1. M. Krueger, INMR2015 - Munich ,Diagnostic measurements and monitoring on high voltage bushings'
2. A. Petersen, "*The Risk of transformer fires and strategies which can be applied to reduce the risk*". Paris: A2-101 CIGRE Session, 2010.
3. M. Christen, G. Kopp, T. Linn, M. Steinlin, "*Frequenzabhängige $\tan \delta$ Messung zur Analyse des Zustandes von Hochspannungsdurchführungen*", Transformer Life Management 2010, Schering Institut, Leibniz Universität Hannover, 2010
4. K. Frei , N. Koch, "*Zustandsbeurteilung von Durchführungen im Praxiseinsatz*", OMICRON Transformer Conference, Bregenz, Austria, 2007
5. G. Kanan, D. Egger, TechCon Asia/Pacific2015 'Field experience and reliability tests for the new EasyDry condenser bushing'
6. T. Schuette, J. Czyżewski, INMR2015 - Munich 'Increasing transformer reliability by proactive management of the bushing fleet'
7. Matz Ohlen „Experiences of Using Dielectric Frequency Response Techniques for Insulation Assessment of Bushings and Instrument Transformers“, INMR2015, Munich

Author Biography:



Thomas Schuette received his M.Sc. in Electrical Engineering from the University of Bochum/Germany. After receiving his MBA in 1990, he worked for ABB in Switzerland and in the USA as an R&D, Project, Sales and Commissioning Engineer. From 2000 to 2010, he assumed engineering management roles at Alstom Power. After 5 Years with Axpo, a Swiss utility, he rejoined ABB in 2015 and now heads the engineering department at Micafil. He is a patent holder, author of several technical papers and an IEEE member.

Praktische Erfahrungen mit dielektrischen Frequenzantwort- Messungen (DFR) an Durchführungen und Messwandlern

Experiences of Using Dielectric Frequency Response Techniques for Insulation Assessment of Bushings and Instrument Transformers

Matz Ohlen, Peter Werelius
Megger Sweden AB
Matz.ohlen@megger.com
Sweden

Denis Denisov, Lutz Hulka
Megger GmbH
Denis.denisov@megger.com
Germany

ABSTRACT

Modern technology and development in signal acquisition and analysis techniques have provided new tools for transformer diagnostics. Of particular interest are dielectric response measurements, where insulation properties of oil-paper systems can be investigated. Dielectric Frequency Response, DFR (also known as Frequency Domain Spectroscopy, FDS), was introduced more than 20 years ago and has been thoroughly evaluated in a number of research projects and field tests with good results. DFR data in combination with mathematical modeling of the oil-paper insulation is proven to be an excellent tool for moisture assessment. Since the modeling theory contains influence of temperature, DFR and modeling can be used to calculate the temperature dependence of the insulation system. This paper gives a background to DFR, insulation modeling and how these tools can be utilized to improve understanding of insulation properties and in particular how this can be used for insulation assessment of bushings and instrument transformers.

Keywords - dielectric frequency response; DFR; frequency domain spectroscopy; FDS; dissipation factor; temperature correction; temperature dependence; insulation; bushing; current transformer

1 INTRODUCTION

The condition of the insulation is an essential aspect for the operational reliability of transformers, generators, cables and other high voltage equipment. Transformers with high moisture content cannot, without risk, sustain high loads. Bushings and cables with high dissipation factor at high temperature can explode due to “thermal runaway”. On the other hand it is also very important to identify “good” units in the aging population of equipment. Adding just a few operating years to the expected end-of-life for a transformer or bushing means substantial cost savings for the power company.

2 50/60 HZ DISSIPATION FACTOR MEASUREMENTS

A common insulation diagnostic test is the measurement of capacitance and dissipation factor (DF) at 50/60 Hz. This is the standard test performed whenever there is a need for investigating insulation properties. DF tests are typically done at “any” temperature using a test voltage from about 30 V up to about 10 kV for field tests and up to nominal voltage in factory measurements. There are also tests with variable voltage (tip-up/step-up testing) as well as tests, where tan-delta over temperature is measured. Analysis is based on standards, historical statistics and comparison against factory values. Since insulation properties are temperature dependent, temperature correction is commonly used for measurements not performed at 20° C, this is normally achieved by using temperature correction table values for certain classes of devices [1].

In e.g. IEEE C57.152 [1], IEEE C57.12.90 [2] and CIGRE TB 445 [3], typical tan delta (power factor) values for transformers and bushings are categorized. Typical temperature correction values [2], [3] are shown in Figure 1.

TABLE 1: TYPICAL TAN DELTA ASSESSMENT VALUES [1]-[3]

	Typical power factor values @ 20° C		
	“New”	“Service aged”	Warning-alert limit
Power transformers, oil insulated	0.2-0.4%	0.3-0.5%	> 0.5%
Bushings (OIP)	< 0.2-0.4%	< 1%	> 1%

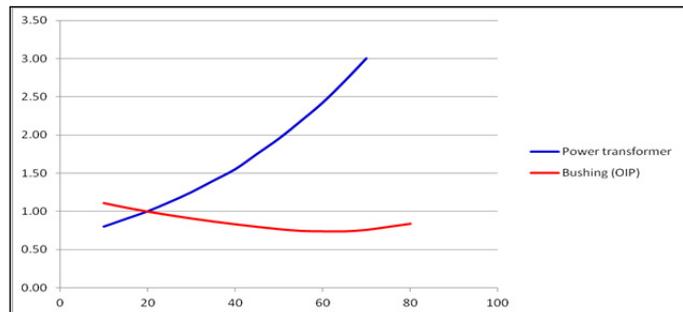


Figure 1. Right: Typical dissipation factor temperature corrections

It is obvious that the given values are approximate guidelines only. IEEE C57.152 states; “While the power factors for older transformers will also be <0.5% (20C), power factors between 0.5% and 1.0% (20C) may be acceptable; however, power factors >1.0% (20C) should be investigated.” And moreover in IEEE C57.12.90-2006 [2]; “Experience has shown that the variation in power factor with temperature is substantial and erratic so that no single correction curve will fit all cases.”

3 DIELECTRIC FREQUENCY RESPONSE MEASUREMENTS

The first field instrument for DFR/FDS measurements of transformers, bushings and cables was introduced in 1995 [4]. Since then, thorough evaluation of the technology has been performed and as an example, several international projects/reports define dielectric response measurements together with insulation modeling as the preferred method for measuring moisture content of the cellulose insulation in power transformers [5-8].

In DFR tests, capacitance and dissipation/power factor is measured. The measurement principle and setup is similar to traditional 50/60 Hz DF testing, but with the difference that a lower measurement voltage is often used (140 to 1400 V) and instead of measuring at line frequency 50/60 Hz, insulation properties are measured over a frequency range, typically from 1 mHz to 1 kHz.

The results are presented as capacitance and/or tan delta/power factor versus frequency. Measurement setup is shown in Figure 2 (left). Typical DFR results from measurement on transformers with different moisture conditions is presented in Figure 2 (right).

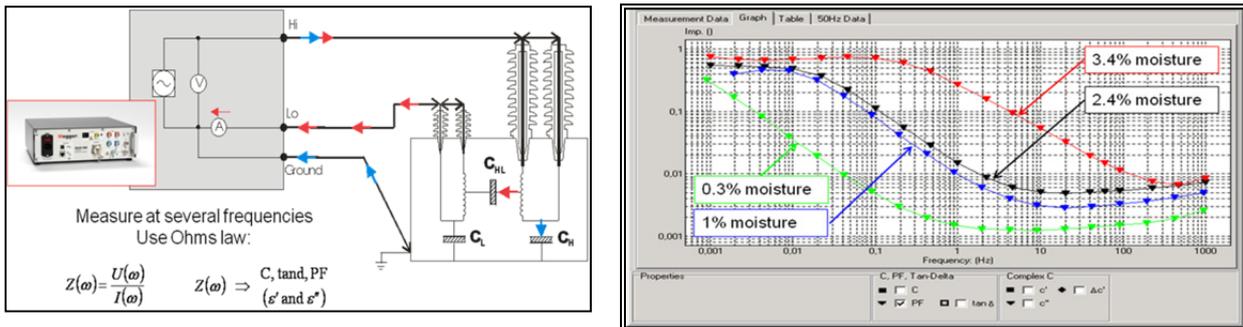


Figure 2. Left: DFR measurement setup
Right: DFR measurements on four different transformers at different temperatures with moisture content ranging from 0.3 to 3.4%

4 MOISTURE ASSESSMENT

The capability of DFR to measure dissipation factor as function of frequency gives the user a powerful tool for diagnostic testing. Moisture assessment is one example. High moisture levels in transformers is a serious issue since it is limiting the maximum loading capacity [9] and the aging process is accelerated. Accurate knowledge about the actual moisture content in the transformer is necessary in order to make decisions on corrective actions, replacement/scraping or relocation to a different site in the network with reduced loading.

The method of using DFR for determining moisture content in the oil-paper insulation inside an oil-immersed power transformer has been described in detail in several papers and articles elsewhere [5-8], and is only briefly summarized in this paper.

The dissipation factor for an oil/paper insulation plotted against frequency shows a typical inverted S-shaped curve. With increasing temperature the curve shifts towards higher frequencies. Moisture influences mainly the low and the high frequency areas. The middle section of the curve with the steep gradient reflects oil conductivity. Figure 3 (left) describes parameter influence on the reference curve.

Using DFR for moisture determination is based on a comparison of the transformers dielectric response to a modeled dielectric response (reference curve). A matching algorithm rearranges the modeled dielectric response and delivers a new response curve that reflects the measured transformer. The moisture content along with the oil conductivity for the reference curve is presented as a result of the test. Only the insulation temperature (top oil temperature and/or winding temperature) needs to be entered as a fixed parameter.

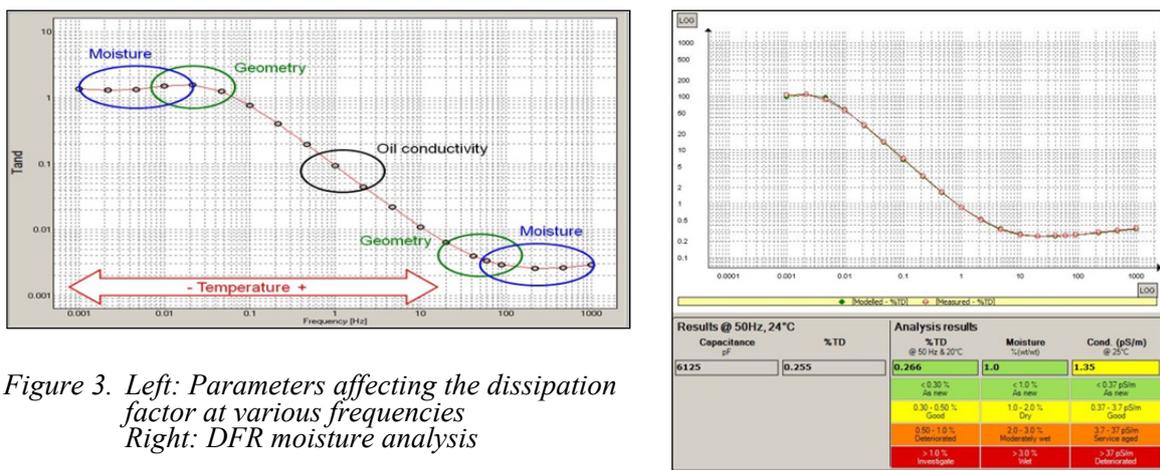


Figure 3. Left: Parameters affecting the dissipation factor at various frequencies
Right: DFR moisture analysis

Three different transformers are shown in Figure 4 (left). The units have the same 0.5%, 50 Hz DFR value, typically characterized as “warning/alert” limit status calling for “investigation”. The investigation is done as DFR analysis.

The three transformers are very different and maintenance measures for them would also be different. Transformer 1 has good oil but needs drying. Transformer 3 has low moisture but needs oil change or regeneration. Transformer 2 is in normal service aged condition.

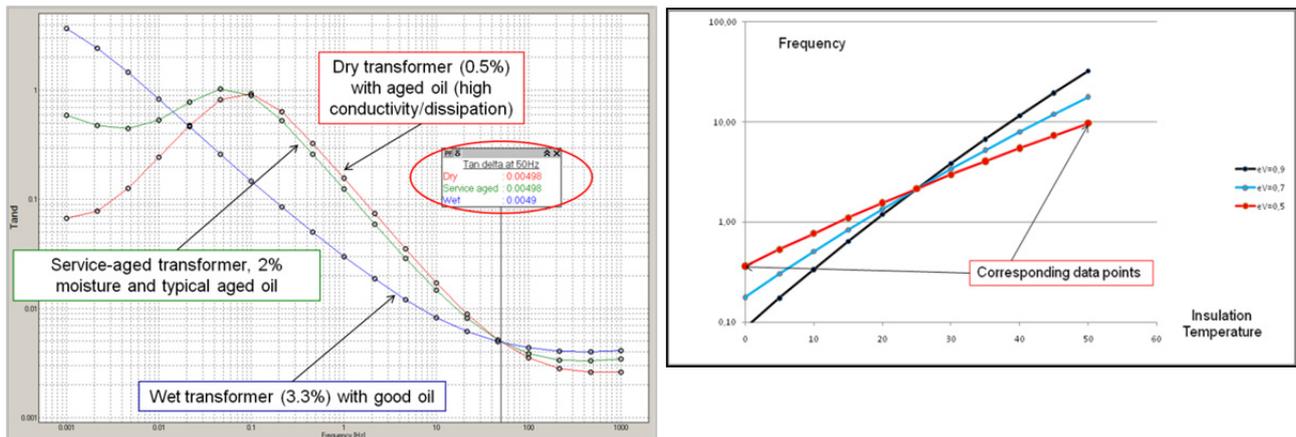


Figure 4. Left: DFR analysis of three transformers with different oil quality and moisture content
 Right: Relationship between power factor values at different frequencies taken at different temperatures.

5 INDIVIDUAL TEMPERATURE CORRECTION (ITC)

DFR measurements and analysis together with modeling of the insulation system includes also temperature dependence. A new methodology (Megger patent) is to perform DFR measurements and convert the results to dissipation factor at 50 Hz as a function of temperature [10]. This technique has major advantages in measurement simplicity for bushings. Instead of time consuming heating/cooling of the bushing and doing several measurements at various temperatures, one DFR measurement is performed and the results are converted to 50 Hz tan delta values as a function of temperature.

The method is based on the fact that a certain dissipation factor measurement at a certain frequency and temperature corresponds to a measurement made at a different temperature at a different frequency. The conversion calculations are based on Arrhenius' law/equation, describing how the insulation properties relate to temperature.

$$\kappa = \kappa_0 \cdot \exp(-W_a/kT),$$

with activation energy W_a and Boltzmann constant k .

The relationship is depicted for single-material insulation and three different activation energies in Figure 4 (right).

Temperature correction tables such as in IEEE C57.12.90 give average values assuming "average" conditions and are not correct for an individual transformer or bushing. This is confirmed in field experiments and some utilities try to avoid applying temperature correction by recommending performing measurements within a narrow temperature range [11].

Examples are shown in Figure 5. Dissipation factor was measured at 10 kV on four transformers and three bushings of different age, condition and at various temperatures. Temperature dependence is very different for the transformers and bushings and using standard temperature correction tables will not give correct values for the 20°C reference value.

With DFR and the technique for converting data to temperature dependence, it is possible to do accurate, individual temperature correction. For a "good" component, the temperature dependence is weak. When the component gets older and/or deteriorated, the temperature correction factor becomes much larger, i.e. the temperature dependence is a function of aging status. This is in line with several projects and studies [12-14].

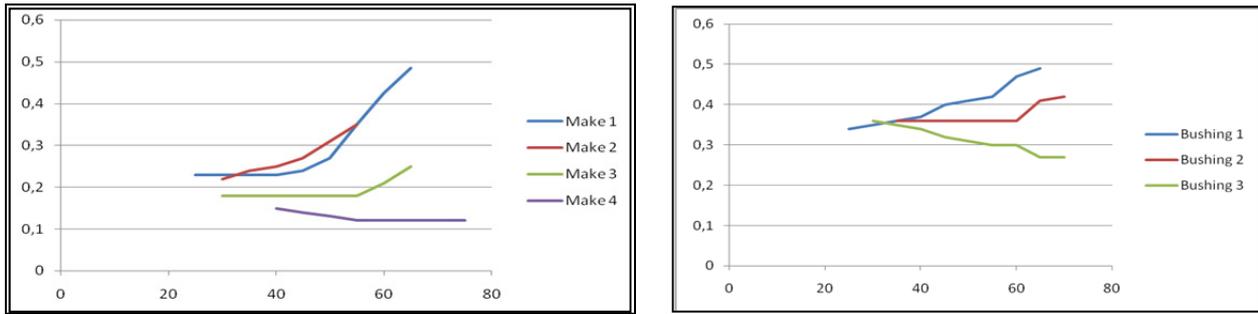


Figure 5. Left: Tan delta values as function of temperature (°C) for four different transformers [11] Right: Tan delta values as function of temperature (°C) for three different bushings [11]

An example of using the technique is shown in Figure 6. Samples of Kraft paper with various moisture contents was measured at different temperatures [15]. The dielectric response for dry paper, moisture content <0.5%, is shown in Figure 6 (left).

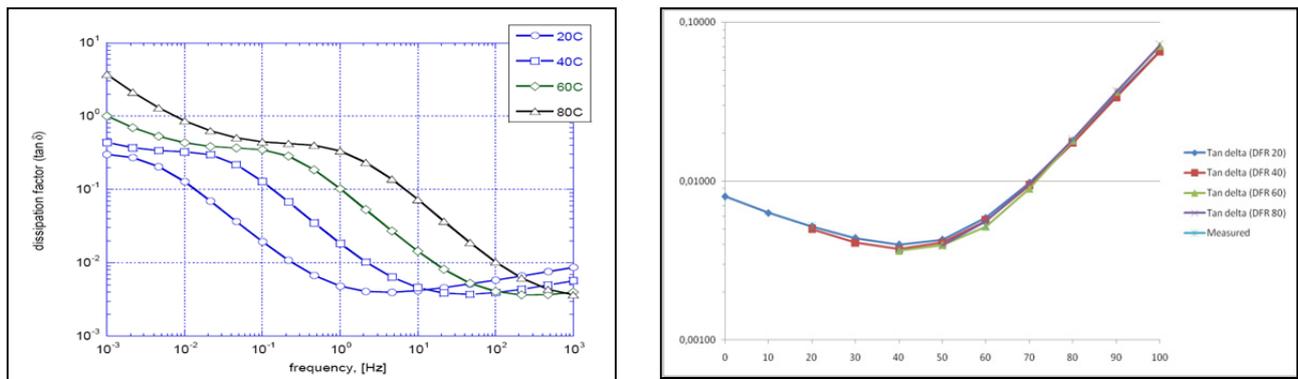


Figure 6. Left: Dissipation factor as function of frequency for dry Kraft paper Right: Tan delta at 50Hz for dry Kraft paper as function of temperature

Using DFR technique to estimate temperature dependence based on measurements at one temperature only, gives the results shown in Figure 6 (right). As seen in the diagram, the calculated temperature dependence matches very closely to the actually measured dissipation factors at different temperatures.

6 BUSHING DIAGNOSTICS

50/60 Hz DF measurements are the most common insulation diagnostic test on bushings. C1 (UST) is a common test and typical guidelines for evaluating the C1 dissipation factor are:

- Between nameplate tan delta and up to twice nameplate tan delta - Bushing acceptable,
- Between twice nameplate tan delta and up to 3 times nameplate tan delta - Monitor bushing closely,
- Above 3 times nameplate tan delta - Replace bushing.

Looking at the numbers in Table 1 and the guidelines above, we can identify typical benchmarking values for oil-impregnated paper (OIP) bushings as shown in Table 2.

TABLE 2: TAN DELTA VALUES FOR TYPICAL OIP BUSHINGS

Type	Tan delta @ 20°C			
	“New”	“OK”	“Monitor”	“Replace”
OIP bushings	< 0.5%	0.5-1%	1-1.5%	> 1.5%

Measuring the bushings over temperature and in particular at high temperature gives further information about the condition of the insulation and indication of aging/high moisture content. See examples presented in Figure 7 (left)[12].

Increased dissipation factor at higher temperatures is a good indicator of bushing problems. A high dissipation factor at higher temperatures result in an increased heating of the bushing which in turn increases the losses causing additional heating which increases the losses even further and the bushing finally explodes.

6.1 GE type U – Accelerated Aging Tests

GE Type U bushings have exhibited a poor record of performance and provided utilities with major assets replacements. In a research project initiated by Ontario Hydro (Canada) and Pacific Gas & Electric (USA), an accelerated aging program was performed on six 155 kV Type U bushings and various diagnostic tests were performed on the bushings [16]. The bushings were subjected to simultaneous thermal and electrical aging. During the aging program a voltage of 66 kV (nominal line-to-ground voltage) was applied to the bushings. Thermal aging was accomplished by means of circulating power frequency current through the bushings, starting at 1200 A and slowly increasing to 2000 A. Two bushings failed (#3 and #4) at elevated current (1900 A) during the aging program.

The bushings were selected for test on the basis of tan delta (power factor) measurement results. Two units had low values, two units had high values and two had “intermediate” values. See Figure 7 (right) for details. Nameplate DF is assumed to be 0.25%.

During aging, periodic and continuous diagnostic tests were performed. Tan delta, capacitance, DFR, PD, DGA etc. Parts of the results from the traditional test methods have been reported elsewhere [16] and this paper is focusing on the DFR measurement results.

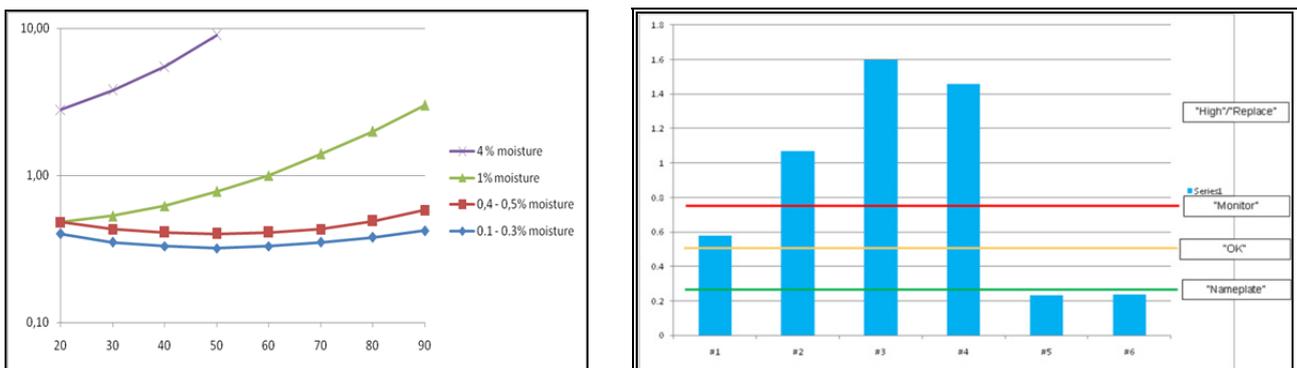


Figure 7. Left: Dissipation factor (%) vs temperature for OIP bushings with various moisture content [12]
 Right: Dissipation factor (%) for the six GE Type U bushings at 20°C [15]

6.2 DFR Measurements

DFR measurements were performed in the beginning of the program. The bushings were tested at various voltages (tip-up tests) and temperatures, see Table 3. Insulation temperatures are estimates based on using DFR data at ambient temperature to determine temperature dependence (ITC).

Low voltage DFR results are presented in Figure 8. The differences in dissipation factor between the bushings are much larger at low frequencies compared to 60 Hz values.

6.3 Temperature dependence

Using the technique described in section 5, we can use the DFRA data to estimate temperature dependence. The results are shown in Figure 9 as tan delta temperature dependence for the six bushings. Temperature dependence for bushings #5 and #6 corresponds to factory data indicating that these bushings are in good condition. The other bushings have stronger temperature dependence. Bushing #2, classified as M/”intermediate” has the same temperature dependence as the “bad” bushings #3 and #4 that failed during the accelerated aging test.

TABLE 3: DFR MEASUREMENTS ON GE TYPE U BUSHINGS

Bushing	"0A", ambient/21° C, measured @ kV						"1200A", ~ 50° C, measured @ kV						"1600A", ~ 65° C, measured @ kV					
	0.1	3	6	9	12	14	0.1	3	6	9	12	14	0.1	3	6	9	12	14
1 (M)	x						x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
2 (M)	x						x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3 (H)	x		x		x								x	x	x	x	x	x
4 (H)	x																	
5 (L)	x		x		x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
6 (L)	x		x		x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x



Figure 8. Right: Tan delta vs frequency measured at 0.13 kV and ambient temperature

DFR measurements at three temperatures are presented for two bushings in Figure 9 as well.

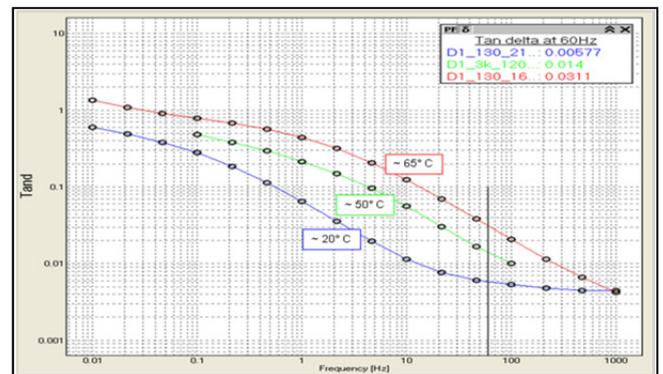
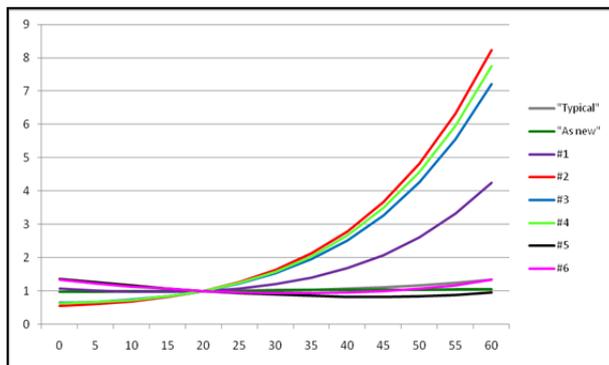
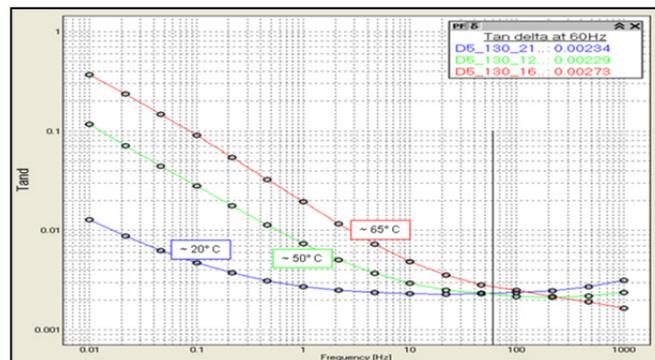


Figure 9. Left: Tan delta temperature dependence (relative tan delta) for the six bushings (temperature on x-axis)

Right: DFR measurement on bushing #1 at different temperatures
Bottom: DFR measurement on bushing #5 at different temperatures



6.4 Tip-up measurements

Two tip-up results are shown in Figure 10. 60 Hz tan delta values are almost independent of test voltage and not sensitive to aging effects. At lower frequencies there is a “tip-down” effect. For the “good” bushing the effect is very small.

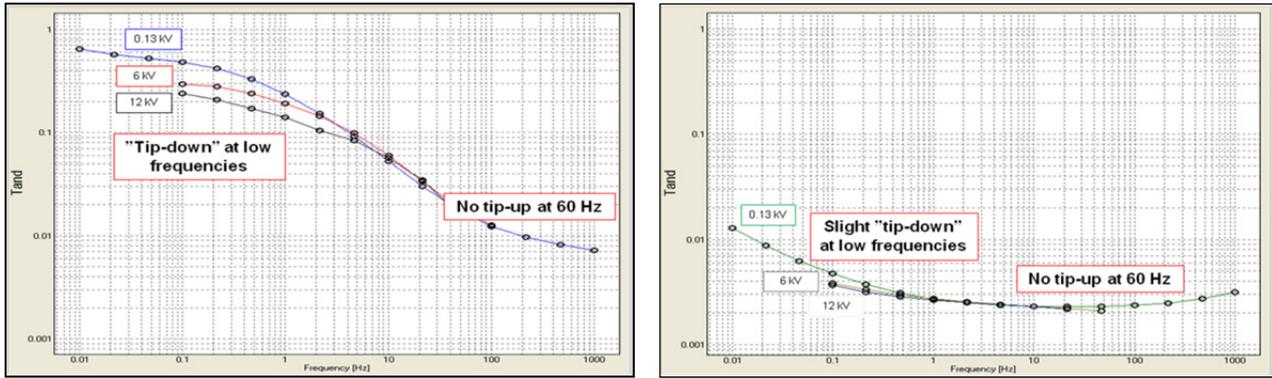


Figure 10. Left: DFR tip-up measurement on bushing #3 (“bad”) Right: DFR tip-up measurement on bushing #5 (“good”)

7 CURRENT TRANSFORMER DIAGNOSTICS

Similar experiences from an ongoing project have been gained for instrument transformers. In one experiment, 6 current transformers of the same type but in various conditions were measured at temperatures ranging from 25 to 50°C. Table 4 summarizes the CT units.

TABLE 4: CURRENT TRANSFORMER MEASUREMENTS

CT unit	Capacitance (pF) @50 Hz, 25°C	%DF @50Hz, 25°C
1	718	3,44
2	879	1,32
3	912	4,95
4	665	0,30
5	730	1,16
6	720	3,10

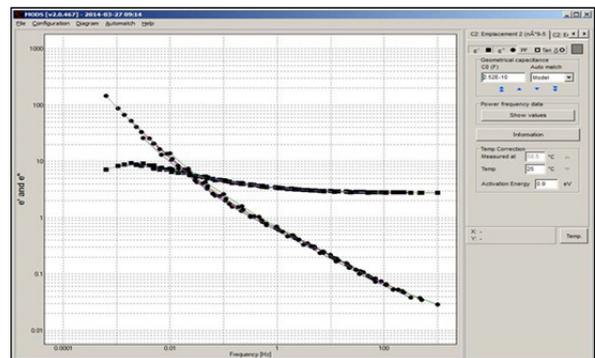


Figure 11. Right: DFR results for CT #1 at different temperatures. Values scaled to 25 C with activation energy 0.9 eV

The first analysis was to confirm that the insulation material behaves as expected and determine the activation energy for the material. Results shown that the activation energy was 0.9 and quite similar for the six units. An example is shown in Figure 11.

Based on the positive results it is possible to investigate the temperature dependence for the units. Examples are shown in Table 5 and 6. CT 7 is a “good” unit and in this case, the table correction makes it even “better”. CT 3 is a “bad” unit and the table correction makes it even “worse”. ITC estimates the correct 20 °C value for all the actual temperatures.

TABLE 5: CT 7, TEMPERATURE CORRECTED DATA

T(°C)	Table Correction Factor	DF @ 50 Hz	DF @ 50 Hz, corrected to 20°C, table	DF@ 50 Hz, corrected to 20°C, ITC
20	1			
25	0.83	0.0030	0.0025	0.0028
30	0.69	0.0031	0.0022	0.0027
35	0.58	0.0032	0.0019	0.0028
40	0.48	0.0038	0.0018	0.0029
45	0.41	0.0044	0.0018	0.0028
50	0.35	0.0050	0.0018	0.0029

TABLE 6: CT 3, TEMPERATURE CORRECTED DATA

T(°C)	Table correction Factor	DF @ 50 Hz	DF @ 50 Hz, corrected to 20°C, table	DF@ 50 Hz, corrected to 20°C, ITC
20	1			
25	0.83	0.050	0.041	0.037
30	0.69	0.066	0.046	0.036
35	0.58	0.076	0.044	0.034
40	0.48	0.11	0.052	0.038
45	0.41	0.14	0.057	0.038
50	0.35	0.17	0.060	0.038

As noted in several publications e.g. [3] and [10], large temperature dependence is often aligned with a high dissipation factor at low frequencies. This can also be seen for the CTs in this investigation. In Figure 12, 1 Hz and 50 Hz values are plotted for 4 series of current transformer measurements, in total 26 units.

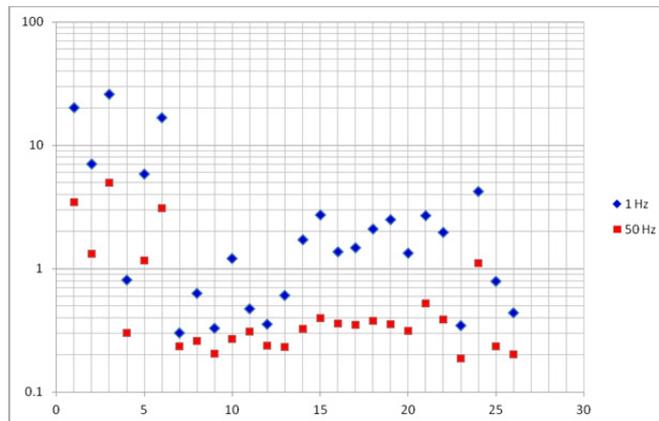


Figure 12. 1 Hz and 50 Hz tan delta values for 26 current transformers

As expected, CTs with high values for 50 Hz tan delta ($> 1\%$) have also high values at 1 Hz. However units with a tan delta within the “accepted” range of 0.2-0.4% may differ significantly, when looking at the 1 Hz values. This is confirming that the low frequency data and/or the tan delta temperature dependence are better diagnostic parameter than the traditional 50 Hz value. Especially when looking for early indications of insulation deterioration in the CTs.

8 DISCUSSION

The temperature dependence of the dissipation factor of an insulating material needs to be considered when comparing measurement results between phases, with previous tests or factory values. Historically this has been done by the use of average temperature correction tables. Results are disappointing and asset owners try instead to perform diagnostic measurements at a specific (narrow) temperature range.

The new method of using frequency data and estimate the temperature dependence of the actual component offers an alternative to waiting for the “correct” temperature and then do the test. It gives the possibility to have correct 20°C reference values and also to make a correct comparison to previously measured non-corrected data at other insulation temperatures.

Temperature dependence can also be used as an analysis method for bushings and instrument transformers. Comparing the measured temperature dependence with manufacturer data for temperature correction will tell if the condition of the unit is good or not. In insulation diagnostics, high tan delta values at low frequencies and large tan delta temperature dependence (increased dissipation factor at high temperatures), are strong indicators of insulation deterioration.

9 SUMMARY AND CONCLUSIONS

Dielectric Frequency Response (DFR/FDS) measurement is a technique/methodology for general insulation testing and diagnostics. In comparison with 50/60 Hz dissipation factor measurements, DFR measurements provide the following advantages:

- Capability of performing individual temperature correction of measured 50/60 Hz dissipation factor at various temperatures to values at reference temperature, 20°C,
- Capability of estimating temperature dependence in an object and from measured dissipation factor at a certain temperature calculate the dissipation factor at a different temperature,
- Capability of estimating the moisture content of oil-immersed cellulose insulation in power and instrument transformers and bushings,
- Capability of generally investigating causes for increased dissipation factor in power components.

The insulation properties are very important for determining the condition of a power system component. Knowing the condition helps to avoid potential catastrophic failure and identifying “good” units and decide upon correct maintenance, can save significant money due to postponed investment costs.

REFERENCES

- [1] IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE C57.152-2013
- [2] IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, IEEE C57.12.90-2010
- [3] CIGRE Technical Brochure 445, Guide for Transformer Maintenance, 2011
- [4] P. Werelius et al, “Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables by High Voltage Dielectric Spectroscopy”, paper presented at ICSD 1998.
- [5] U. Gäfvert et al, “Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnostics of Power Transformers”, 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 21-26, 2000, Xi'an, China.
- [6] S.M. Gubanski et al, "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers", *Electra*, No. 202, June 2002, pp 23-34, also in CIGRE Technical Brochure, No. 254, Paris 2004
- [7] S.M. Gubanski et al, “Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System. REDIATool - a European Research Project”, paper D1-207 CIGRE 2006
- [8] S.M. Gubanski et al, CIGRE report 414, Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings, 2010
- [9] G. K. Frimpong, M. Perkins, A. Fazlagic, U. Gafvert, “Estimation of Moisture in Cellulose and Oil Quality of Transformer Insulation using Dielectric Response Measurements”, Doble Client Conference, Paper 8M, 2001.
- [10] P. Werelius, M. Ohlen, “Dielectric Frequency Response Measurements on Power Transformers”, EuroTechCon 2008, Liverpool, UK
- [11] R.K.Tyagi, S. Victor, N.S.Sodha, “Application of Temperature Correction Factors for dissipation factor Measurements for Power Transformers – A case study”, Doble Client Conference, Vadodara, India 2006
- [12] “Swedish Bushings Plant Sees Growth in RIP Designs”, INMR Quarterly, Issue 68, 2005
- [13] C. Kane, “Bushings, PD and Winding Distortion Monitoring”, paper presented at ABB Seminar “Power Transformer Health Monitoring and Maintenance” Johannesburg 2008
- [14] R. Niemanis et al, “Determination of Moisture Content in Mass Impregnated Cable Insulation Using Low Frequency Dielectric Spectroscopy”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000, Seattle, Washington, USA
- [15] J.M Braun et al. “Accelerated Aging and Diagnostic Testing of 115 kV Type U Bushings”, paper presented at IEEE Anaheim 2000.

STUFENSCHALTERANALYSE MITTELS VIBROAKUSTISCHER VERFAHREN

Dr. Karsten Viereck
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
k.viereck@reinhausen.com
Germany

Dr. Anatoli Saveliev
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
a.saveliev@reinhausen.com
Germany

KURZFASSUNG

Die akustische Signatur ist ein bewährtes diagnostisches Hilfsmittel in vielen Industrieanwendungen. Im Bereich der Energieversorgung, ist der Laststufenschalter (OLTC) die einzige mechanische Komponente eines Hochspannungstransformators, die für die Spannungsregelung, also für das Umschalten zwischen den Regelwicklungen, zuständig ist. Das grundlegende Prinzip des OLTC-Betriebes basiert auf dem mechanischen Schalten von Kontakten im Vakuum oder in Öl. Während des Umschaltungsprozesses, bilden die dabei erzeugten Schallereignisse und die Vibration der Mechanik sich als Signatur für die dabei auftretenden mechanischen und elektrischen Vorgänge ab. Signifikante Informationen aus dem Schaltprozess können aus vibro-akustischen Messungen abgeleitet werden.

Das vorliegende Dokument stellt eine neue Methode zur Analyse, Visualisierung und Interpretation der vibro-akustischen Messungen von OLTCs vor.

Die Basis des Bewertungs-Algorithmus bildet eine Zeit-Frequenz-Analyse der aufgezeichneten Beschleunigungssignale mittels kontinuierlicher Wavelet-Transformation (CWT). Eine zweidimensionale Darstellung des Signals im Zeit- und Frequenzbereich bildet alle registrierten akustischen Vorgänge mit einem Dynamikbereich von bis zu 70 dB ab. Transformator-schwingungen, Motor- und Wählergeräusche sowie die Schaltgeräusche des Lastumschalters und der zeitliche Ablauf des Umschaltvorganges können in Zeit-Frequenz-Diagrammen dargestellt und klar voneinander getrennt werden. Eine Anomalie im System kann durch das Auftreten von ungewöhnlichen oder durch das Ausbleiben von erwarteten akustischen Vorgängen sowie bei Abweichungen in der Schaltsequenz erkannt werden.

Ein weiteres wesentliches Merkmal des Algorithmus ist die detaillierte Verifizierung der Schallsignatur des Lastumschalters. Aufgrund der besonderen Konstruktionsmerkmale eines jeden Stufenschalter-Typ umfasst diese individuelle Signatur Zeitbereiche mit unterschiedlichen Toleranzen in der Signalamplitude.

Die zugelassenen Toleranzen werden durch bekannte Laufzeitdifferenzen relevanter Umschaltsequenzen des OLTC definiert. Eine wichtige Rolle spielen dabei auch die verfügbaren statistischen Bewertungen der Messdaten.

Auf diese Weise lässt sich die aktuelle Signatur eines zu prüfenden Stufenschalters mittels eines Algorithmus zur Mustererkennung automatisch mit der entsprechenden Referenzsignatur vergleichen.

1 EINFÜHRUNG

Der Netztransformator ist ein Betriebsmittel mit einer hohen Lebensdauer (normalerweise bis zu 40 Jahren) und einem hohen Investitionswert. Der Stufenschalter ist die einzige bewegliche Komponente innerhalb des Transformators und die Diagnose und Wartung dieser Baugruppe ist von größter Wichtigkeit.

In der typischen Anwendung der Energieverteilung werden Stufenschalter relativ selten geschaltet, im deutschen Energieversorgungsnetz ca. zehn Mal pro Tag, was zu relativ langen empfohlenen Wartungsintervallen führt, bei Vakuum-OLTCs bis zum Ende der Transformatorlebensdauer. Die Lastumschalter-Diagnostik kann innerhalb der Wartungsintervalle sicherstellen, dass der Stufenschalter weiterhin problemlos arbeitet. Insbesondere bei älteren Stufenschaltern oder Schaltern von Fremdfirmen kann die Stufenschalter-Diagnostik zur Verbesserung des Risikomanagements und zur Priorisierung der Wartungsarbeiten beitragen.

Die wichtigsten Methoden der Stufenschalter-Diagnostik sind:

- Drehmomentmessung
- Dynamische Widerstandsmessung (DRM)
- Vibro-akustische Messung

Die drei Messungen basieren auf unterschiedlichen physikalischen Prinzipien und liefern sich jeweils ergänzende Informationen bzgl. des Stufenschalters. Jedoch können nicht alle Messungen ohne größeren Aufwand durchgeführt werden. Zum Beispiel erfordert die DRM-Messung eine vollständige Freischaltung des Transformators vom Netz.

Die vibro-akustische Messung des OLTC kann hingegen innerhalb kurzer Zeit (in weniger als einer Stunde) und ohne größeren Aufwand durchgeführt werden, wobei die Freischaltung des Transformators dazu nicht notwendig ist. Das beim Test generierte Datenvolumen und die erforderliche Rechnerleistung zur Mustererkennung stellen für moderne Computer kein Problem dar. Ergänzt wird die Bewertung des Stufenschalters durch das MR-interne umfangreiche Know-how des Stufenschalter-Service.

2 MESSUNG DER VIBROAKUSTISCHEN SIGNALE

2.1 Vibrationssensor

Das Vibrationssignal des OLTC kann mit handelsüblichen Breitband-Beschleunigungssensoren gemessen werden. Die Analogbandbreite der Messung ist auf ca. 100 kHz begrenzt. Messungen in höheren Frequenzen erscheinen nicht sinnvoll, da sich aufgrund der kurzen Wellenlänge (ca. 15 mm bei 100 kHz) die hochfrequenten Schallsignale im Öl strahlenförmig ausbreiten. Jedoch können Messungen empfindlich durch die Sensorposition beeinflusst werden. Außerdem ist die Verfügbarkeit von Breitband-Beschleunigungssensoren für höhere Grenzfrequenzen begrenzt.

Als Interface zwischen Beschleunigungssensor und Signalrecorder, dient eine standardisierte elektronische IEPE-Schnittstelle. IEPE (Integrated Electronics Piezo-Electric) bietet eine höhere Signalqualität, einen höheren Widerstand gegen EMV-Störungen und versorgt den Ladungsverstärker am Piezo-Sensor mit Hilfsenergie. Somit hat die Kabellänge nur einen geringen Einfluss auf das Messergebnis.

2.2 Sensorplatzierung

Die ideale Position für den Beschleunigungssensor ist der Kopfdeckel des OLTC. Hier kann der Sensor auch während des Transformatorbetriebes angebracht werden, bei Beachtung des Sicherheitsabstandes zu Hochspannung führenden Teilen. Alternativ ist eine Befestigung auch an der Seite des Transformatorbessels in der Nähe des Stufenschalters möglich. Diese Position kann vorteilhaft sein, insbesondere wenn Messungen am Wähler oder Vorwähler durchgeführt werden sollen. Mögliche akustische Störungen wie laufende Motoren, Ölpumpen, Lüfter usw. müssen

berücksichtigt werden. Falls möglich, sind die Störungen abzustellen oder ein ausreichender Abstand einzuhalten.

Es existieren mehrere Möglichkeiten, den Sensor am Transformator zu befestigen:

- Magnetadapter
- Klebeadapter
- Schraub- oder Innengewindeadapter

Schraubverbindungen sind üblicherweise auf dem Kopfdeckel des OLTC vorzufinden. Da eine gute akustische Kopplung erwünscht ist, können die besten Ergebnisse mit dem Schraubadapter erzielt werden. Falls keine Schraube an gewünschter Position verfügbar ist, bietet ein Klebeadapter die zweitbeste Lösung. Die Nachteile sind jedoch eine schlechte akustische Kopplung und eine längere Montagezeit aufgrund des Aushärtungsprozesses des Klebers. Magnetadapter als dritte Option zeigen eine ungenügende akustische Kopplung und neigen zu starken Resonanzen im Bereich mehrerer kHz, die nachteilige Auswirkungen auf die Datenverarbeitung haben können.

Die Messung selbst wird über Motorstrom des Motorantriebes getriggert, der mit einer Stromzange gemessen wird.

2.3 Datenerfassungssystem

Schallereignisse werden dabei mit einem zum Transienten-Rekorder aufgerüsteten Industrie-PC aufgezeichnet und verarbeitet. Dieser wurde zusätzlich mit Datenerfassungskarten und Signal-konditionierungsmodulen ausgestattet. Eine Anpassung des Signalspektrums durch den Einsatz von Analogfiltern bei einer Abtastrate von 1 MS/s liefert gute Anti-Aliasing-Eigenschaften.

Das Messsystem kann dabei gleichzeitig mit bis zu vier Eingangskanälen arbeiten.

Zusätzliche Eingänge mit niedrigerer Abtastrate werden zur Triggerung über eine Stromzange genutzt.

Die Transienten-Rekorder-Software steuert den gesamten Messvorgang und erzeugt einen Datensatz zur Speicherung und Dokumentation. Die effektive Aufnahmezeit für eine Messung an einem Stufenschalter beträgt 10s pro Schaltvorgang.

3. VORVERARBEITUNG VON MESSWERTEN

3.1 Zeit-/Frequenzanalyse

Als Standardansatz für die vibro-akustische Analyse von Stufenschaltern wurde bisher die Auswertung von Hüllkurven genutzt [1]. Jedoch gehen dabei wertvolle Informationen verloren, die im Frequenzspektrum des Signals enthalten sind. Diese Zusatzinformationen können mithilfe der Transformation in den Frequenzbereich gewonnen werden. Das Vibrationssignal wird dabei zweidimensional gleichzeitig im Zeit- als auch Frequenzbereich abgebildet. Alle erwarteten und unerwarteten akustischen Vorgänge sowie mögliche Fehler in der Positionierung des Beschleunigungssensors werden dadurch „sichtbar“.

Zusammenstöße von Metallbauteilen im Öl verursachen akustische Signale (oder Vibrationssignale) in Form von Treppenfunktionen. Theoretisch umfasst dieses Signal alle Frequenzen. Jedoch wird dabei das kontinuierliche Spektrum durch eigene mechanische Resonanzen der zusammenstoßenden Teile und die Ausbreitung im stark inhomogenen Medium (Öl, Metall- und Plastikteile des OLTC) gestört. Die Qualität der Befestigung des Beschleunigungssensors und der Frequenzgang des Sensors selbst sind weitere Faktoren, die das Spektrum beeinflussen. Das Signal bleibt in allen Fällen breitbandig.

Die kontinuierliche Wavelet-Transformation (CWT) ermöglicht eine zeitgleiche Darstellung in Zeit- und Frequenzbereich [2]. Die CWT-Filterbank-Charakteristiken werden unter Berücksichtigung der oben angeführten Signaleigenschaften ausgewählt.

Ein Einbeziehen von höheren Frequenzen in die Analyse erhöht die Auflösung im Zeitbereich. Der nichtlineare Frequenzgang der Beschleunigungssensoren im Hochfrequenzbereich stellt keinen allzu großen Nachteil dar. Breitbandige Filter sind deshalb schmalbandigen Filtern vorzuziehen.

Die Datensatzlänge der Übertragungsfunktion stellt einen Kompromiss zwischen der notwendigen Qualität der Filterbank und der Rechengeschwindigkeit dar. Ein Signal-Rausch-Verhältnis (SNR) von mehr als 70 dB ist optimal. Die hierfür entwickelte Filterbank [3] liefert ein SNR von ca. 100 dB und setzt nicht das SNR des Eingangssignals herab.

3.2 Interpretation des Zeit-/Frequenz-Diagramms

Ein typisches Ergebnis einer vibro-akustischen OLTC-Messung ist in *Abbildung 1* zu sehen. Auf der horizontalen Achse ist die Zeit und auf der vertikalen die Höhe der Signalfrequenz eingetragen. Die Signalstärke differenziert sich über die Farbskala. Das Beispiel zeigt ein Signal-Rausch-Verhältnis von etwa 70 dB. Das Ab- und Aufschalten der Wählerkontakte und das Umschalten des Lastumschalters (DS, Diverter Switch) sind in der Abbildung deutlich zu erkennen.

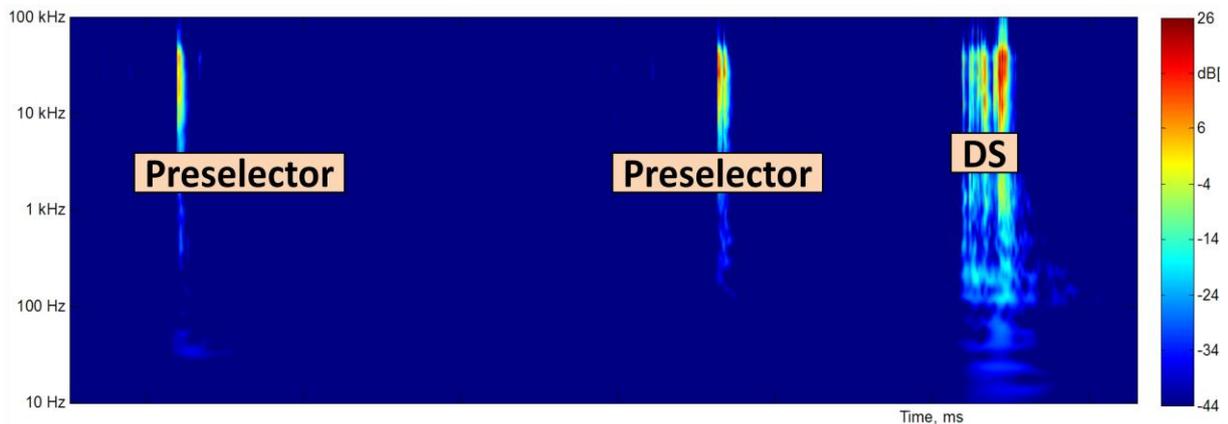


Abbildung 1: Zeit-/Frequenz-Darstellung des OLTC-Schaltgangs

Abbildung 2 zeigt die Messung eines sich im Betrieb befindlichen Transformators. Weitere Geräusche wie das Brummen des Transformators als 50 und 100 Hz Störung sowie ein Umladevorgang als kurze Entladung am Vorwähler sind in der Abbildung eindeutig identifizierbar.

Abbildung 3 geht aus zeitgleichen Messungen am OLTC hervor, die mit 2 Sensoren mit unterschiedlichen Anschlussadaptern durchgeführt wurden. Der mit einem Schraubadapter verbundene Sensor (links) erzeugt das Breitbandsignal. Die gleiche Messung mit einem Magnetadapter (rechts) zeigt eine starke Resonanz unterhalb 10 kHz. Es wird ersichtlich, dass in diesem Fall eine Auflösung von einzelnen akustischen Vorgängen nicht mehr eindeutig vorgenommen werden kann.

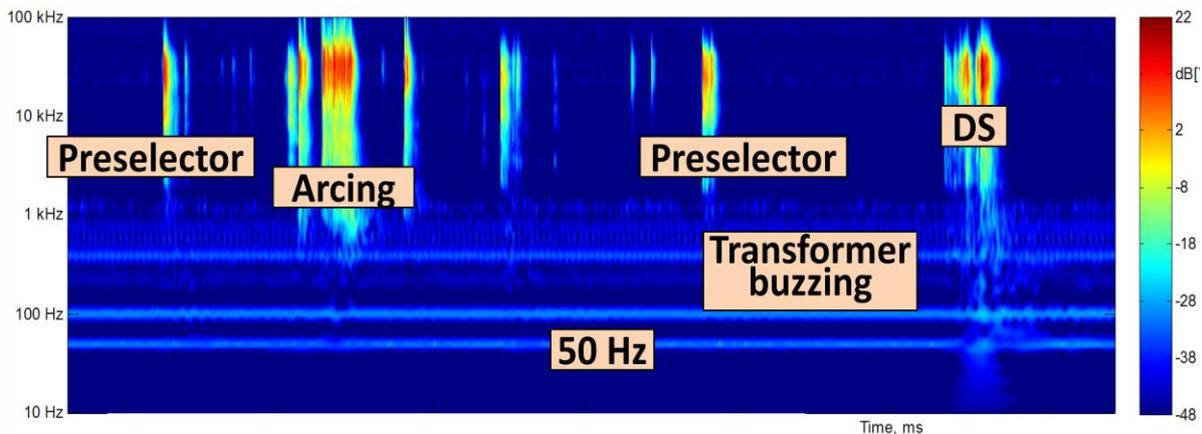


Abbildung 2: Zeit-/Frequenz-Darstellung des OLTC-Schaltgangs eines betriebenen Transformators

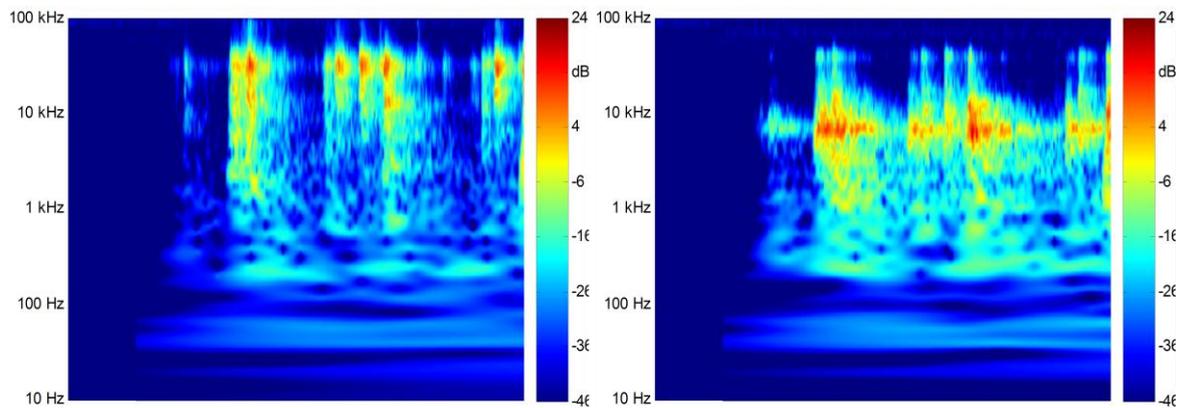


Abbildung 3: Schraubanschluss des Beschleunigungssensors (links),
Verbindung über Magnetadapter (rechts)

Eine OLTC-Anomalie ist in *Abbildung 4* zu sehen. Ein Lagerproblem des Wählers erzeugt kurzzeitig ein Signal im Bereich von wenigen zehn kHz und ist damit für den Menschen kaum hörbar. Durch die Zeit-/ Frequenz-Analyse kann dieses Geräusch jedoch deutlich erkannt und dokumentiert werden.

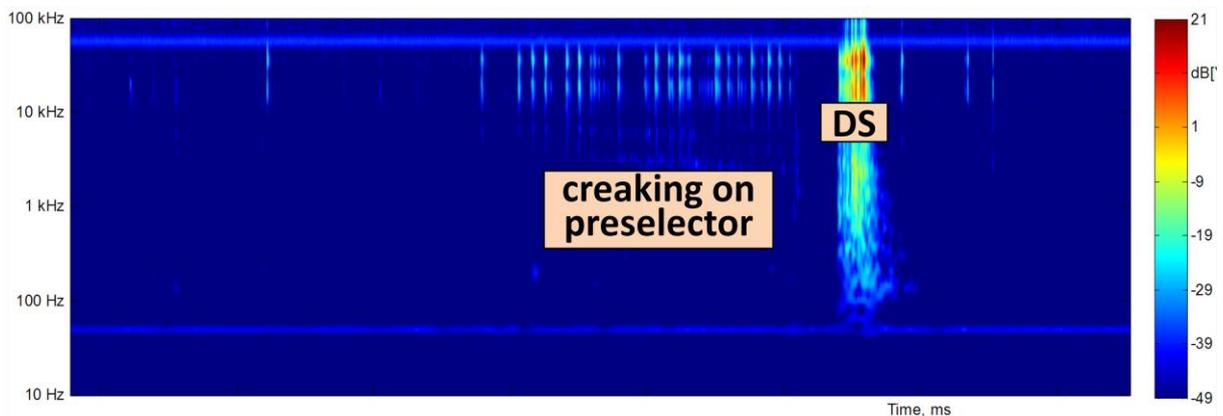


Abbildung 4: Lagerproblem eines Vorwählers

4 ANALYSE DES LASTUMSCHALTERS

4.1 Datenaufbereitung

Die Signalstruktur eines umschaltenden Lastumschalters ist deutlich komplizierter (siehe *Abbildung 5* oben). Da das Originalsignal einen Breitbandcharakter hat und die Vibrationssignale den Sensor auf unterschiedlichen Wegen erreicht, ist die Hauptinformation des Signals in seiner Hüllkurve enthalten [1].

Die Charakterisierung der sehr schnellen Schaltsequenz des Lastumschalters benötigt eine zeitliche Auflösung von weniger als 1 ms. Da die Analyse von niederfrequenten Komponenten keine ausreichende zeitliche Auflösung liefert, ist die Signalauswertung nur für höhere Frequenzbereiche geeignet. In der Praxis liegt der Leistungsanteil des Signals zur Darstellung einer Hüllkurve im Frequenzbereich oberhalb von mehreren kHz. Um das Signal-Rausch-Verhältnis der daraus resultierenden charakteristischen Hüllkurve zu verbessern, wird eine selektive Filterung des Signals angewendet.

Das Ergebnis einer solchen Hüllkurve ist in *Abbildung 5* zu sehen (grüne Linie unten).

Normalerweise ist der Schall beim Entklinken des Lastumschalters viel schwächer als am Ende des Umschaltorganges. Die Amplitude des Vibrationssignals kann sich während des Umschaltens des Lastumschalters um einige Größenordnungen ändern. Deshalb wird der Signalpegel logarithmisch in

dB abgebildet. Durch das Filtern des Eingangssignals lässt sich das Rauschen der Hüllkurve beseitigen. Das Ergebnis ist als blaue Kurve in *Abbildung 5* dargestellt.

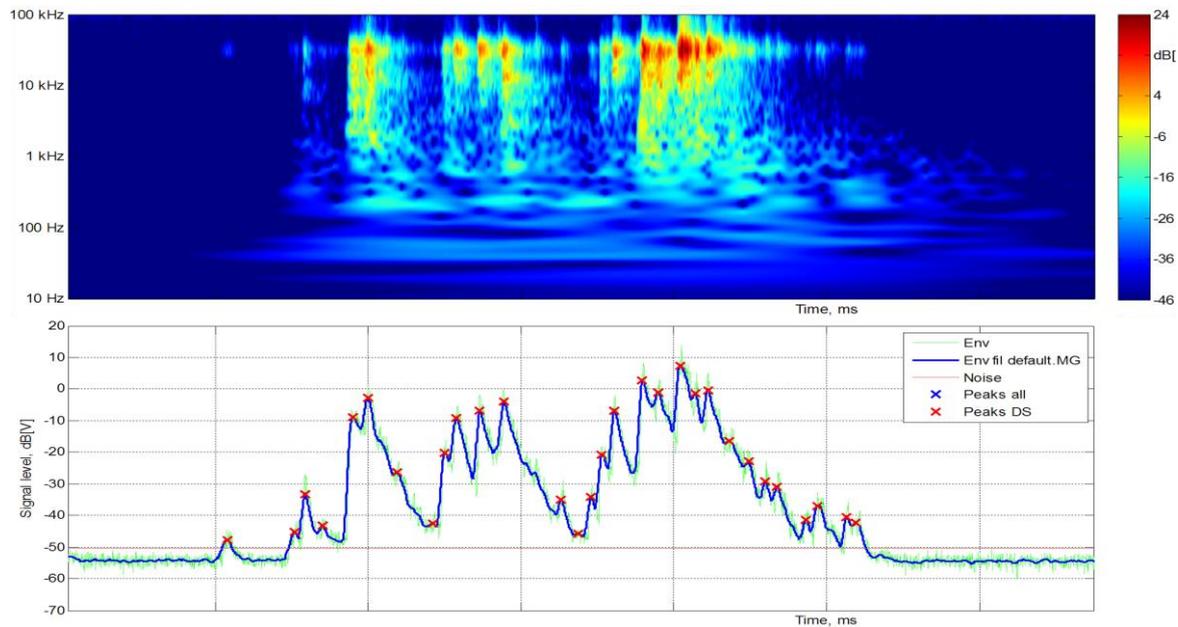


Abbildung 5: Zeit-/Frequenz-Diagramm (oben) und Hüllkurve (unten) des Lastumschaltvorgangs

Die Software berechnet nachfolgend die Schwellwerte des Hintergrundrauschens (rote Linie) und identifiziert signifikante Spitzen mittels Mehrfachauflösungsanalyse (rote Kreuze).

4.2 Wiedererkennung akustischer Ereignisse

Die Spitzen der Hüllkurve des Schallsignals kennzeichnen akustische Ereignisse, die jeweils dem entsprechenden mechanischen Vorgang im Stufenschalter, hier konkret dem Lastumschalter, zugeordnet werden können.

Die Maxima der Schallsignale sind signifikant für akustische Ereignisse und stehen in einem eindeutigen Zusammenhang zu den mechanischen Vorgängen im Stufenschalter. Diese Zusammenhänge lassen sich durch die Kenntnis der Konstruktion des Stufenschalters ermitteln und durch spezielle Stufenschalter-Tests nachweisen. Die akustischen Ereignisse geben nicht direkt die elektrischen Vorgänge, wie sie beim Öffnen oder Schließen von Kontakten auftreten, wieder. Jedoch stehen diese Vorgänge in einem durch die Konstruktion des Schalters definierten Zusammenhang zueinander. Zum Beispiel verursacht das Öffnen eines Kontaktes nicht unmittelbar ein Schallereignis. Jedoch kann der Schall von einem dazugehörigen Betätigungsmechanismus erzeugt worden sein.

Nicht alle mechanischen oder elektrischen Vorgänge werden durch akustische Ereignisse charakterisiert. Ein lautes Schallsignal könnte ein leiseres überdecken.

Nicht einmal neue OLTCs haben aufgrund von Fertigungstoleranzen identische Klangmuster. Unterschiede im Klangmuster können sogar zwischen den beiden Schaltrichtungen beobachtet werden. Jedoch sind diese nicht als Problem zu betrachten, solange die Schaltsequenz im erlaubten zeitlichen Toleranzbereich liegt.

Abbildung 6 zeigt das Ergebnis des Vergleichs unterschiedlicher Lastumschaltvorgänge. Der letzte Verlauf leitet sich vom Schalten in die entgegengesetzte Richtung ab. Trotzdem ist die Kurvenform mit den anderen Verläufen vergleichbar.

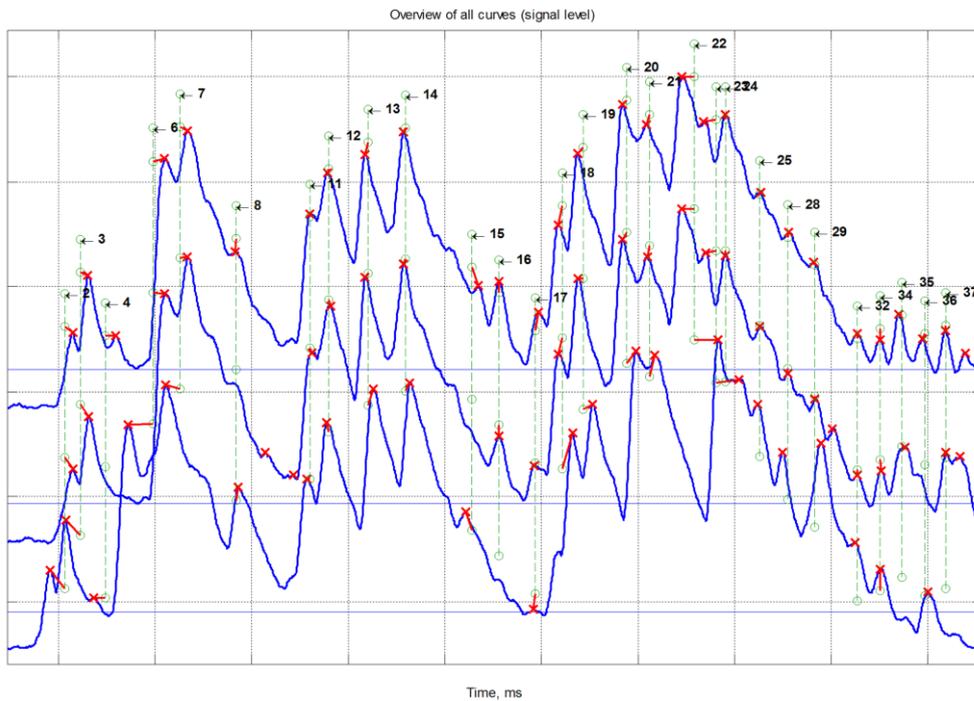


Abbildung 6: Vergleich der Hüllkurven - Die untere Kurve stammt von einer Umschaltung des Lastumschalters in entgegengesetzter Richtung.

Die Software ermöglicht die Identifikation wichtiger Vorgänge und speichert ihre Charakteristiken zu Referenzzwecken. Die Messergebnisse des untersuchten Stufenschalters werden dann mit den Referenzwerten verglichen. Das Ergebnis des Vergleichs ist in *Abbildung 7* dargestellt. Mit dieser Darstellung lassen sich Unterschiede zu den Referenzkurven ermitteln. Für Referenz-Stufenschalter können die Positionen der erkannten Peaks mit ihren zugelassenen Toleranzen verglichen werden.

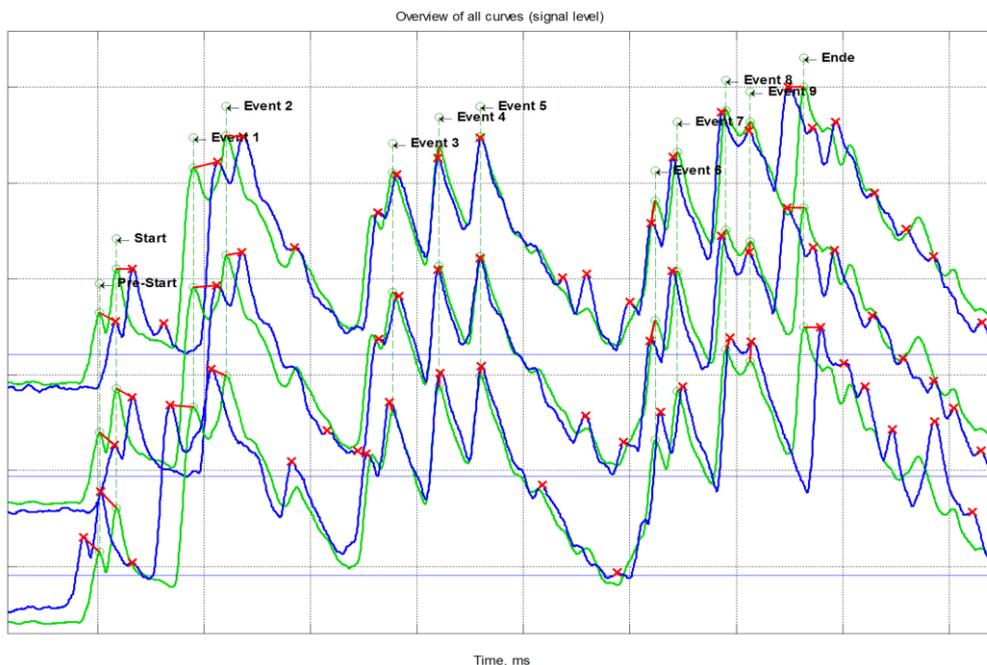


Abbildung 7: Vergleich der Hüllkurven (blau) mit einer Referenzkurve (grün)

5. SCHALTSEQUENZ EINES ALTERNDEN ÖL-STUFENSCHALTERS

Ein Stufenschalter besitzt Kontakte mit unterschiedlichen Funktionen, die verschiedene Ströme und Spannungen schalten. Lichtbögen an Schaltkontakten führen zum Verschleiß dieser Kontakte. Insbesondere bei Öl-Laststufenschaltern ist die Kontaktabnutzung relativ hoch und kann selbst im Normalbetrieb mehrere mm erreichen. Dadurch sind durch Verschleiß hervorgerufene Änderungen der Schaltsequenz in der Größenordnung mehrerer ms zu erwarten. Die Folgen der Schaltlichtbögen an den Kontakten verursachen außerdem eine erhöhte Reibung innerhalb des Systems, was die Verschmutzung des Öls durch feste Abbrandprodukte zur Folge hat. Gleichzeitig wird das Isolieröl durch den Lichtbogen thermisch gecrackt.

Abbildung 8 zeigt die akustische Signatur eines Öl-Schalters während eines Leistungsversuchs.

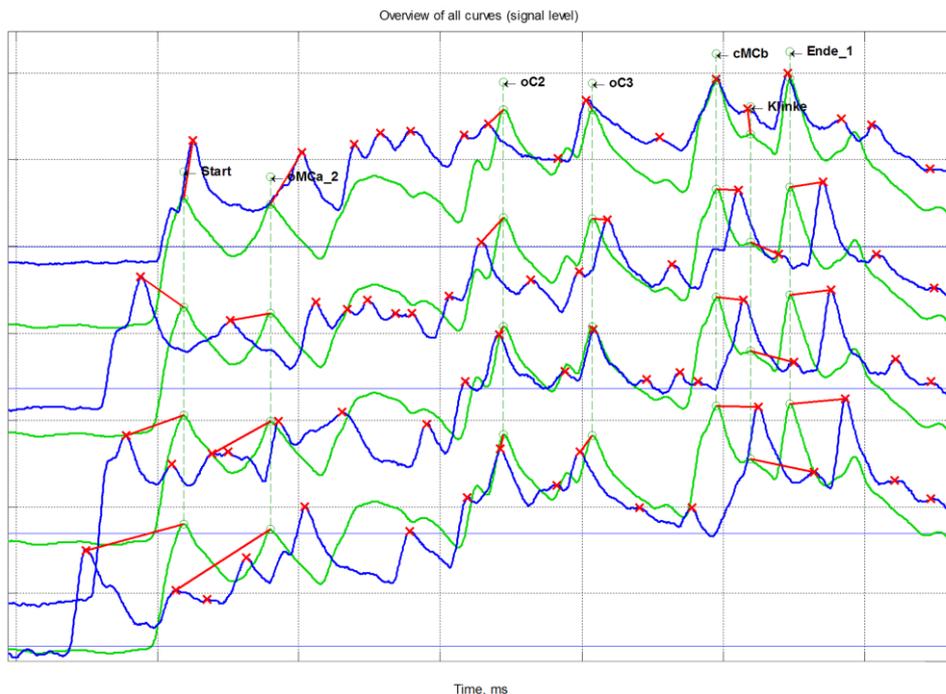


Abbildung 8: Testverläufe (blau) und Referenzverlauf (grün) eines Öl-Stufenschalters von oben nach unten:

- ausschließlich mechanischer Betrieb
- nach Beginn des aktiven Schaltens
- folgende aktive Leistungsschaltungen

Die akustischen Vorgänge, die in *Abbildung 8* betrachtet wurden, können den mechanischen Vorgängen des Stufenschalters zugeordnet werden und sind in *Abbildung 9* zusammen mit den elektrischen Vorgängen dargestellt. Jeder Punkt des Graphen ist ein Durchschnittswert mehrerer Messungen. Die Auswertung zeigt signifikante Unterschiede im Zeitverlauf nach Beginn des aktiven Schaltens, was auf die beginnende Ölverschmutzung zurückzuführen ist. Der weitere Betrieb führt zu einer kontinuierlichen Änderung der Schaltzeiten durch eine anhaltende Abnutzung der Kontakte. Der getestete Stufenschalter ist so konstruiert, dass keine Hochspannungsüberschläge an den Hauptkontakten (MC) stattfinden können.

Zwischen dem Beginn des Umschaltvorganges im Lastumschalter und dem Öffnen des MCA sowie zwischen dem Schließen des MCb auf der aufschaltenden Seite bis zum Abschluss des Umschaltvorganges ändert sich die Zeit anfänglich und verbleibt danach eher konstant (*Abbildung 9a*). Der Lastumschalter wird langsamer (*Abbildung 9b*, oMCA-cMCb). Es besteht jedoch ein deutlicher Zusammenhang zwischen elektrischen und akustischen Vorgängen (*Abbildung 9b, 9c*). Aufgrund der unterschiedlichen individuellen Belastung und der folglich unterschiedlichen Stärke des Verschleißes an den verschiedenen Kontakten, kann sich die Zeitdifferenz zwischen zwei Vorgängen mit zunehmendem Alter des Schalters jedoch auch verkürzen (*Abbildung 9c*, oC2-oC3).

Es sei darauf hingewiesen, dass unterschiedliche Belastungszustände der Transformatoren in Verbindung mit zusätzlichen, z. B. durch Parallelschaltung verursachte Kreisströme, auch

unterschiedliche Verschleißmuster erzeugen. Dies geschieht in Abhängigkeit des Verhältnisses beider Parameter.

6. MÖGLICHE ANWENDUNGSFÄLLE

Abhängig von den zuvor gewonnenen Erkenntnissen und Informationen über den zu untersuchenden Stufenschalter sind nachfolgend einige mögliche Anwendungsfälle zur vibro-akustischen Messmethode aufgeführt:

Fall 1: Keinerlei Informationen über getesteten Stufenschalter

Die Schallsignatur des Stufenschalters (inkl. Wähler) kann analysiert werden. Mehrere Lastumschaltvorgänge sollten vergleichbare Schallsignaturen erzeugen. Unterschiedliche Schaltrichtungen sollten nicht absolut identisch sein, aber ähnlich. Die gesamte Dauer eines Lastumschaltvorganges sollte nicht kürzer als 50 – 60 ms und nicht länger als 200 – 250 ms dauern. Nicht erlaubt sind unerklärbare Fremdgeräusche.

Fall 2: Gewisse Erfahrungen mit dem Stufenschalter des gleichen Typs sind vorhanden

Zusätzlich zu Fall 1 können Gemeinsamkeiten in Bezug auf die Referenzmessungen nachgewiesen werden. Die Lage der erkannten akustischen Vorgänge und die Dauer des Schaltvorganges sollten nicht zu stark voneinander abweichen.

Fall 3: Servicetechnisch bekannter und geprüfter Stufenschalter

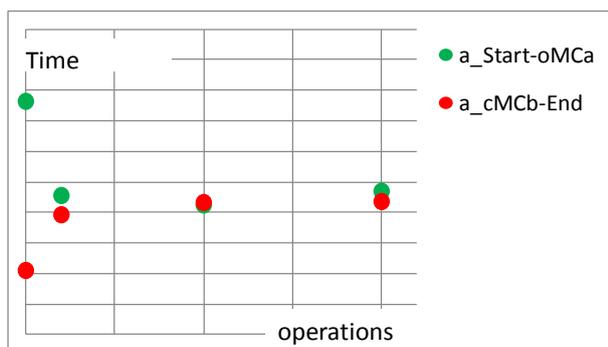
Die gemessene Signatur kann mit Referenzwerten, die unter gleichen oder ähnlichen Bedingungen aufgenommen wurden, verglichen werden. Die Positionen der akustischen Vorgänge können gemessen und mit zugelassenen Grenzwerten (falls verfügbar) verglichen werden. Die Messungen können mit Referenzmessungen aus bekannten Stufenschalter-Servicefällen verglichen werden.

Fall 4: Messungen an einer Stufenschalterpopulation

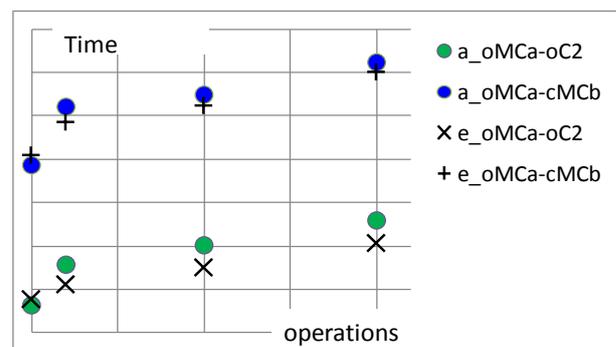
Diese Messung ist für einen Bestand an gleichen Stufenschaltertypen geeignet. Ein typisches Schaltmuster verschiedener Stufenschalter wird erzeugt. Große Abweichungen werden als kritisch eingestuft. Zusätzliche Informationen über diesen Stufenschaltertyp können die Diagnose ergänzen.

Fall 5: Fingerprintmessungen

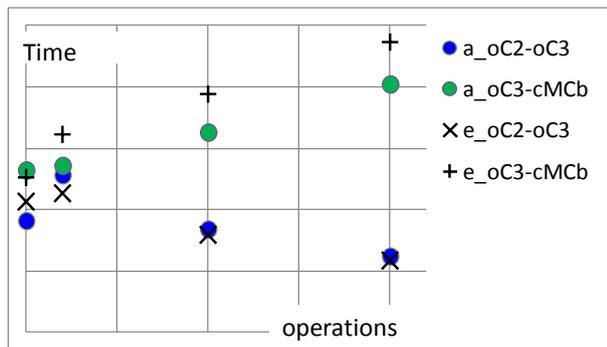
Die erste individuelle Stufenschalter-Signatur kann auf dem Prüfstand nach Abschluss der Montage im Werk aufgenommen werden. Weitere Tests können zum Beispiel nach der Stufenschaltermontage am Transformator und/oder vor der Inbetriebnahme durchgeführt werden oder während des Transformatorenbetriebs als zyklische Überwachungsmaßnahme. Die aufgezeichnete Signatur ist mit den vorhergegangenen Datenaufzeichnungen zu vergleichen.



a)



b)



c)

Abbildung 9: Auswertung der zeitlichen Dauer zwischen akustischen Vorgängen (a_{xx}); Vergleich mit elektrischen Vorgängen (e_{xx})

7. ZUSAMMENFASSUNG

Das vibro-akustische Verfahren ist eine einfache und zeitsparende Methode zur Zustandsüberwachung von Stufenschaltern. Der Zeitbedarf für die akustischen Messungen an Stufenschaltern beträgt normalerweise weniger als eine Stunde. Das in dem vorliegenden Dokument vorgestellte Verfahren bietet Möglichkeiten zur Visualisierung und Dokumentation akustischer Ereignisse im Stufenschalter. Die Software hilft akustische Ereignisse zu ermitteln und bietet die Möglichkeit verschiedene Messungen zu vergleichen und auszuwerten.

Die damit verbundene Bewertung des mechanischen Zustandes ist auch ohne jegliches Wissen über den betreffenden Stufenschalter möglich. Abhängig vom Umfang der Messungen und dem aktuellen Kenntnisstand über den Stufenschaltertyp, können erweiterte Bewertungsstrategien genutzt und die Beurteilungsqualität verbessert werden.

Eine Möglichkeit zur Verbesserung der Beurteilungsqualität, mittels partieller Rekonstruktion der OLTC-Schaltsequenz, wurde vorgestellt.

LITERATUR

- [1] Bengtsson, T., Kols, H., Foata, M., Léonard, F.: "Monitoring Tap Changer Operations" CIGRE 1998, 12-209
- [2] Vetterli, M., und Herley, C.: "Wavelets and Filter Banks: Theory and Design" IEEE Transactions on Signal Processing, Vol. 40, Nr. 9, 1992, S.2207-2232
- [3] Goß, M.: „Entwicklung optimaler Wavelet Analyse- und Mustererkennungsalgorithmen für akustisches Monitoring von Laststufenschaltern“ Masterarbeit 2013

Unterdrückung von Störungen mittels moderner differentieller Teilentladungsmessung

Stefan M. Hoek

OMICRON energy solution, Berlin
Stefan.Hoek@omicronenergy.com
Germany

Benedikt Kästner

OMICRON electronics, Klaus
Benedikt.Kästner@omicronenergy.com
Österreich

KURZFASSUNG

Die Teilentladungsprüfung (TE) von Hochspannungsbetriebsmitteln nach IEC 60270 ist ein weltweit etabliertes Verfahren zur Qualitätssicherung. Diese Prüfung wird insbesondere als Teil der Routinemessungen bei Herstellern von Betriebsmitteln durchgeführt. Die in Normen festgelegten oder von Kunden vorgeschriebenen Akzeptanzschwellen stellen zum Teil eine Herausforderung an die Störunterdrückung im Messaufbau oder Messumgebung dar. Eine Methode zur Reduktion von Störungen, die in der IEC 60270 Erwähnung findet, ist die differenzielle Messung unter Anwendung von TE-Messbrücken.

In diesem Beitrag wird ein neuartiges Verfahren für differentielle elektrische Teilentladungsmessungen vorgestellt. Dieses basiert auf einer computergesteuerten abgleichbaren Brückenschaltung in Kombination mit einem digitalen potentialgetrennten TE-Messsystem. Die Messsignale aus beiden Zweigen des Aufbaus werden hier abgeglichen und überlagert. Wie bei herkömmlichen Messbrücken kann der Messaufbau aus zwei Prüflingen oder einer Kombination von Prüfling und Koppelkondensator bestehen. Zur Auskopplung der hochfrequenten TE-Signale kommen konventionelle Messimpedanzen (Ankoppelvierpole (AKV), Coupling Devices) zum Einsatz.

Eine Störunterdrückung kann erreicht werden, da äußere Störsignale in beiden Zweigen des Aufbaus gleichsinnig wirken, während TE-Impulse an den Messimpedanzen gegensinnig wirken. Wie bei den bekannten Verfahren zur Brückenmessung werden die beiden Signale dahingehend überlagert, dass (Gegentakt-)Teilentladungsimpulse konstruktiv überlagert werden während sich die (Gleichtakt-) Störsignale auslöschen. Der Signal-Rauschabstand und damit die Messgenauigkeit kann so in vielen Fällen verbessert werden. Durch die Kombination mit einem digitalen potentialgetrennten TE-Messsystem kann die Schaltung sehr flexibel angewendet werden. Durch die softwarebasierte Steuerung und „Guided Workflow“ kann die Bedienung wesentlich vereinfacht werden; weiterhin eröffnen sich dadurch neue Ansätze zur Messdatenauswertung.

1 EINLEITUNG

Die Messung von Teilentladungen (TE) ist ein weltweit anerkanntes Verfahren zur Qualitätskontrolle von Hochspannungsisolationssystemen während der Herstellung und bei der Inbetriebnahme [1]. Teilentladungen sind lokal begrenzte elektrische Entladungen, die zu Teildurchschlägen in der Hochspannungsisolation führen. Für die Zustandsbestimmung von Isolationssystemen der elektrischen Energietechnik nimmt die Teilentladungsmessung daher eine wichtige Rolle ein [2]. Wenngleich die Ursprünge der TE-Messung bis weit in die erste Hälfte des 20. Jahrhunderts zurückreichen, ist die Innovations- und Forschungsdichte in diesem Bereich der elektrischen Messtechnik nach wie vor hoch - sowohl in der Entwicklung neuer Messverfahren, als auch in der Verbesserung konventioneller Messtechniken e.g. [3].

Eine Methode zur Unterdrückung von Gleichtaktstörungen ist die Nutzung differentieller Messanordnungen. Solche Anordnungen – häufig auch als Brückenschaltung bezeichnet – sind seit den Anfängen der Teilentladungsmesstechnik bekannt können jedoch auch wirksam mit modernen digitalen Messsystemen kombiniert werden [4], [5], [6] und [7].

2 MESSANORDNUNGEN NACH IEC 60270

Grundlage für die elektrische Teilentladungsmessung ist der in Bild 1 schematisch dargestellte Aufbau nach IEC 60270 [6]. Parallel zum Prüfling C_a , welcher als Kapazität aufgefasst wird, ist eine zweite Kapazität geschaltet. Bei TE-Vorgängen in C_a wird ein Teil der an einer Fehlstelle in C_a umgesetzten Ladung aus dem äußeren Kreis nachgeliefert, es fließt ein Kreisstrom i_{TE} . Dieser Strom wird über die Ankoppelvierpol (AKV) erfasst, mit einem TE-Messgerät integriert und als Ladungswert dargestellt. Da die Kapazitätsverhältnisse im fehlerbehafteten Prüfling nicht zu ermitteln sind, kann aus i_{TE} keine Aussage über die tatsächlich an der Fehlstelle umgesetzte Ladung abgeleitet werden.

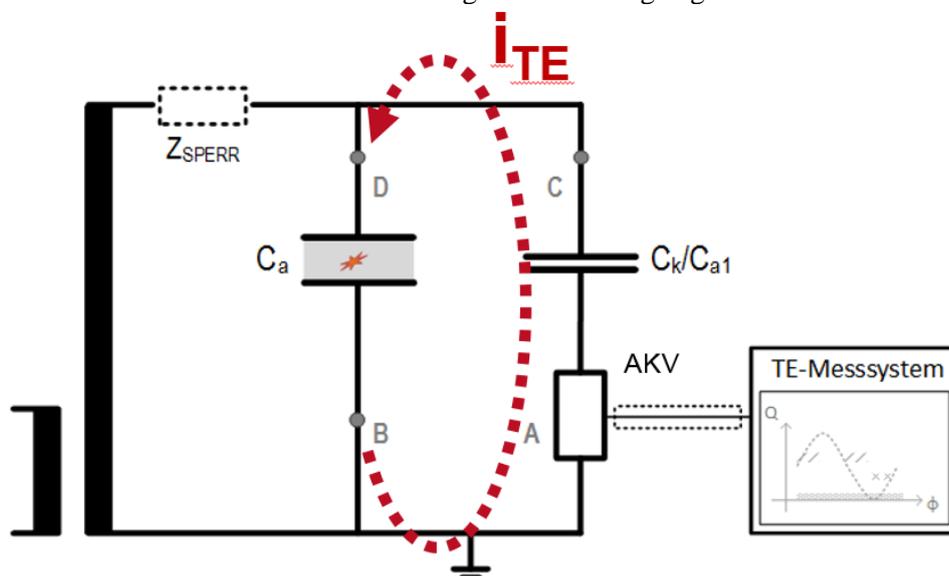


Bild 1: Messaufbau für die elektrische TE - Prüfung

Im Parallelpfad zum Prüfling kann entweder ein teilentladungsfreier Koppelkondensator C_K oder auch ein zweiter Prüfling C_{a1} verwendet werden. Die Auskopplung der Signale muss nicht zwingend wie in Bild 1 dargestellt im Erdzweig von C_K erfolgen; die Messimpedanz kann auch am Fußpunkt des Prüflings (B) oder in einem Zweig der Hochspannungszuleitung (C, D) angeordnet werden.

Bei der differentiellen Messung erfolgt die Auskopplung an zwei Punkten im Kreis (A&B oder C&D); im Messgerät wird die Differenz der beiden Signale ausgewertet.

2.1 Wirkprinzip differentieller Messanordnungen

Werden die Zählrichtungen in einem differentiellen Messkreis gemäß Bild 2 angenommen, so ergeben sich für i_{TE} - dem Kreisstrom in Folge einer TE in C_a - Spannungen entgegengesetzter Polarität an den Impedanzen der beiden Koppelheiten.

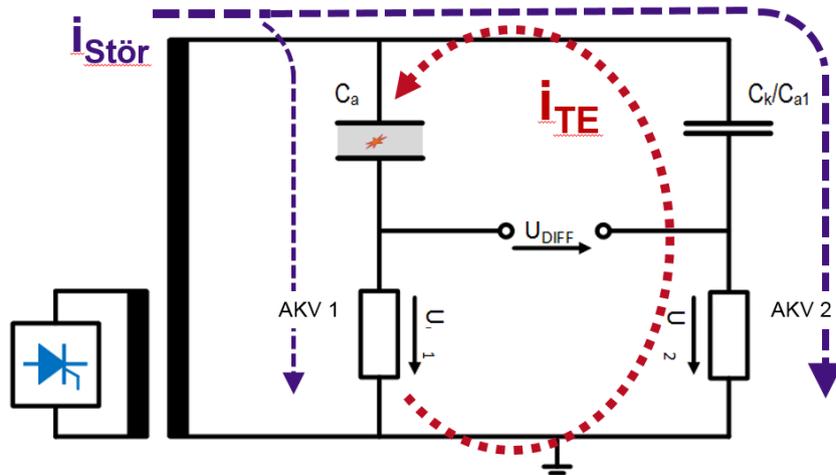


Bild 2: Differentieller TE – Messkreis

Im Brückenweig fällt die Differenz der beiden Spannungen ab,

$$U_{DIFF} = \alpha U_1 - \beta U_2. \quad (1)$$

Durch die Subtraktion überlagern sich TE-Spannungssignale konstruktiv.

Gleichtakt-Störsignale, in Bild 2 beispielhaft ausgehend von einer primärseitigen Störquelle angenommen, wirken in beiden Zweigen mit identischer Polarität. Daher werden – bei Wahl der Gewichtungsfaktoren α und β entsprechend der Gegebenheiten im Aufbau – Störsignale durch die Subtraktion verringert oder sogar eliminiert [4], [5] und [9].

Dieses Messverfahren kann grundsätzlich bei allen einphasigen Prüflingen angewendet werden. Es setzt jedoch ein gewisses Maß an Symmetrie im Aufbau voraus, da sich Signalform und Phasenlage der Störsignale in beiden Zweigen für eine wirkungsvolle Auslöschung nicht zu stark unterscheiden dürfen.

3 MESSAUFBAU

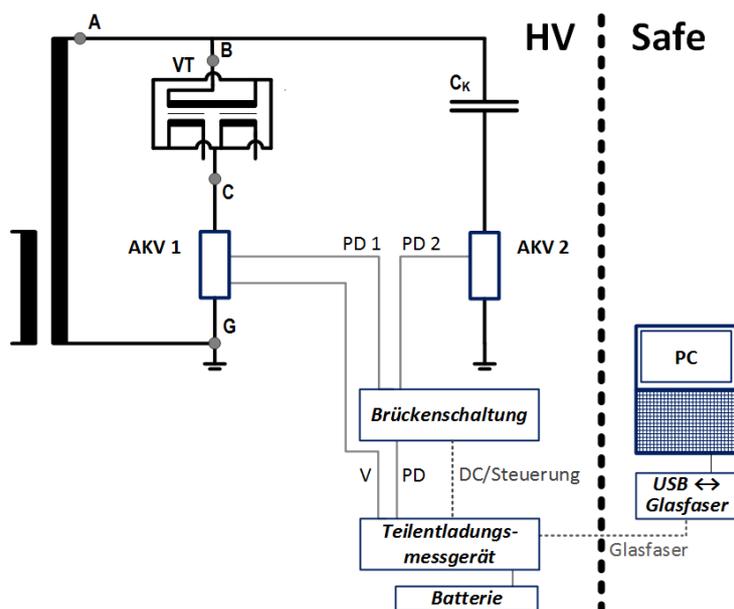


Bild 3: Differentieller Messaufbau mit Spannungswandler als Prüfling und Koppelkondensator C_k

Bild 3 zeigt schematisch den Messaufbau an einem Spannungswandler mit Koppelkondensator. Die Signale werden in beiden Zweigen in Ankoppelvierpolen (AKV) mit fester Impedanz ausgekoppelt und in einer ferngesteuerten Brückenschaltung abgeglichen und subtrahiert. Die Differenz der Signale wird auf ein digitales potentialgetrenntes Teilentladungsmesssystem geführt. Die Fernsteuerung der Brückenschaltung erfolgt vom Messcomputer im sicheren Niederspannungsbereich.

Durch die Digitalisierung der Messdaten im Hochspannungsbereich kann der analoge Teil des Messaufbaus sehr kompakt ausgeführt werden, wodurch Störeinkopplung auf Grund langer Messleitungen bzw. Erdschleifen minimiert wird. Die Lichtwellenanbindung ermöglicht es darüber hinaus, die gesamte Messtechnik auf Hochspannungspotential anzuordnen (siehe Bild 4). Somit können auch Prüflinge mit Brückentechnik getestet werden, deren Erdung nicht oder nicht sinnvoll unterbrochen werden kann, beispielsweise die Statorwicklung von großen Generatoren.

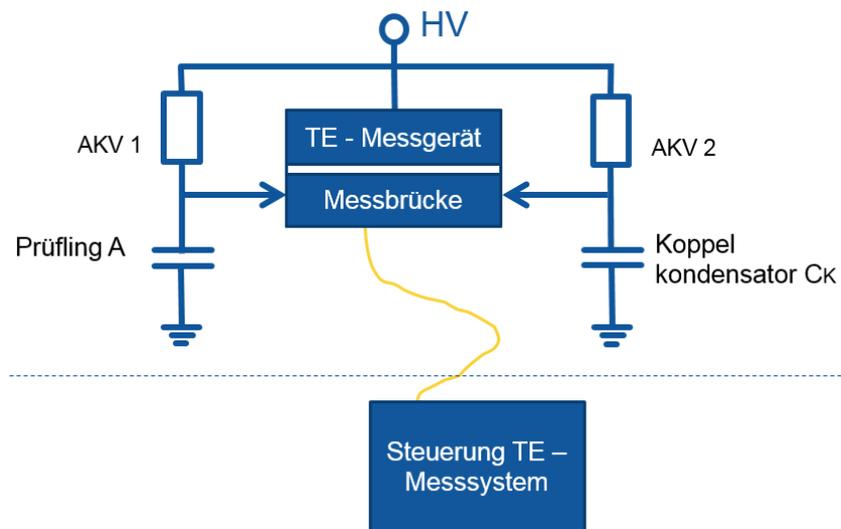


Bild 4: Messaufbau mit Brücke auf HV-Potential

Weiterhin kann eine solche Konfiguration dahingehend ausgeführt werden, dass (fast) keine parasitären Kapazitäten parallel zu den Messimpedanzen wirken, wodurch sich Verbesserungen in der Wirksamkeit der Brücke erzielen lassen.

4 MESSABLAUF

Der Abgleich der Brückenschaltung kann computerunterstützt erfolgen, da die Steuersoftware in Echtzeit auf die Messdaten zugreift. Hierzu werden bei spannungsfreiem Aufbau Kalibrationsimpulse zwischen der Hochspannungszuleitung und Erde (Bild 3, A & G) als künstliche Störimpulse eingespeist. Eine automatische Kalibrationsroutine ermittelt die relevanten Kenngrößen des Aufbaus, woraus die Parametrisierung für die Brückenschaltung errechnet wird.

Im Folgenden wird die Messung kalibriert. Hierzu werden Kalibrationsimpulse an den Klemmen des Prüflings (B & C) eingespeist. Die Kalibration erfolgt für verschiedenen Schaltzustände der Brücke:

1. Messung im Prüflingszweig (AKV 1),
2. Messung im Zweig von C_K (AKV 2),
3. Differentielle Messung bei Abgleich.

Die Kalibrationsfaktoren werden in der Software gespeichert und der jeweils gewählten Einstellung der Messbrücke zugeordnet. Während der Messung kann somit zwischen den verschiedenen Auskoppelpunkten und den differentiellen Modi gewechselt werden; die Kalibration bleibt erhalten. Auf diese Weise kann die Wirksamkeit der differentiellen Auswertung jederzeit überprüft werden; außerdem können über den Vergleich der Messungen Signalquellen näher charakterisiert und ggf. lokalisiert werden.

5 BEISPIEL: SPANNUNGSWANDLER (AC)

5.1 Messaufbau

Bild 5 zeigt einen Laboraufbau mit einem 6,6 kV Spannungswandler und einem 1 nF Koppelkondensator gemäß Bild 3. Die Signale wurden in den Erdfpfaden ausgekoppelt, die Spannungsmessung erfolgte im Zweig des Koppelkondensators.

Das Testobjekt hat einen bekannten Isolationsfehler. Erwartet wurde daher starke Teilentladungsaktivität mit einer Einsatzspannung von ca. 5 kV. Als künstliche Störquelle wurde an der Kopfelektrode des Prüftransformators eine Inhomogenität angebracht, um Koronaentladungen zu provozieren.

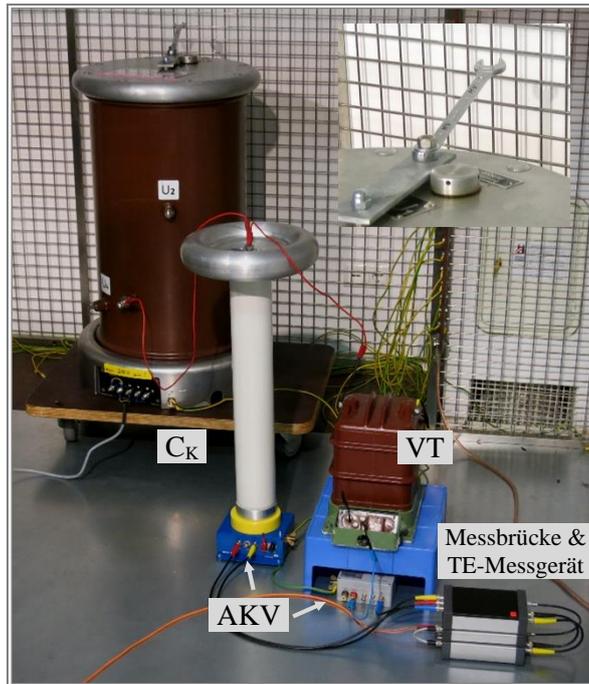


Bild 5:: Laboraufbau mit Spannungswandler und Koppelkondensator [10]

5.2 Kalibration

Der Abgleich der Brückenschaltung erfolgte automatisiert, verwendet wurden Impulse mit 2 nC Ladung. Ermittelt wurde ein Gewichtungsverhältnis von 1:2,45. Anschließend erfolgte die Kalibration der Messung für alle Schaltzustände der Messbrücke auf einen Ladungswert von 100 pC.

Tabelle 1 zeigt die messbare Restladung (Q_{Rest}) eines 2 nC-Impulses zwischen Hochspannungselektrode und Masse nach erfolgter Kalibration. Durch den Vergleich der Pegel in den Einzelzweigen mit denen bei Brückenmessung kann die Wirksamkeit der Störunterdrückung beurteilt werden. Außerdem sind die Kalibrationsfaktoren (DF – engl. *divider factor*) dargestellt.

Die Störsignale verteilen sich auf Grund des Impedanzunterschieds asymmetrisch auf beide Zweige. Im abgeglichenen Fall kann eine signifikante Reduktion des Störsignals erreicht werden.

Tabelle 1: Restladung und Kalibrationsfaktoren

	Q_{Rest}	DF
AKV Koppelkondensator einzeln	1852 pC	2.0
AKV Testobjekt einzeln	643 pC	1.6
Brückenmessung 1:2,45	35 pC	2.0

5.3 Messung

Die Prüfung erfolgte bei 5,5 kV. Während der Messung wurden für alle Schaltzustände der Brücke Messdaten aufgezeichnet. In Bild 6 und Bild 7 sind PRPD-Pattern jeweils über einen Zeitraum von 20 Sekunden dargestellt.

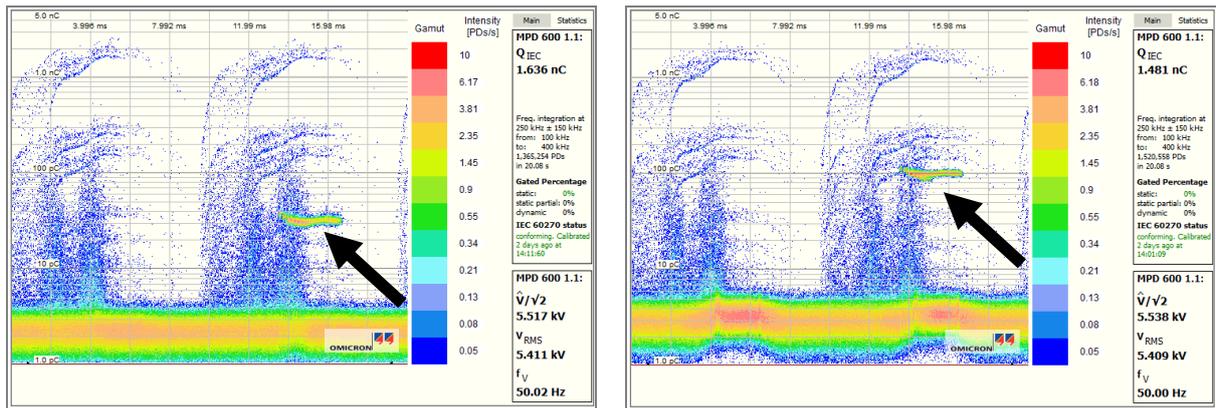


Bild 6: Links: „Messung AKV Prüfling“; rechts: „Messung AKV Koppelkondensator“

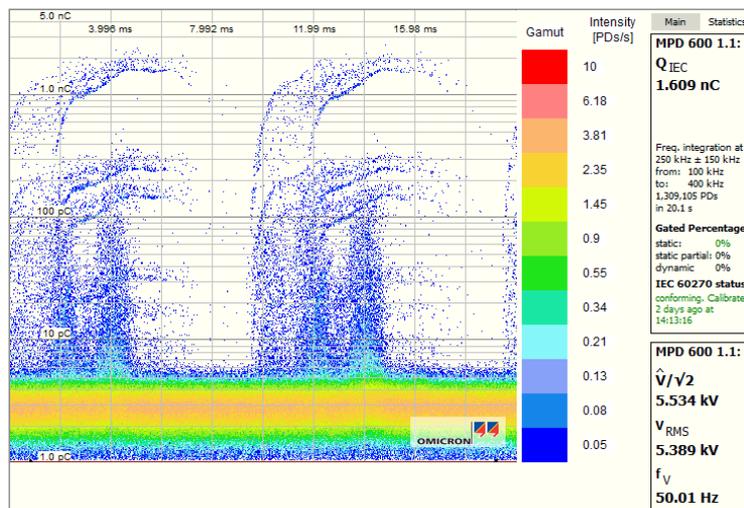


Bild 7: Brückenmessung abgeglichen [10]

Im Prüflingszweig ist die Intensität der inneren TE im Vergleich zum Koppelzweig leicht erhöht, da die Messung nicht durch parasitäre Koppelpfade über die Quelle und über Streukapazitäten verfälscht wird. Die Störung (s. Pfeil) wirkt in beiden Zweigen entsprechend des Impedanzverhältnisses mit unterschiedlicher Intensität (Bild 6).

Im abgeglichenen Fall ist die Koronastörung vollständig unterdrückt und wird vom System nicht erfasst (Bild 7).

6 BEISPIEL: HV-DC-LABOR

Wegen der fehlenden Synchronisierungsspannung können bei DC die bekannten phasenaufgelösten TE-Muster (wie z.B. Bild 7) nicht erzeugt und die Erfahrung damit nicht genutzt werden. Bei DC-Messungen dient als Akzeptanzkriterium die Anzahl und Größe der Impulse über einen definierten Zeitraum e.g. [11][12][13]. Eine Unterscheidung zwischen Störquellen und TE-Signalen ist daher bei der TE-Messung unter DC-Belastung äußerst aufwendig. Bei geeigneten Messanordnungen kann die beschriebene Messbrücke auch hier eine signifikante Verringerung externer Störeinflüsse bewirken.

Im folgenden Messaufbau (Bild 8) wurde mittels Greinacher-Kaskade die Hochspannung erzeugt und über eine Hochspannungsfiler (Induktivität: 40 mH) auf zwei parallel geschaltete Prüflinge geleitet. Die Prüfspannung lag bei ungefähr 400 kV.

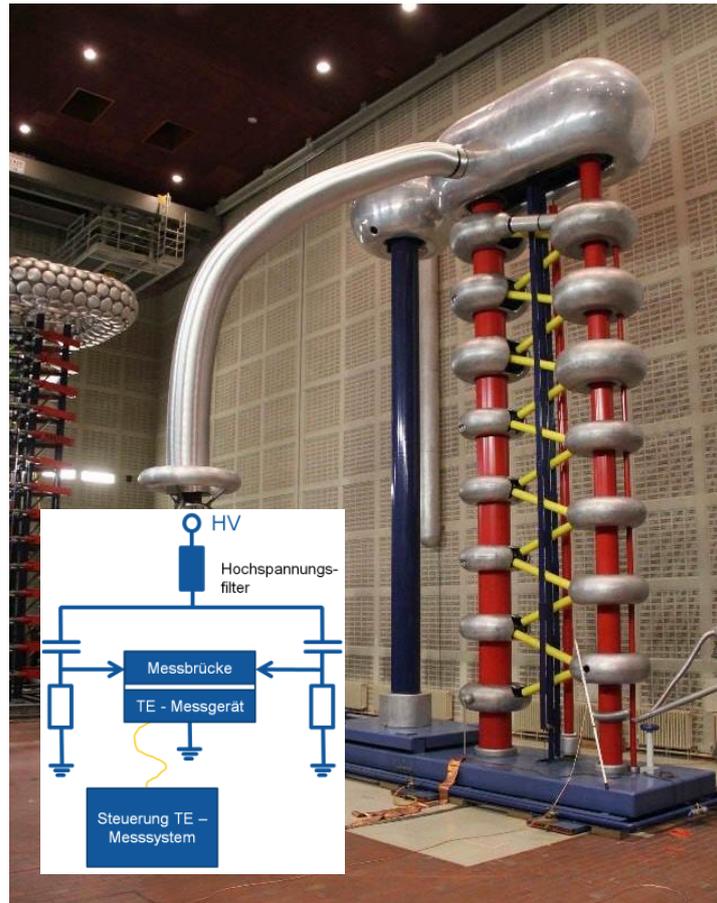


Bild 8: DC-Messaufbau mit Greinacher-Kaskade und skizzierter Brückenschaltung mit Hochspannungsfiler [6]

Bild 9 zeigt die Entladungsimpulse über die letzten 30 Minuten einer DC-Prüfung. Durch Entladungen in der DC-Quelle wurden sehr viele Störimpulse mit einer Größe von ca. 150 pC trotz der Verwendung des Hochspannungsfilters detektiert.



Bild 9: Diagramm der Impuls über die Messzeit mit deaktivierter Brückenschaltung

Durch die Verwendung der Messbrücke können die Störimpulse der Greinacher-Kaskade stark gedämpft werden. Bei einer Nachmessung mit abgeglicherer Brücke (Bild 10) konnte, bei sonst gleichem Aufbau und Spannungsbelastung, eine starke reduzierte Anzahl an Impulse mit einer Ladung von ca. 150 pC ermittelt werden.

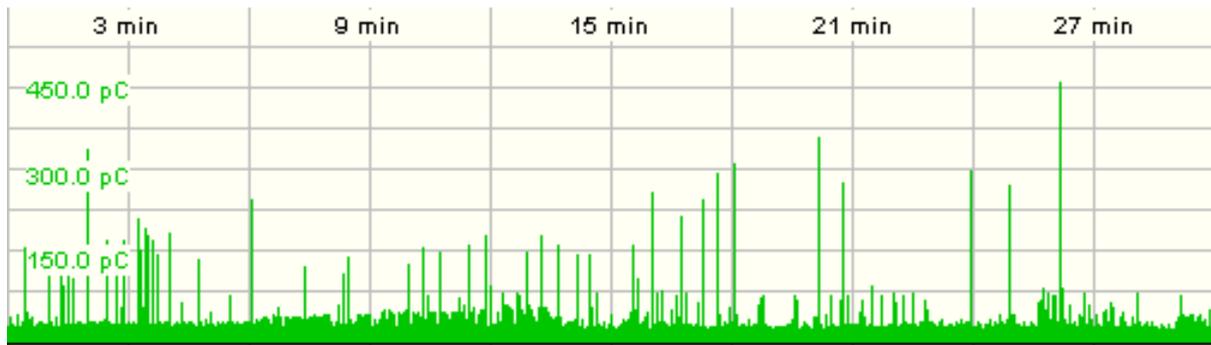


Bild 10: Diagramm der Impuls bei gleichem Prüfling und gleicher Spannung wie in Bild 9 mit abgeglichener Brücke

Das Ergebnis repräsentiert somit stärker die Eigenschaften des Prüflings anstatt der Hochspannungsquelle.

7 FAZIT

Äußere Störquellen lassen sich bei TE-Prüfungen sowohl im Labor als auch im Feld häufig nicht gänzlich eliminieren. Daher kommt der Störunterdrückung bzw. der zuverlässigen Separation von Stör- und Nutzsignalen eine entscheidende Bedeutung zu. Eine wirksame Methode hierzu ist die Nutzung differentieller Messanordnungen.

Die Kombination einer fernsteuerbaren Messbrücke mit einem digitalen potentialgetrennten TE-Messsystem ermöglicht neue softwareunterstützte Bedienkonzepte. So kann der Abgleich teilweise automatisiert erfolgen, außerdem ist eine vergleichende Betrachtung der Signale verschiedener Messpunkte im Verlauf einer einzigen Messung möglich.

Der vorgestellte Ansatz lässt sich an unterschiedlichen Betriebsmitteln – insbesondere auch an Messwandlern, Durchführungen... – anwenden. Bei starr geerdeten Prüflingen kann die Auskopplung auch auf Hochspannungspotential erfolgen.

DANKSAGUNG

Die Autoren danken dem Leiter des Fachgebiets Hochspannungstechnik der Fakultät Elektrotechnik und Informatik der Technischen Universität Berlin, Professor Dr. R. Plath und Professor Dr. K. Rethmeier von der Fachhochschule Kiel (Fachbereich: Informatik und Elektrotechnik) für ihre Unterstützung und Anregungen.

LITERATUR

- [1] D. König und Y.N. Rao: „Partial Discharges in Electrical Power Apparatus“, VDE 1993
- [2] M. Beyer, W. Boeck, K. Möller, W. Zaengl: „Hochspannungstechnik, theoretische und praktische Grundlagen für die Anwendung“ Springer Verlag 1986
- [3] A. Kraetge; S.M. Hoek; R. Hummel; M. Krüger; O. Kessler, K. Rethmeier,: „Störunterdrückung bei TE Messung“ ew Jg 111 (2012) Heft 4 S.60-65
- [4] F.H. Kreuger: „Detection and Location of Discharges“ Dissertation, 1961, Delft, Niederlande
- [5] A.N. Arman, A.T. Starr: The measurement of discharges in dielectrics. Journal of the Institution of Electrical Engineers - Volume 79, Issue: 475, July 1936, S. 67ff
- [6] B, Kästner, S.M. Hoek, R. Plath, K. Rethmeier: “Störunterdrückung bei Teilentladungsmessung mit einem modernen Ansatz zur differentiellen Signalauswertung. ETG Fachtagung elektrische Diagnostik 2014; Berlin

- [7] T. Praehauser: "Measurement of PD in HV apparatus with the balanced circuit" Bulletin ASE, Bd 64 (1973) Nr. 19, p.1183 (TE Messung an Hochspannungsapparaten mit Brückenschaltung; Bill. SEV 64 (1973) 1183 -1189)
- [8] IEC 60270 (2015-11) Edition 3.1, "High-voltage test techniques – Partial discharge measurement", 2015
- [9] S.A. Boggs, "Partial Discharge – Part II: Detection Sensitivity" IEEE El. Insulation Magazine, Sep 1990, pp35 Vol. 6 No. 5
- [10] B. Kästner, S.M. Hoek, R. Plath, K. Rethmeier: „A Modern approach to differential partial discharge diagnosis“ 19th ISH, Pilsen, Tschechien, ID: 573, August, 2015
- [11] IEC 61378-2 (2001-02) Edition 1.0, Converter transformers: Part 2: Transformers for HV DC
- [12] IEC/IEEE 65700-19-03:2014, Bushings for DC application, 2014
- [13] IEC 60076-6 (2007-12) Edition 1.0, Power transformers Part 6: Reactors, 2007

ÜBER DIE AUTOREN



Stefan Hoek studierte bis 2002 an der Universität Stuttgart Elektrotechnik. Anschließend arbeitet er dort am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) als wissenschaftlicher Mitarbeiter und verfasste nachfolgend eine Dissertation auf dem Gebiet der Teilentladungsortung in gasisolierten Schaltanlagen im hochfrequenten Bereich (UHF). 2008 wechselte Stefan Hoek ins Produktmanagement für TE Messsystemen bei OMICRON. Er ist Mitglied des VDE ETG und den CIGRE-Arbeitsgruppe B3.24 und JWG_A2/D1.51.



Benedikt Kästner, studierte Elektrotechnik und Hochspannungstechnik an der TU Berlin, wo er sich bereits als Student mit differentiellen TE-Messverfahren beschäftigte. Er ist seit 2013 bei OMICRON und als Entwickler und Projektleiter auf dem Grenzgebiet zwischen Entwicklung, Applikation und Forschung tätig.

Fallstricke der Verordnung (EU) Nr. 548/2014

Ralf-Werner Held
SGB-SMIT Group
ralf-werner.held@sgb-neumark.de
Germany

KURZFASSUNG

Mit der sogenannten **Ökodesign-Richtlinie** wurde in der EU das Konzept der **umweltgerechten Gestaltung** (Eco-Design oder Ökodesign) von Produkten eingeführt. Ziel ist es, die Umweltverträglichkeit und Energieeffizienz von bestimmten Produkten über deren gesamten Lebenszyklus hinweg zu verbessern.

Die Ökodesign-Richtlinie wurde 2005 erlassen und im März 2008 durch das Energiebetriebene-Produkte-Gesetz in deutsches Recht überführt. Konkrete Vorschriften für einzelne Produkte ergeben sich jedoch nicht unmittelbar aus der Richtlinie oder dem Gesetz. Vielmehr werden produktspezifische **Ökodesign-Anforderungen** in sogenannten **Durchführungsmaßnahmen** festgelegt.

Die Verordnung EU Nr. 548/2014 deckt kleine, mittlere und große Leistungstransformatoren in Stromübertragungs- und Stromverteilungsnetzen oder für industrielle Anwendungen ab. Mit dieser Verordnung werden erstmals Mindesteffizienzanforderungen für größere Leistungstransformatoren eingeführt, die je nach technische Ausprägung des Transformators, unterschiedliche technische Lösungen erforderlich machen.

Fallstricke der Verordnung (EU) Nr. 548/2014 (Ecodesign Directive)

Agenda für den heutigen Termin

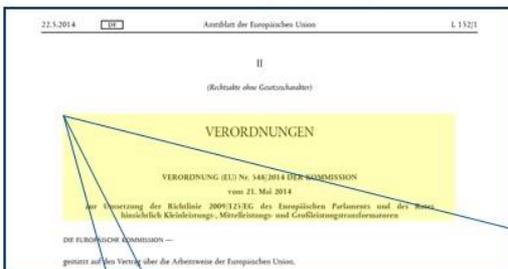
- 1 Richtlinie 2009/125/EG und Verordnung (EU) Nr. 548/2014
- 2 Zielstellung und Treiber der Verordnung (EU) Nr. 548/2014
- 3 Was regelt die EU Verordnung Nr. 548/2014?
- 4 Begriffe, Anforderungen, Ausnahmen
- 5 Normen, Standards
- 6 Widersprüchliches...
- 7 Beispiele über die Auswirkungen bei Mittelleistungstransformatoren
- 8 Beispiele über die Auswirkungen bei Großleistungstransformatoren
- 9 Fazit

Richtlinie 2009/125/EG und Verordnung (EU) Nr. 548/2014



Anforderungen der europäischen und nationalen Gesetzgebung an energieverbrauchsrelevante Produkte
Ökodesign-Richtlinie (EU)
Die Europäische Kommission hat im Jahr 2005 mit der **Richtlinie 2005/32/EG** zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte (EbP-Richtlinie, engl. Energy using Products – EuP-Richtlinie), auch Ökodesign-Richtlinie genannt, erstmals die Anforderungen des Ökodesigns in einer Richtlinie explizit verankert

Richtlinie 2009/125/EG und Verordnung (EU) Nr. 548/2014



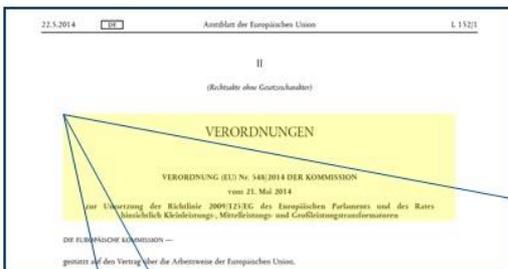
Ökodesign-Verordnung - (EU) Nr. 548/2014 (Transformatoren)
Vollzitat: Verordnung (EU) Nr. 548/2014 (Durchführungsmaßnahme) der Kommission vom 21.05.2014 zur Umsetzung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich Kleinleistungs-, Mittelleistungs- und Großleistungstransformatoren

Zielstellung und Treiber der Verordnung (EU) Nr. 548/2014



Ziel ist es, die Energieeffizienz und die Umweltverträglichkeit von bestimmten Produkten zu verbessern. Die Festlegung von Ökodesign-Anforderungen an Mittelleistungs- und Großleistungstransformatoren ist ferner nötig, um die Marktdurchdringung von Technologien und Bauformoptionen zu verbessern, wodurch die Energieleistung oder -effizienz dieser Transformatoren gesteigert würde. Die Gesamtverluste aller Transformatoren in den 27 Mitgliedstaaten der EU beliefen sich 2008 auf 93,4 TWh jährlich. Das kostenwirksame Verbesserungspotenzial durch effizientere Bauformen wurde für das Jahr 2025 auf etwa 16,2 TWh jährlich geschätzt, was 3,7 Mt CO₂-Emissionen entspricht.

Was regelt die Verordnung (EU) Nr. 548/2014?



Der Begriff
"Verteiltransformator"
wird durch den Oberbegriff
"Leistungstransformator"
ersetzt!

In dieser **Verordnung** werden Ökodesign-Anforderungen an das Inverkehrbringen und die Inbetriebnahme von **Leistungstransformatoren** mit einer Mindestnennleistung von 1 kVA festgelegt, die in mit 50 Hz betriebenen Stromübertragungs- und -Verteilungsnetzen oder in industriellen Anwendungen verwendet werden. Dies betrifft **Kleinleistungs-, Mittelleistungs- und Großleistungstransformatoren**.

Begriffe, Anforderungen, Ausnahmen



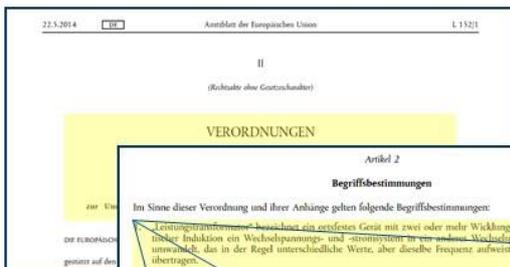
Die Verordnung gilt gleichzeitig für Trockentransformatoren und flüssigkeitsgekühlte Transformatoren!

Mittelleistungstransformatoren
Es müssen höchstzulässige Werte für Kurzschlussverluste und Leerlaufverluste oder Mindestwerte für den Wirkungsgrad erfüllt werden

Großleistungstransformatoren
Es müssen Mindestwerte für den Wirkungsgrad erfüllt werden

Die Produktinformationen müssen ab 01.07.2015 Angaben zur Nennleistung, zu Kurzschluss- und Leerlaufverlusten, zur elektrischen (Nenn-) Leistung, dem maximalen Wirkungsgrad und dem Gewicht der Hauptbestandteile enthalten

Begriffe, Anforderungen, Ausnahmen



Die Begriffe "Mittelleistungstransformator" und "Großleistungstransformator" sind nicht plausibel!

Kleinleistungstransformator
Leistungstransformator mit U_m bis 1,1kV

Mittelleistungstransformatoren
Leistungstransformator mit U_m über 1,1kV bis zu 36kV und einer Nennleistung von mindestens 5kVA und weniger als 40MVA

Großleistungstransformatoren
Leistungstransformator mit U_m über 36kV und einer Nennleistung von mindestens 5kVA oder mit einer Nennleistung von mindestens 40MVA

Begriffe, Anforderungen, Ausnahmen



Die Ausnahmen sind nicht vollumfänglich und lassen Raum für Interpretationen!

Diese Verordnung gilt nicht für:

- Messwandler
- Transformatoren mit Unterspannungswicklungen, die eigens zur Verwendung mit Gleichrichtern ausgelegt sind, um Gleichstrom zu liefern
- Transformatoren für Öfen
- Transformatoren für Offshore Anlagen
- Transformatoren für den Notfallbetrieb
- Transformatoren für den Eisenbahnbetrieb
- Spezialtransformatoren für den Untertagebau und Tiefwasser-Anwendungen, Erdungstransformatoren, Prüftransformatoren, Anfahrtransformatoren, Schweißtransformatoren
- Mittelspannungstransformatoren bis 5 MVA
- Großleistungstransformatoren ab 36 kV nach geprüfter Antragstellung

Begriffe, Anforderungen, Ausnahmen



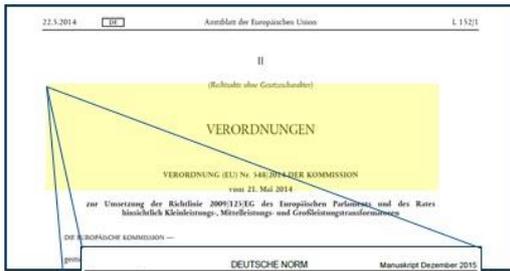
Jahrelang haben sich die Interessenverbände gegen die CE-Kennzeichnung gewehrt....

Artikel 4
Konformitätsbewertung

Die Konformitätsbewertung erfolgt unter Anwendung des Verfahrens der internen Entwurfskontrolle gemäß Anhang IV der Richtlinie 2009/125/EG oder des Managementsystems gemäß Anhang V derselben Richtlinie.

Über Artikel 4 kommt durch die Hintertür die CE-Kennzeichnung als das am Transformator sichtbare Kennzeichen zur Einhaltung der Öko-Design-Verordnung (EU) Nr. 548/2014

Normen, Standards



Der Begriff "Verteiltransformator" verschwindet.....
die (DIN) EN 50464-1 und (DIN) EN 50541-1 auch....



Entwürfe enthalten Korrekturbedarf!

.....und werden gemeinsam durch die (DIN) EN 50588-1 (Mittelleistungstransformator) und (DIN) EN 50629 (Großleistungstransformator) ersetzt!

Ölgefüllte Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50 Hz, 50 kVA bis 2 500 kVA mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel bis 36 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50464-1:2007 + A1:2012
Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2 500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV – Part 1: General requirements; German version EN 50464-1:2007 + A1:2012

Normen, Standards

Nennleistung S _n (kVA)	max. P ₀ (W) (± 0,5%)		max. P _k (W) (± 0,5%)	
	Werte	Maximal zulässige P ₀ (W)	Werte	Maximal zulässige P _k (W)
± 25	< 0,000	0,070	0,000	0,000
50	< 0,000	0,090	0,070	0,000
100	< 0,070	0,090	0,070	0,000
150	< 0,100	0,090	0,070	0,000
200	< 0,130	0,090	0,070	0,000
300	< 0,160	0,090	0,070	0,000
400	< 0,190	0,090	0,070	0,000
500	< 0,220	0,090	0,070	0,000
600	< 0,250	0,090	0,070	0,000
1 000	< 0,300	0,090	0,070	0,000
1 500	< 0,350	0,090	0,070	0,000
2 000	< 0,400	0,090	0,070	0,000
3 000	< 0,450	0,090	0,070	0,000

Leerlaufverluste nach EN 50464-1 und EN50541-1 (Bo, Co und Do) sind nicht mehr zulässig!

Kurzschlußverluste nach EN 50464-1 (Dk und Ek) sind nicht mehr zulässig!

Seit 01.07.2015 müssen Mittelleistungstransformatoren bis 3150 kVA die Vorgaben für Po, Pk und Geräusche einhalten

Widersprüchliches



Der Umgang mit Mehrwicklungstransformatoren" wird in der Verordnung (EU) Nr. 548/2014 nicht explizit beschrieben und auch nicht als Ausnahme geführt!

1.1. Anforderungen an Dreiphasen-Mittelleistungstransformatoren mit einer Nennleistung $\leq 3\,150\text{ kVA}$

Tabelle 1.1 Höchste Kurzschluss- und Leerlaufverluste (in W) für dreiphasige flüssigkeitsgefüllte Mittelleistungstransformatoren mit einer Wicklung mit $U_{sc} \leq 24\text{ kV}$ und einer mit $U_{sc} \leq 1,1\text{ kV}$

Nennleistung (kVA)	Höchste Kurzschlussverluste P_k (W) (*)	Stufe 1 (ab 1. Juli 2015)		Stufe 2 (ab 1. Juli 2021)	
		Höchste Kurzschlussverluste	Höchste Leerlaufverluste	Höchste Kurzschlussverluste	Höchste Leerlaufverluste
≤ 25	C_k (900)				
50	C_k (1 100)				
100	C_k (1 750)				
160	C_k (2 350)				

Tabelle 1.1 Korrektur der Kurzschluss- und Leerlaufverluste bei anderen Kombinationen von Wicklungsspannungen oder Doppelspannung in einer oder beiden Wicklungen (Nennleistung $\leq 3\,150\text{ kVA}$)

Eine Wicklung mit $U_{sc} \leq 24\text{ kV}$ und eine mit $U_{sc} > 1,1\text{ kV}$	Die höchstzulässigen Verluste in den Tabellen 1.1 und 1.2 müssen bei den Leerlaufverlusten um 10 % und bei den Kurzschlussverlusten um 10 % erhöht werden.
Eine Wicklung mit $U_{sc} = 36\text{ kV}$ und eine mit $U_{sc} \leq 1,1\text{ kV}$	Die höchstzulässigen Verluste in den Tabellen 1.1 und 1.2 müssen bei den Leerlaufverlusten um 15 % und bei den Kurzschlussverlusten um 10 % erhöht werden.
Eine Wicklung mit $U_{sc} = 36\text{ kV}$ und eine mit $U_{sc} > 1,1\text{ kV}$	Die in den Tabellen 1.1 und 1.2 angegebenen höchstzulässigen Verluste müssen bei den Leerlaufverlusten um 20 % und bei den Kurzschlussverlusten um 15 % erhöht werden.

Widersprüchliches



Die Definition von P(co) zur Berechnung des PEI ist in der Verordnung nicht eindeutig und läßt Interpretationen zu!

Der überarbeitete Entwurf der DIN EN 50588 beschreibt den Umgang mit P(co) zur Bestimmung des PEI eindeutig.

DEUTSCHE NORM Manuskript Februar 2016

DIN EN 50588-1

ICS 29 180

Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit Betriebsmittel nicht über 36 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50588-1:2015

Medium power transformers 50 Hz, with highest volt Part 1: General requirements; German version EN 50588-1:2015

Transformateurs 50 Hz de moyenne puissance, de plus de 36 kV – Partie 1: Exigences générales; Version allemande EN 50588-1:2015

DEUTSCHE NORM Manuskript Dezember 2015

DIN EN 50629

ICS

Energieeffizienzwerte von Großleistungstransformatoren (Um > 36 kV oder S_r ≥ 40 MVA); Deutsche Fassung EN 50629:2015

Energy performance of large power transformers (Um > 36 kV or S_r ≥ 40 MVA); German version EN 50629:2015

Performance énergétique des transformateurs de grande puissance (Um > 36 kV ou S_r ≥ 40 MVA); Version allemande EN 50629:2015

Berechnung des Peak-Efficiency-Index

Der Peak-Efficiency-Index (PEI) ist der Maximalwert des Verhältnisses der übertragenen Scheinleistung eines Transformators abzüglich der elektrischen Verluste zur übertragenen Scheinleistung.

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{20})}{\sqrt{\frac{P_0}{S_r} + \frac{P_{20}}{S_r}}}$$

6.3 Transformatoren mit Bemessungsleistung $3\,150\text{ kVA} < S_r < 40\,000\text{ kVA}$

Der Höchstwert des Effizienzindex (PEI) ist der Maximalwert des Verhältnisses der übertragenen Scheinleistung eines Transformators abzüglich der elektrischen Verluste zur übertragenen Scheinleistung.

Der PEI schließt die Verluste ein, die mit dem Kühlsystem (P_{20}) in Verbindung stehen, und im Leerlaufbetrieb entstehen. Wenn für den Betrieb des Transformators bei k_{20} zusätzliche Kühlung erforderlich ist, dann müssen diese zusätzlichen Kühlverluste bei der Berechnung von PEI zu P_{20} addiert werden. Jede zusätzliche Kühlung und die zugehörigen Kühlverluste, die über denen liegen, die bei k_{20} notwendig sind, um die Bemessungsleistung zu erreichen, bleiben unberücksichtigt.

Beispiele für die Auswirkungen bei Mittelleistungstransformatoren

Übergang von Tier1 nach Tier2 bringt unterschiedliche Transformator designs hervor

Abmessungs- und Gewichtsvorgaben der EVU's und Stadtwerke können nach Tier2 nicht mehr durchgängig eingehalten werden!!!!

Mögliche Alternativlösung:
Einsatz von Kernblechmaterial
0,70W/kg, 0,23mm(DR)

Die Neuentwicklung der Blechqualität
0,70W/kg, 0,23mm(DR) wird bis dato nur von Herstellern im asiatischen Raum betrieben!



Größenvergleich
630kVA, 20kV/0,4kV, uk4%
auf Basis Kernblech 078W/kg/0,23mm (DR)

Tier1, Verlustpaarung AoBk
Tier2, Verlustpaarung Ao-10%, Ak

Beispiele für die Auswirkungen bei Mittelleistungstransformatoren

Übergang von DIN EN 50588 und DIN EN 50629 führt zu unterschiedlichen Transformator designs!

DEUTSCHE NORM		DEUTSCHE NORM	
DIN EN 50588-1		DIN EN 50629	
ICS 29.180	Erweitert durch: DIN EN 50629-1 (VDE 0533-271:2015) DIN EN 50629-2 (VDE 0533-241:2015) Sonderanwendungen	ICS	Manuskript Dezember 2015
Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung		Energiekennwerte von Großleistungstransformatoren (Um > 36 kV oder Sr ≥ 40 MVA):	

Serientransformatoren mit identischer Nennleistung fallen bei Um >36kV von der DIN EN 50588 in die DIN EN 50629

Beispiel:
1000 kVA-Trafo mit 35kV/0,4kV (Um 36kV)
nach DIN EN 50588 muß Ao+15%, Ck +10% erreicht werden.
Po 770W+15%, Pk 10500W+10%, mit einem **PEI = 99,360%**
Kerngewicht: 1003kg, Wicklungen 265kg (Alu), Öl 650kg, Gesamt 2600kg

1000 kVA-Trafo mit 38,5kV/0,4kV (Um>36kV)
nach DIN EN 50629 muß PEI = 99,465% erreicht werden
Po 770W, 9300W, mit einem **PEI = 99,487%**
Kerngewicht: 1320kg, Wicklungen 392kg (Alu), Öl 800kg, Gesamt 3280kg

Beispiele für die Auswirkungen bei Großleistungstransformatoren >100MVA

Verordnung (EU) Nr. 548/2014 schreibt vor:

Tier 1 (1. July 2015): PEI > 99,737

Tier 2 (1. July 2021): PEI > 99,770

220kV, 170MVA,

Ausführung mit hoher P_k (s=3A/mm²)

PEI = 99,787 mit M090 Kernblech

PEI = 99,760 mit M120 Kernblech

Für Tier 2 ist Kernblech mit besserer Qualität (W/kg) zwingend erforderlich!

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{co})}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{co}}{P_k}}}$$

kV	MVA	Coresteel	curr density	Cooling	P0	Pc0	Pk	Sr	PEI
			A/mm2		kW	kW	kW	MVA	%
220	170	M090	3	ODAF	58,6	6,0	507,0	170	99,787
		M120	3	ODAF	76,1	6,0	507,0	170	99,760



Beispiele für die Auswirkungen bei Großleistungstransformatoren >100MVA

Verordnung (EU) Nr. 548/2014 schreibt vor:

Tier 1 (1. July 2015): PEI > 99,737

Tier 2 (1. July 2021): PEI > 99,770

220kV, 170MVA,

Ausführung mit niedriger P_k (s=1,8A/mm²)

PEI = 99,799 mit M120 Kernblech

Für Tier 2 ist kein Kernblech mit besserer Qualität (W/kg) erforderlich!

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{co})}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{co}}{P_k}}}$$

kV	MVA	Coresteel	curr density	Cooling	P0	Pc0	Pk	Sr	PEI
			A/mm2		kW	kW	kW	MVA	%
220	170	M080	1,8	ONAN	52,7	2,0	362,0	170	99,834
		M120	1,8	ONAN	79,0	2,0	362,0	170	99,799



Die Auswahl der Kernblechqualität wird vorrangig von der kundenseitigen Verlustbewertung ($C_c = C_r + A \cdot P_0 + B \cdot P_k$) bestimmt!



Beispiele für die Auswirkungen bei Großleistungstransformatoren >100MVA

Verordnung (EU) Nr. 548/2014 schreibt vor:
 Tier 1 (1. July 2015): PEI > 99,737
 Tier 2 (1. July 2021): PEI > 99,770

850MVA, Bahnprofil, Generatortrafo
 PEI = 99,832 mit M120 Blech
Für Tier 2 ist kein Kernblech mit besserer Qualität (W/kg) erforderlich!



Die Auswahl der Kernblechqualität wird vorrangig von der kundenseitigen Verlustbewertung ($C_c = C_r + A \cdot P_0 + B \cdot P_k$) bestimmt !

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{co})}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{co}}{P_k}}}$$

kV	MVA	Coresteel	Cooling	P0	Pc0	Pk	Sr	PEI
400	850	M090	ODAF	241,2	28,0	1458,2	850	99,853
		M120	ODAF	321,0	28,0	1458,2	850	99,832

Beispiele für die Auswirkungen bei Großleistungstransformatoren >100MVA

Verordnung (EU) Nr. 548/2014 schreibt vor:
 Tier 1 (1. July 2015): PEI > 99,737
 Tier 2 (1. July 2021): PEI > 99,770

107MVA, 3phas. Transformator
 PEI = 99,719 mit M120 Kernblech
 PEI = 99,705 mit M130 Kernblech
Für Tier 1 und 2 ist Kernblech mit besserer Qualität (W/kg) zwingend erforderlich!



$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{co})}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{co}}{P_k}}}$$

kV	MVA	Coresteel	Cooling	P0	Pc0	Pk	Sr	PEI
400	107	M120	ODAF	78,0	9,0	260,0	107	99,719
		M130	ODAF	87,0	9,0	260,0	107	99,705

Fazit



Die Directive löst sich durch die dazugehörigen Standards DIN EN50588 und DIN EN 50620 langsam von der Wahrnehmung einer unfertigen Großbaustelle!

Für Großleistungstransformatoren nach Tier2 der EU Verordnung müssen teilweise bessere Kernblechqualitäten verwendet werden!

Mittelleistungstransformatoren nach Tier2 der EU Verordnung erfordern bessere Kernblechqualitäten, um eine Vergrößerung der Abmessungen zu vermeiden!
Diese sind aktuell (noch) nicht verfügbar!

Übergang von DIN EN50588 auf DIN EN50629 bringt unterschiedliche Transformator designs hervor!

Vielen Dank!

Intelligente Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz – Längsregler und FITformerREG im Einsatz

Intelligent Voltage Regulation on Medium Voltage Level - Line Voltage Regulators and FITformerREG in use

M. Hennig
Netze BW GmbH
m.hennig@netze-bw.de
Germany

O. Schrödel
Siemens AG
oliver.schroedel@siemens.com
Germany

KURZFASSUNG

Abstract

The energy supply is currently undergoing a fundamental change. The generation and consumption of energy are changing in regard to the energy sources, the size of generation units, the place of generation and new consumers like e-cars. These changes have also impact on the public transportation and distribution grids.

The increasing requirement on observability as well as controllability of electrical distribution networks essentially results in the growth of decentralized generation of electrical energy, especially from fluctuating regenerative sources in the existing distribution networks and the additional substitution of end application with fossil fuels through electrical applications (e.g. electrical mobility, cold, heat).

According to the above mentioned background, the power quality performance of distribution grids is coming more and more into focus of system operators. Cost-effective measures and concepts for system development and operation are necessary. Performance targets demanded by customers and regulators are becoming a key factor for economic system operation. Understanding the correlations between the respective measures the “Intelligent Voltage Regulation in Medium Voltage Level with Line Voltage Regulators and Regulated Secondary Substation Transformers” becoming more and more important.

This technical article shows the used technique for voltage regulation in typical rural power grids. Furthermore it shows challenges for grid operation, followed by a discussion of possible grid elements for solution.

1 EINLEITUNG INTRODUCTION

The energy supply in the 19th century and until today is affected by a Utility with huge centralized power plants and a high distance in between producers and end-users. The infeed of energy normally is done in the high voltage network. The public distribution networks were developed with the rising demand of energy. At that time the end-users were only users and the load flow was unidirectional.

During those days the overload situations appeared on recurring, predictable positions in the network. The Energy quality was relatively high and it was easier than today to comply with provided standards. In the former distribution networks active elements were not used, there was no automation or remote alarming. Because of this a control or an influence onto the network was nearly impossible. Till today a lot of Utilities get only little information about their network and they operate it almost “blindly”.

These days’ distribution networks are equipped with more active elements which can influence the power quality. Two main factors for this approach are:

- The decentralized energy generation is increasing and is mainly fed by fluctuating renewable energy resources.
- Functionalities formerly driven by fossil fuel are now running with electricity (e.g. Heating, cooling or different vehicles)

These factors affect the changes in the distribution network and have an influence on the power quality, especially:

- Change in the power-flow
- Unsymmetrical loads
- Change in the current and voltage flows

The questions now are:

Which are the ideal solution for these challenges on power quality in rural distribution networks and what has to be done to capture and eliminate them?

To ensure the acceptance of rising energy costs for unconventional energy generation and environmental friendly devices by the consumer a continuing high quality for the supply is necessary. For this fundamental change in the next decades an affordable Smart Grid should be available to assure the network reliability and power quality.

2 SOLUTION FOR EFFICIENT GRID OPERATION AND UTILIZATION

Power quality is becoming more and more of a focus based on mentioned drivers. Tools that provide comprehensive real-time information from distribution grid enable their efficient control and make it possible to document grid reliability and meet explicit performance targets by optimization of Volt conditions.

Solutions for real-time monitoring and active grid management are indispensable when it comes to mastering the new challenges in distribution grid operation. Volt management and control is a solution that enables the measurement of voltage band violations and overload situations and the control of nominal versus actual value. This helps utilities deliver power within the appropriate voltage limits to ensure that consumer equipment operates properly, and to minimize losses by maintaining an optimal power factor.

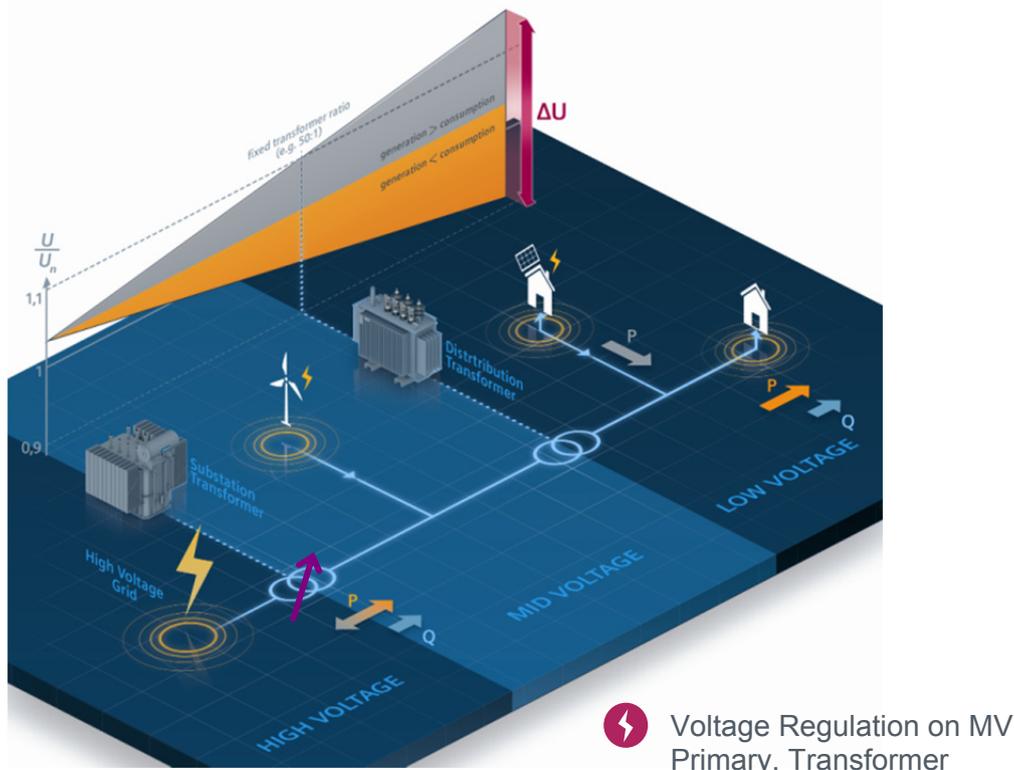
Today, active control of the voltage band on the medium and low voltage levels is required, so new devices, such as Regulated Distribution Transformers, are indispensable. Furthermore, components like Line Voltage Regulators on MV Level or Regulated Distribution Transformer for LV Level will help improving voltage and grid stability. Grid configuration and infeed are taken into account in stability calculations. This way, the costs of grid expansion are observed to keep construction activities to a minimum and to ensure security of supply at any time. Bidirectional power flow, load fluctuations, and voltage band compliance according to EN50160 regulations can only be addressed with smart solutions. These smart solutions can be realized in combination with a semi-distributed grid intelligence to reach the maximum of efficiency to the existing grid layout.

Different approaches toward voltage regulation in a distribution grid according to the given requirements are possible. In some cases the optimal solution is designed even by a combination of the different options to reach an optimized grid performance:

- Initial situation: No control – violation of the voltage upper limit due to renewable integration
- First option: Control of load tap changers in the primary substations or in the ring main unit
- Second option: Control of Line Voltage Regulators on MV Level
- Third option: Control of Regulated Distribution Transformer for LV Level

2.1 First option: Control of load tap changers in the primary substations

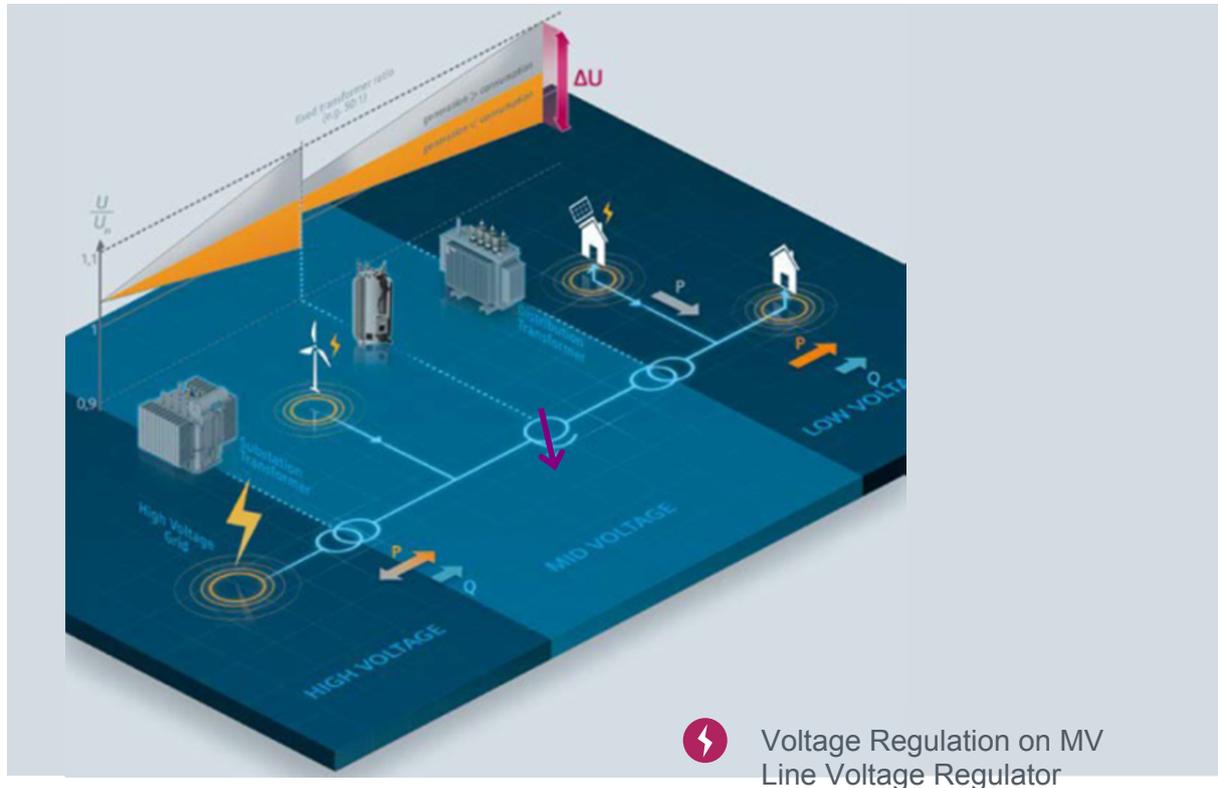
Feeding back power from the active medium voltage or even of low-voltage grids amplifies the challenges of voltage boosting and thus adhering to the voltage limits of +/-10% [DIN] on the distribution grid levels. In the MV grid today, voltage is often controlled only by the tap changer on the primary substation transformer. This only regulates the MV grid as a whole and cannot adjust to local voltage changes. This leads to cost-intensive grid expansion. In combination with the Second option: Control of Line Voltage Regulators on MV Level or the third option: Control of Regulated Distribution Transformer for LV Level the grid expansion can be cut down to a minimum.



Picture 1: Load tap changers in the primary substations

2.2 Second option: Control of Line Voltage Regulators on MV Level

The Second approach is to install intelligent equipment such as Line Voltage Regulators. The existing distribution grid can thus operate largely independently and is ready for the future. In medium-voltage lines to which many distributed producers are connected, generation can exceed the load peak many times over. As a result, fluctuating load and infeed conditions can induce significant changes in the operating voltage at individual substations.



Picture 2: Line Voltage Regulators on MV Level

The use of Line Voltage Regulators or also called in-phase regulators is an extremely sensible measure for adhering to the voltage limits during grid operation, one that is more cost efficient than expanding the MV grid. Line Voltage Regulators compensate for different voltage loads and maintain a constant output voltage and an optimized voltage level for the connected grid area.



Picture 3: Line Voltage Regulator installation

The voltage regulators for area voltage regulation are positioned along the line, so that voltage range infringements cannot occur – regardless of the load situations at the secondary substations between the transformer substation and the Line Voltage Regulators. Power quality measurement on the primary and secondary sides of the in-phase regulator makes it possible to monitor voltage quality and to transmit the measured data.

Two options exist for setting up the regulating system for Line Voltage Regulators:

- Local regulation
 - Regulation by measuring the voltage directly at the load-side output of the Line Voltage Regulators system
 - Regulation by measuring the voltage and current at the load-side output of the regulator with current compounding
- Area voltage regulation
 - Distributed measurement on the medium and / or low-voltage grid
 - Voltage optimization of the grid area by the regional controller and active regulation of the Line Voltage Regulators system

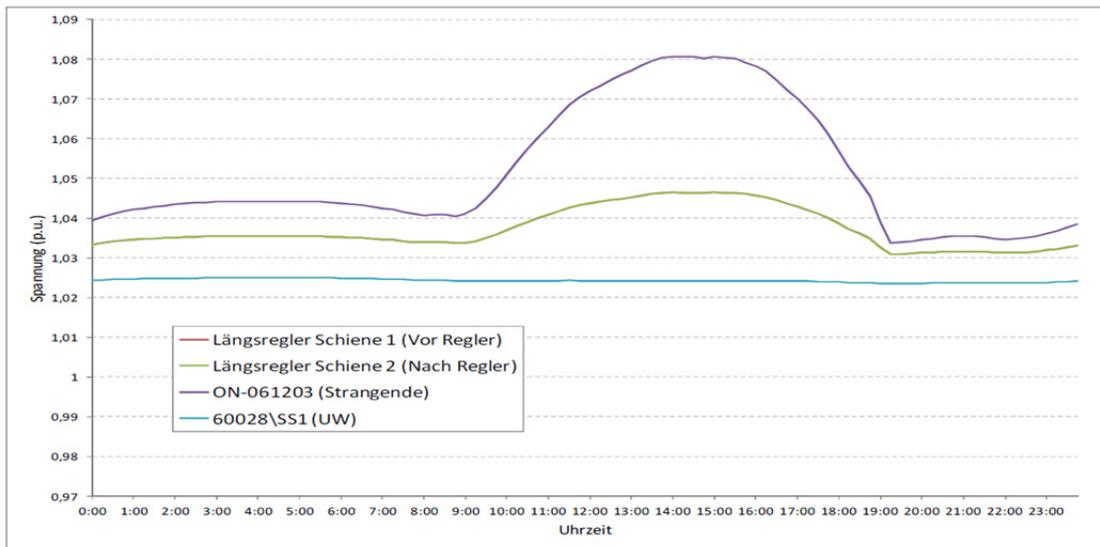


Figure 1: Without Line Voltage Regulator

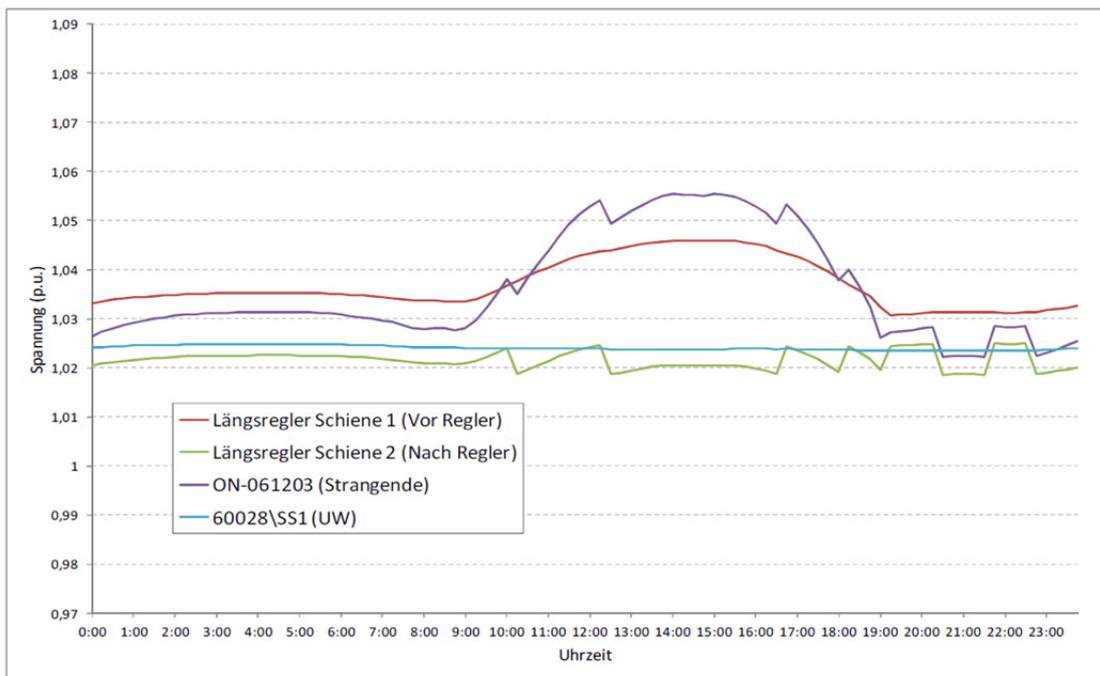
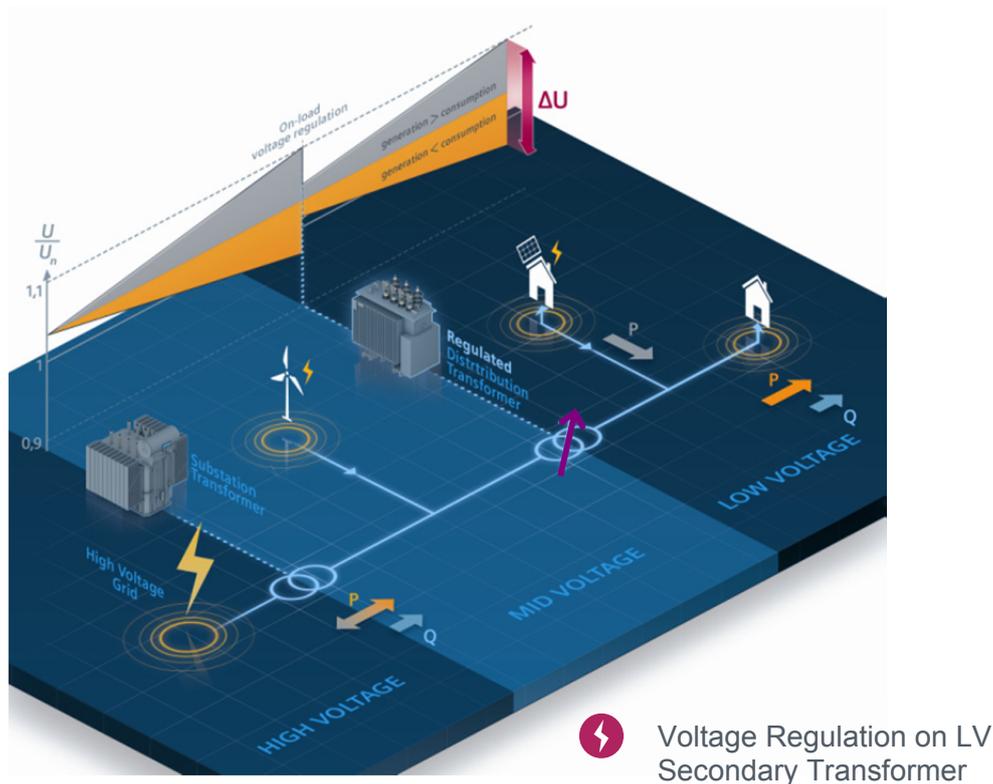


Figure 2: With Line Voltage Regulator

The figures 1 and 2 show in comparison the voltages for a 24-hour load cycle in summer, with and without Line Voltage Regulator. The graphs are reflecting the voltages for a critical node, the installation site of the Line Voltage Regulator and the transformer substation for the algorithm of local regulation.

2.3 Third option: Control of Regulated Distribution Transformer for LV Level

A Regulated Distribution Transformer is one additional component to implement an intelligent distribution grid. The wider aim is an active distribution grid with an intelligent transformer substation as a key location. These intelligent transformer substations contribute to active load management in the distribution grid and ensuring power quality for the connected LV Level.



Picture 4: Regulated Distribution Transformer for LV Level

The solution is to convert the existing grid infrastructure to an efficient and exceptionally adaptable system layout. This trend gave the opportunity to develop a cost-saving alternative to grid extension: a Regulated Distribution Transformer in exchange of the current transformer, where needed.

The Regulated Distribution Transformer FITformer®REG from Siemens can change its transformation ratio under load. In this way, it guarantees distributed infeed from small generating plants and helps energy suppliers to stay within the permissible voltage band, without violating the DIN EN 50160 standard (European Norm). This is achieved by the transformer's three low voltage taps, which are routed inside the hermetically sealed corrugated tank to the control unit directly on the transformer.

Also for Regulated Distribution Transformer are two options available for regulating the system:

- Local regulation
 - Regulation by measuring the voltage directly at the load-side output of the Regulated Distribution Transformer
 - Regulation by measuring the voltage and current at the load-side output of the transformer with current compounding
- Area voltage regulation of the low voltage grid
 - Distributed measurement on low-voltage grid
 - Voltage optimization of the grid area by the regional or local controller and active regulation of the Distribution Transformer



Picture 5: Regulated Distribution Transformer installation

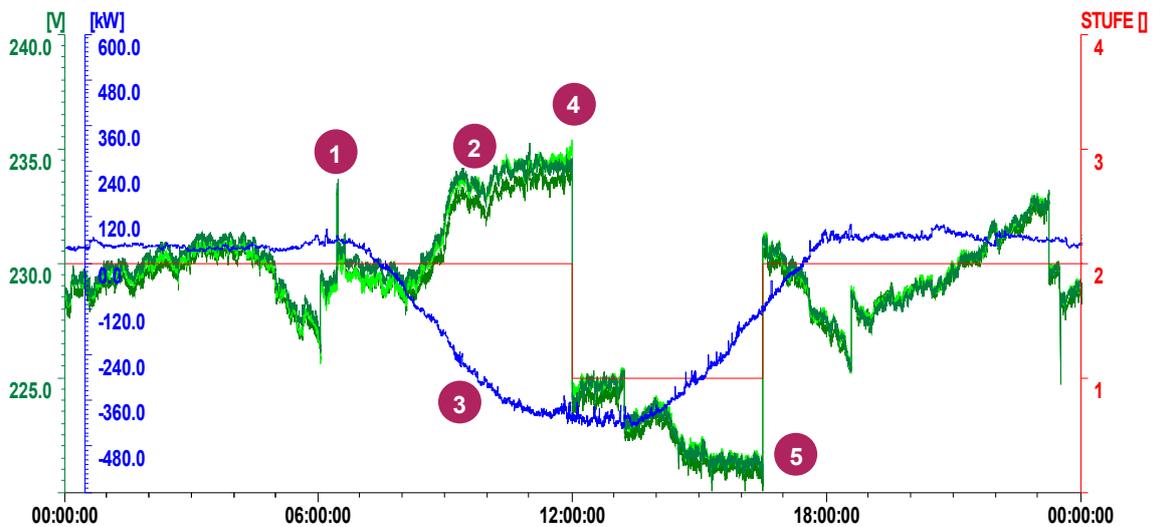


Figure 3: With Regulated Distribution Transformer

The figures 3 show in the local regulation algorithm in action and the optimized low voltage output of the Regulated Distribution Transformer.

- 1 Stepping up of medium power transformer
- 2 Three-phase voltages, measured at LV-busbar
- 3 Feed in (negative) / load (positive)
- 4 Voltage above upper critical value, voltage is regulated down
- 5 Voltage is below lowest critical value, regulation takes place

3 ZUSAMMENFASSUNG

CONCLUSION

The paper shows, that Line Voltage Regulators on MV Level and Regulated Distribution Transformer for LV Level are useful components for an improvement of the power quality in distribution networks.

Especially with an inhomogeneous dispersion of load and generation in the distribution grid these components can separate the grid in controllable areas, with a minimum of repercussion with the rest of the grid. The optimization can only be done by combination of all the presented components, like Line Voltage Regulators on MV Level in combination with a Regulate Distribution Transformer if the Distribution Transformer is connected to an area with extremely high renewable infeed on Low Voltage.

An additional benefit is the combination of the Primary Equipment of Line Voltage Regulators on MV Level and Regulated Distribution Transformers for LV Level with the semi-distributed approach of intelligent area voltage control. The primary transformer or a Line Voltage Regulators will receive their tap changing commands from the wide area control application within a regional controller based on distributed voltage measurements in the medium- voltage and low-voltage grid. The semi-distributed solution uses a regional controller, which is typically placed in a primary substation of the medium-voltage grid. The regional controller is based on the SICAM substation automation system enables intelligent concepts for voltage regulation from primary substation to the consumer and can help achieving defined performance goals.

Doing so is a key factor for cost-efficient supply of power and helps reduce investments in upgrading the grid.

LITERATUR

- [1] GAINING EXPERIENCE WITH A REGULATED DISTRIBUTION TRANSFORMER IN A SMART GRID ENVIRONMENT, CIRED Workshop - Lisbon 29-30 May 2012
- [2] Studie: Siemens IC SG SE PTI und IC SG EA SYS LM
Verbesserung der Energiequalität in Verteilungs- und Ortsnetzen (Dr. C. Böse)

Eine Untersuchung zum Ausbreitungsverhalten von Teilentladungsimpulsen in der Hochspannungswicklung rotierender elektrischer Maschinen

F. Öttl
M. Krüger
OMICRON electronics GmbH
Fabian.Oettt@omicronenergy.com

E. Binder
Consultant

J. Fuhr
D. Riesen
BKW Energie AG
J.Fuhr@bluewin.ch
Daniel.RiesenOlbert@BKW.ch

B. Storr
J Pöschl
ANDRITZ Hydro
GmbH

T. Keßler
B. Bittner
Vorarlberger
Illwerke AG

Kurzfassung:

Das Ausbreitungsverhalten von Teilentladungsimpulsen (TE-Impulsen) wird an einem 102 MVA Wasserkraftgenerator untersucht. Um Aussagen bezüglich der Ausbreitung von TE-Impulsen in einer dreiphasigen Generator-Wicklung treffen zu können, wurde die Isolation der Wicklung der Phase W gezielt an definierten Positionen angebohrt. An diesen „internen“ Stellen wurden dann Kalibrator Impulse eingespeist. An den Klemmen der Wicklungen wurden sowohl die scheinbare Ladung als auch die ankommenden Signale in Zeit- und Frequenz-Bereich gemessen. Außerdem wurde die Transferfunktion des Ausbreitungsweges von der Einspeise-Stelle in der Wicklung zu der Auskopplung an der Klemme mit einer frequenzvariablen Sinusspannung gemessen (SFRA-Methode).

Das Ergebnis dieser Untersuchungen ist unter anderem eine sogenannte „Dämpfungsmatrix“, d.h. eine Aussage wie viel scheinbare Ladung noch an den Klemmen bei definierter Einspeisung an diversen Positionen entlang der Stator Wicklung ankommt.

Die Messungen der Signale im Zeit- und Frequenz-Bereich haben neben der sehr starken Dämpfung der kurzen TE-Impulse auch das schwingende Verhalten des Wicklungssystems des Generators bestätigt. Beim Schwingen eines RLC Netzwerks (Wicklungssystem) treten in den Spektren der messbaren Signale Resonanz-frequenzen auf (auch bei höheren Frequenzen), die für eine sensitive TE-Messung verwendet werden können. Durch die Wahl der Mittenfrequenz des Filters vom TE-Mess-System bei einer Resonanzfrequenz können deutlich höheren Amplituden der scheinbaren Ladung gemessen werden, auch für TE-Quellen die von den Anschlüssen weit entfernt sind.

Ursachen dieses Verhaltens sind neben der Ausbreitungsdämpfung auch Energieüber-

kopplungen über Wickelköpfe und Ober-/Unterstäbe auf benachbarte Phasenstränge sowie Wanderwellenreflexionen und Dispersion an den Wicklungsübergängen von Nut- zum Wickelkopfbereich bzw. vice versa.

Abschließend wurden die Transferfunktionen der Ausbreitungswege der zugänglichen Punkte in der Wicklung zu den Klemmen mit den Frequenzspektren der TE-Impulse verglichen. Eine bedingte Korrelation zwischen den beiden Spektren konnte festgestellt werden.

Stichworte: Stator Wicklung, Ausbreitungsverhalten von Teilentladungen, Messung der scheinbaren Ladung, Analyse der TE-Impulse in Zeit- und Frequenz-Bereich, frequenzselektive Messung, Frequenzanalyse der Ausbreitungswege von TE-Impulsen

Motivation:

Für ein korrektes Interpretieren der Ergebnisse einer TE-Messung an der Stator Wicklung eines Generators ist die Kenntnis über das Ausbreitungsverhalten des Impulses von der Fehlstelle bis hin zum Messgerät essentiell.

Bei Generatoren ist die Erfassung von Teilentladungen nur an den Klemmen des Generators möglich (siehe Abbildung 1).

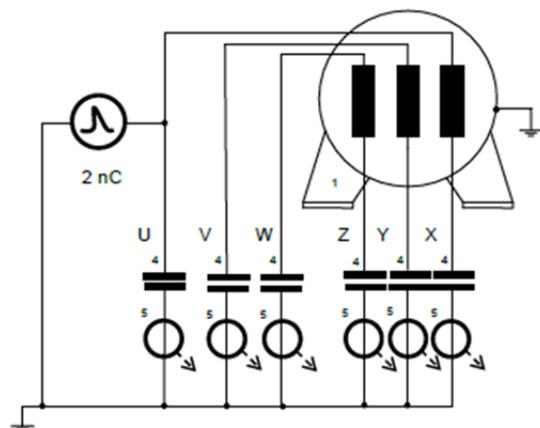


Abbildung 1: Schematische Darstellung des TE-Messkreises für Generatoren

Teilentladungen sind Teildurchschläge in Fehlstellen im Isolationssystem des Generators. Bei jedem Teildurchschlag wird ein Stromimpuls generiert der sich von der Entladungsstelle als vor- bzw. rücklaufende elektromagnetische Welle über die Wicklung ausbreitet. Dabei erfolgt die Ausbreitung über ein komplexes Netzwerk aus teils leitend verbundenen, teils elektromagnetisch gekoppelten, verlustbehafteten Leitungselementen mit unterschiedlichen Wellenwiderständen. Je nach Position seines Entstehungsortes wird der kurze, unipolare TE-Impuls auf seinem Weg zu den Generatorklemmen durch Dämpfung, Reflexionen, Dispersionen und elektromagnetische Koppelleinflüsse in ein mehr oder weniger stark verlängertes, schwingendes Signal umgewandelt. Mehrere vorausgegangene Untersuchungen ([1], [2]) verweisen dabei auf zwei Ausbreitungsarten des Impulses: a) einen schnellen über Wickelköpfe elektromagnetisch überkoppelten Anteil, welcher jedoch für große Teile der Wicklung sehr stark gedämpft wird und b) einen relativ langsamen, leitungsgebundenen Anteil, welcher als Wanderwelle betrachtet werden kann.

Das Prinzip der TE-Messung an Hochspannungs-Komponenten ist in Detail in den internationalen Standards beschrieben (IEC 60270). Da bei komplexen Isolationssystemen wie die der Generatoren ein direktes Erfassen der TE-Impulse an der Fehlstelle nicht möglich ist, wird die an den Klemmen messbare scheinbare Ladung für eine Interpretation der Resultate der TE-Messungen herangezogen. Scheinbare Ladung ist nach der Definition in den Standards das Integral des Ausgleichstromes in einem TE-Messkreis der durch die parallele Schaltung von Test Objekt Kapazität (C_p) und einer externen Kopplungskapazität (C_k) gebildet wird (siehe Abbildung 2). Die Ausgleichströme werden über eine Messimpedanz (Ankoppelvierpol AKV) erfasst und mit einem Band Pass Filter quasi-integriert.

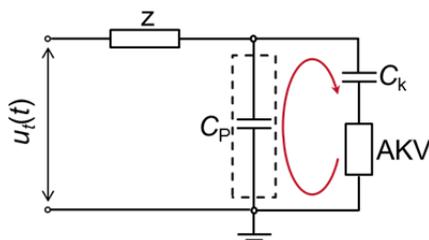


Abbildung 2: Teilentladungsmesskreis

Die langjährigen Erfahrungen mit der Analyse der TE-Resultate an Generatoren zeigen immer

wieder Fälle auf, bei denen die messbare scheinbare Ladung an den Klemmen nicht mit der bei der Reparatur gefundenen Schädigung korreliert. Die Hauptursache liegt in der Tatsache, dass nur die TE-Quellen mit ausreichender Genauigkeit gemessen werden können, die sich in der Nähe der Klemmen befinden.

Die im Folgenden behandelten Untersuchungen sollen zum Verständnis des Ausbreitungsverhaltens von TE-Impulsen in einer Stator Wicklung beitragen, um die in der Isolation „versteckten“ TE-Defekte zuverlässig identifizieren zu können.

Testobjekt:

Das Testobjekt ist ein ausrangierter Stator eines Wasserkraftgenerators mit einer Nennspannung von 12,5 kV und einer Nennleistung von 102 MVA. Die Wicklung ist in Form einer Wellenwicklung aufgebaut, mit 48 Stäben pro parallelem Zweig und zwei parallelen Zweigen pro Phase.

Ein paralleler Zweig der Phase W wird für die Untersuchung an den Abdeckkappen im Wickelkopfbereich angebohrt und somit für eine direkte Einspeisung eines definierten Impulses zugänglich gemacht. Der Abstand dieser Löcher wird im Bereich der Klemmen (Ausleitung und Sternpunkt) bewusst gering gehalten und anschließend – um den Aufwand der Messung zu optimieren – etwas vergrößert. So wird in den ersten 10 % der Wicklung an den Klemmen jeder Wickelkopf angebohrt. Im Inneren der Wicklung kann dies jeder zweite bzw., je nach Erreichbarkeit, der Schritt auch auf drei Stäbe erhöht werden.

Messaufbau:

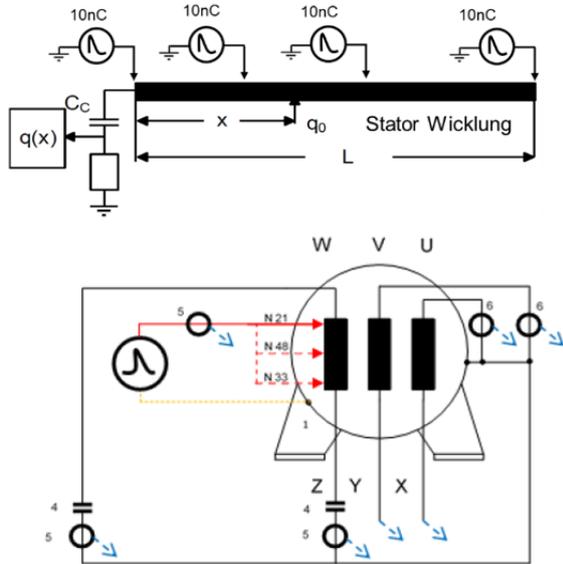
In die zugängliche Wicklung der Phase W wurde eine konstante Ladung q_0 (Kalibrator) an unterschiedlichen Stellen eingespeist. Mit Hilfe eines quasiintegrierenden Teilentladungsmesssystems wurde die dazugehörige scheinbare Ladung an der Ausleitung des Generators gemessen.

Der Impuls besitzt eine Anstiegszeit von <10 ns, eine Ladung q_0 von 10 nC und eine Amplitude von 15 V. Die an der Ausleitung angekoppelte scheinbare Ladung wurde bei unterschiedlichen Filterfrequenzen erfasst (frequenzselektiven Teilentladungsmessung). Die Einspeisung der Impulse für die Messung der scheinbaren Ladung ist schematisch in Abbildung 3a dargestellt.

Simultan wurden sowohl bei der Einspeisung als auch an den Klemmen des Generators Signale im Zeit- und Frequenz-Bereich gemessen.

In der Abbildung 3b sind die drei Einspeisestellen an der Wicklung der Phase W und die

Auskopplung an den Klemmen des Generators für die Messung der Signale in Zeit- und Frequenz-Bereich dargestellt.



- 1 3-Phasen Generator
- 4 Koppelkondensator, 1.1 nF
- 5,6 Hochfrequenz Stromwandler

Abbildung 3: Ersatzschaltbild der Einspeisung entlang der Wicklung

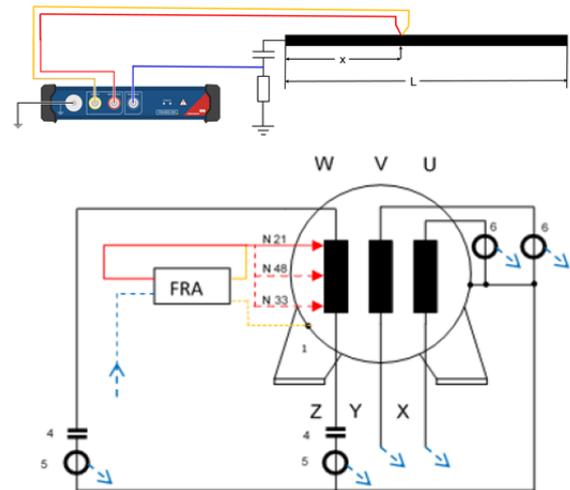
Neben umfangreichen Untersuchungen zur Impulsausbreitung wurden auch Transferfunktionen der Ausbreitungswege von drei Defektstellen in der Wicklung W zu den Klemmen des Generators gemessen. Als Messmethode wurde die variable Sinusspannung verwendet (swept frequency response analysis = SFRA). Die schematische Darstellung der SFRA-Messung ist in Abbildung 4a dargestellt. Dabei befinden sich jeweils die Einspeisung und die Messung des Referenzsignals an den drei Einspeiseorten entlang der Wicklung W und die Messung der Antwort an den Klemmen des Generators siehe Abbildung 4b).

Ergebnisse:

Messung der scheinbaren Ladung

Aus der Messung der scheinbaren Ladung mit einem TE-Mess-System (entsprechend der IEC 60270), bei dem verschiedene Band Pass Filter Frequenzen verwendet wurden, ergibt sich das in Abbildung 5 dargestellte Diagramm. Der Ort der Messung an der Ausleitung – wo die Kalibrierung des TE-Messsystems mit dem Ladungsimpuls von 10 nC stattfindet – wird in diesem Beispiel mit 0 % bezeichnet. Wird nun der Kalibrierimpuls z.B. bei 38 % der Wicklung direkt in die Wicklung eingespeist, so wird seine Ladung an der Klemme nach Quasiintegration

mit einem Filter von 30 kHz – 90 kHz noch mit 8,5 nC erfasst. Bei höherer Filter-Frequenz (100 kHz – 200 kHz) beträgt die Amplitude nur noch 5 nC und bei hochfrequenter Messung geht der Impuls beinahe im Rauschen



- 1 3-Phasen Generator
- 4 Koppelkondensator, 1.1 nF
- 5,6 Hochfrequenz Stromwandler

Abbildung 4: Ersatzschaltbild der Messung der Frequenzantwort mit Signal- (Gelb), Referenz- (Rot) und Messleitung (Blau)

unter. Das Resultat bestätigt die bekannte Tatsache, dass eine zuverlässige Messung der scheinbaren Ladung bei der TE-Messung an Generatoren nur bei sehr tiefen Mittenfrequenzen des Bandfilters möglich ist.

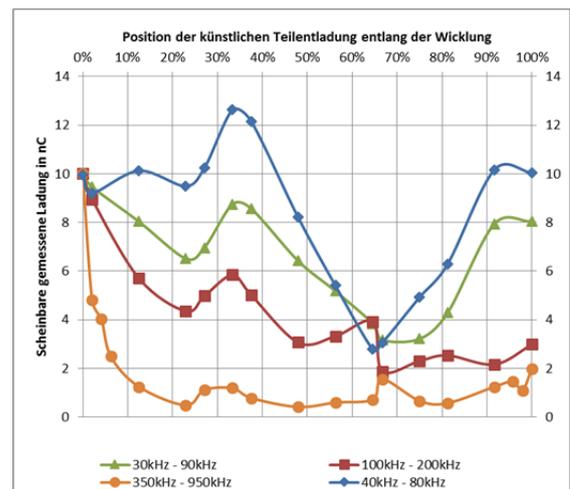


Abbildung 5: Dämpfungsmatrix; Messergebnis an der Ausleitung bei Einspeisung von 10 nC entlang der Wicklung

Diese Forderung ist speziell bei vor Ort Messungen oder für TE-Monitoring Systeme

nicht leicht zu erfüllen, da gerade bei sehr tiefen Frequenzen auch die größten externen Störsignale wirksam sind.

Bei der Messung mit einer sehr tiefen Mittenfrequenz des Filters kann es durch lokale Maxima sogar zu einer Überbewertung der Teilentladung kommen. Das lokale Maximum der blauen Kurve in Abbildung 5 wird vermutlich durch Überlagerung des vor- mit dem reflektierten rücklaufenden Impulssignals verursacht. Diese Resonanz gilt offensichtlich für den Ausbreitungsweg des TE-Impulses von der Fehlstelle bei ca. 38 % der Wicklung der Phase W zu der Klemme W, da bei allen vier Frequenzfiltern eine Amplitudenerhöhung auftritt. Dieses Verhalten ist Generator spezifisch.

Der Anstieg der Amplitude der scheinbaren Ladung für TE-Defekte die sich am Ende der Wicklung befinden, wurde bei vergleichbaren Messungen ebenfalls festgestellt [3]. Dieser Effekt kann durch die Überlagerung des vor- mit dem am Wicklungsende reflektierten und nur wenig zeitversetzten rücklaufenden Impulsanteils am Eingang des Bandfilters erklärt werden.

Deutlich erkennbar ist die Selektivität höherer Filter-Frequenzen, welche somit zu Ortungszwecken herangezogen werden können. Ist der Fehler bei diesen noch signifikant erkennbar, so befindet sich die Fehlstelle mit großer Wahrscheinlichkeit in den ersten 10 % der Wicklung.

Zudem kann die Bedeutung der beidseitigen Messung, sowohl vom Sternpunkt als auch von der Ausleitung erkannt werden. Das sternpunktseitige Bild der Dämpfung der TE-Impulse kann gespiegelt übernommen werden, wodurch das lokale Minimum, wie es bei diesem Stator zwischen 60 % und 70 % der Wicklung vorherrscht, von der Sternpunktmessung abgedeckt wird.

Messung der Signale im Zeit- und Frequenz-Bereich

Dämpfung entlang eines Stabes

Das entsprechende Wickelschema ist in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erklärt.

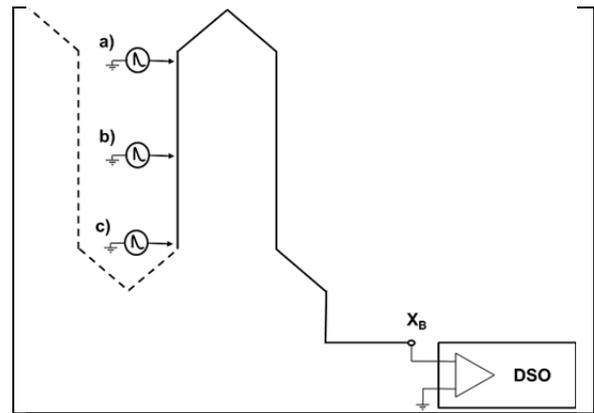
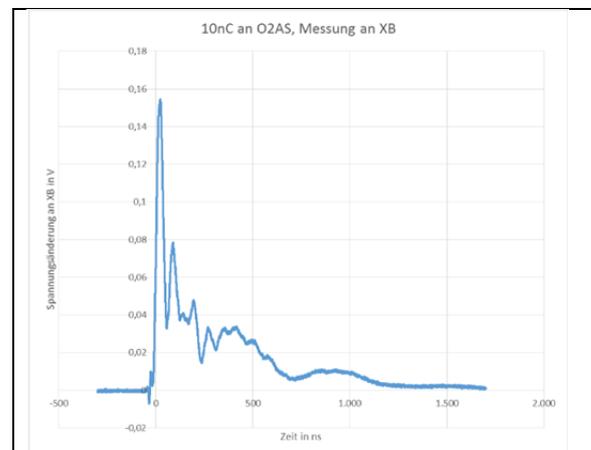


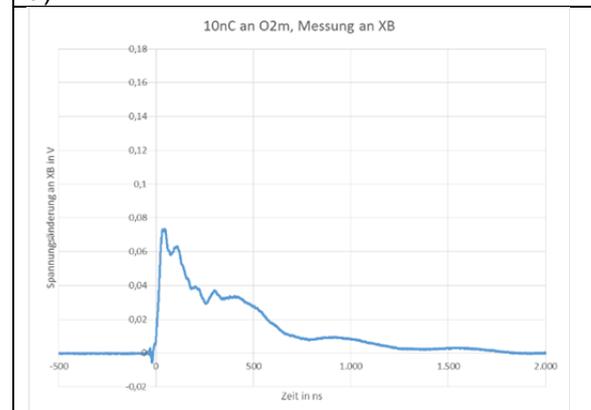
Abbildung 6: Wickelschema mit Einspeisepunkte und Digitaloszilloskop am Sternpunkt

Das breitbandige Oszilloskop war an der Klemme X_B des Sternpunktes angeschlossen. Die Einspeisung des Impulses erfolgte in jenen Oberstab der mit X_B über einen Unterstab verbundenen ist, nachdem dieser an Antrieb-(AS-a) und Schaltseite (SS-c) bzw. Stabmitte (m=b) angebohrt wird.

Wenig überraschend stellt sich die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellte Messung der Signale im Zeitbereich dar (Messung am Oberstab der Nut 2).



a)



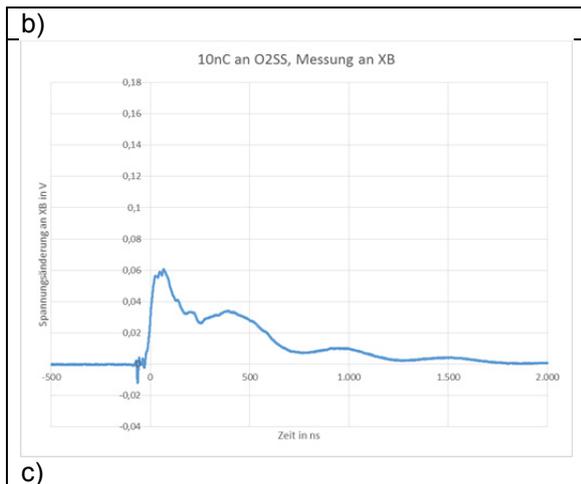


Abbildung 7: Einspeisung des Impulses an drei verschiedenen Stellen entlang des Oberstabs in Nut 2 (2. Stab nach dem Sternpunkt)

Aus dem Vergleich der Signale in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erkennt man ein zunehmendes „Zerfließen“ der Signale, die nach Durchlaufen eines einzigen Unterstabes und Teilen eines Oberstabes bereits viel länger dauern, als der kurze Kalibrierimpuls. Die Impulsverlängerung entspricht einer starken Dämpfung der hochfrequenten Anteile. Neben der Ausbreitungsdämpfung ist die Energie-Überkopplung in den Wickelköpfen und in der Nut verantwortlich für diesen Effekt [4]. Weitere Ursachen der Signaldämpfungen und Verformungen sind auch Wanderwellen-reflexionen an den Wicklungsübergängen von Nut- zum Wickelkopfbereich bzw. vice versa [2], sowie Dispersion.

Überkopplung im Wickelkopf

Die zuvor genannte Überkopplung im Wickelkopf kann sehr gut mit Hilfe eines „künstlichen“ Wickelkopfes nachgebildet werden. Auch in diesem Falle wird wiederum ein Impuls direkt in die Wicklung eingespeist und über eine Leiterschleife, welche in Form und Position mit dem Wickelkopf an der Einspeisung übereinstimmt, ausgekoppelt. Somit werden zwei durch die Luft induktiv gekoppelte Leiterschleifen gebildet. Der Versuchsaufbau ist in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.



Abbildung 8: Messanordnung Überkopplung im Wickelkopf

Die Messung mit dem Digitaloszilloskop erfolgt dabei hochfremig und breitbandig. Ähnliche Spannungen, wie die mit der Koppelschleife gemessene, werden auch in unmittelbar benachbarte Wickelköpfe eingekoppelt.

Die Spannung am Einspeisepunkt des Kalibrierimpulses sowie die in der Koppelschleife induzierte Spannung sind in Abbildung 9 dargestellt.

Die ca. 10 ns Differenz zwischen den beiden Signalen entspricht dabei der Zeit, welche der Impuls von Stabmitte bis zum Nutende benötigt. Bei einer Nutlänge von 2,2 m entspricht dies einer Geschwindigkeit von knapp 100 m/μs, was in etwa den Untersuchungen in [5] und [2] entspricht. Der in den Oberstab eingespeiste Impuls verursacht in seinem Wickelkopf eine Wanderwellenschwingung durch Reflexionen an den beiden Stoßstellen zwischen Wickelkopf und den Statornuten. Die Frequenz der Schwingung hängt von der Größe des Wickelkopfes ab und beträgt hier etwa 25 MHz.

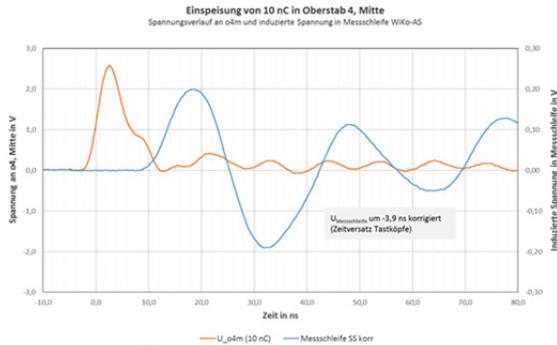


Abbildung 9: Überkopplung in der Wickelkopfschleife (Blau) und Einspeisesignal (Orange)

Analyse der Signale im Zeit- und Frequenz-Bereich

Für die Analyse der TE-Resultate können nur die an den Klemmen des Generators messbaren Signale herangezogen werden. Mit der Messung der scheinbaren Ladung (quasi Integration der TE-Impulse mit Band-Pass-Filtern) variiert die Amplitude der TE-Quellen abhängig von ihrem Entstehungsort. Dies wurde auch bei den Untersuchungen mit der Dämpfungsmatrix bestätigt (siehe Abbildung 5). Aus diesem Grund werden neue Auswertungs-Methoden gesucht um den Zustand der gesamten Isolation der Stator Wicklung mittels Analyse von TE-Messungen beurteilen zu können.

Die an den Klemmen des Generators messbaren schwingenden Signale, können als Antwort des Isolationssystems (RLC-Netzwerk) auf eine Anregung durch einen TE-Impuls an einer unbekannt Stelle in der Wicklung betrachtet werden. Somit beinhalten diese Signale zwei Informationen; 1) über den Ort der TE-Quelle im Isolationssystem des Stators, 2) über den Ausbreitungsweg (Dämpfung, Kopplung, Reflexionen) des TE-Impulses durch das Isolationssystem.

Periodische, transiente oder zufällige Signale können entweder im Zeitbereich als Funktion der Zeit oder im Frequenzbereich als Funktion der Frequenz dargestellt werden. Beide Darstellungen sind eindeutig über die Fourier-Transformation miteinander verknüpft d.h. jedes Signal im Zeitbereich besitzt ein charakteristisches Frequenzspektrum. Aus beiden Darstellungen eines Signals in Zeit- und Frequenzbereich können spezifische Parameter zur Analyse der TE-Signale herangezogen werden.

Um mehr Informationen aus den gemessenen TE-Signalen in Zeit- und Frequenz-Bereich erhalten zu können, ist es notwendig ein fundiertes Wissen über das Ausbreitungsverhalten von TE-Impulsen in der Stator Wicklung zu erarbeiten. Die in diesem

Report diskutierten Untersuchungen sollen einen Beitrag dazu liefern.

Analyse der Signale im Zeitbereich

In den folgenden Abbildungen ist eine Zusammenfassung von typischen Signalen im Zeitbereich, die an den Klemmen W1, V1 und U1 (Hochspannungsanschlüsse des Generators) und am offenen Sternpunkt (W2, V2, U2) gemessen wurden, dargestellt. Diese Signale repräsentieren die Antworten des Wicklungssystems auf die Einspeisung von Kalibrator Impulsen an den Positionen 21 (Nähe des Hochspannungsanschlusses), 48 (Mitte der Wicklung und 33 (Nähe zum Sternpunkt Anschluss) der Wicklung der Phase W. Wegen der externen Störsignale (Betrieb eines Generators) ist die Beurteilung der Resultate erschwert (siehe Abbildung 10).

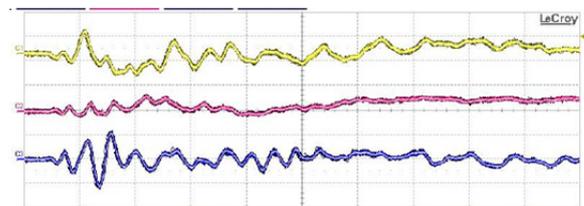


Abbildung 10: Externe Störsignale, C1 = W1 (20 mV/div), C2= V1 (10 mV/div), C3 = V1 (20 mV/div),

Aus den im Folgenden diskutierten Resultaten können trotzdem deutliche Unterschiede in der Kopplung von künstlichen TE-Quellen, die an verschiedenen Stellen in der Wicklung der Phase W eingespeist wurden, zu den Klemmen des Generators identifiziert werden.

Bei der Einspeisung des Kalibriersignals am Anfang der Wicklung (N 21, (Abbildung 11) ist trotz der Nähe der künstlichen TE-Quelle zu der Auskopplung an der Ausleitung W1 ein „Zerfließen“ des Original-Signals zu sehen (lila Kurve in der Abbildung 11).

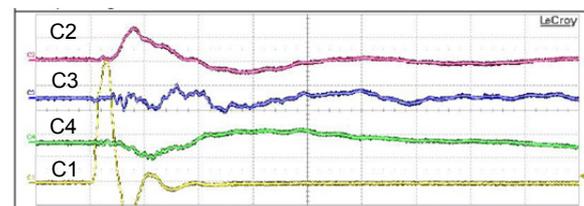


Abbildung 11: Analyse der Signale im Zeitbereich (N 21, Einspeisung am Anfang der Wicklung), C2 = W1 (200 mV/div), C3 = W2 (50 mV/div), C4 = V1 (50 mV/div), C1 = 10nC (1000 mV/div)

Die gleiche Polarität des durchgekoppelten Signals mit dem Kalibriersignal deutet auf eine kapazitive Kopplung zu der Klemme W1 hin. An der Klemme V1 (grüne Kurve in der Abbildung 11) wurde ein in der Form ähnliches Signal wie

an der Klemme W1 gemessen, allerdings mit umgekehrter Polarität und mit einer deutlich kleineren Amplitude. Die Umkehrung von Polarität ist ein Hinweis auf eine kapazitive Kopplung von einer TE-Quelle die sich zwischen den Messstellen W1 und V1 befindet. An der Klemme W2 (blaue Kurve in der Abbildung 11) sowie an den anderen Klemmen (U1, U2, V2) wurden nur schwingende Signale gemessen (Anregung vom RLC Netzwerk).

Bei der Einspeisung des Kalibriersignals in der Mitte der Wicklung (N 48) wurden an allen Klemmen des Generators nur schwingende Signale gemessen. Ein Beispiel von typischen Signalen an den Klemmen W1, V1, und U1 ist in der Abbildung 12 dargestellt.

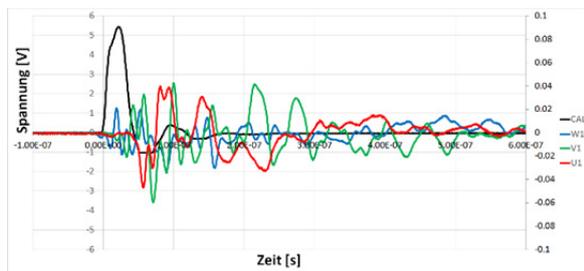


Abbildung 12: Analyse der Signale im Zeitbereich (N 48, Einspeisung in der Mitte der Wicklung), Vertikal-Achse links = Kalibrator Impuls, Vertikal-Achse rechts = Messung an W1, V1 und U1

Bei der Einspeisung des Kalibriersignals am Ende der Wicklung (N 33, Abbildung 13) wurde diesmal an der Klemme W2 (blaue Kurve in der Abbildung 13) ein gleiches Signal gemessen wie bei der Einspeisung am Anfang der Wicklung an der Klemme W1 (lila Kurve in der Abbildung 11).

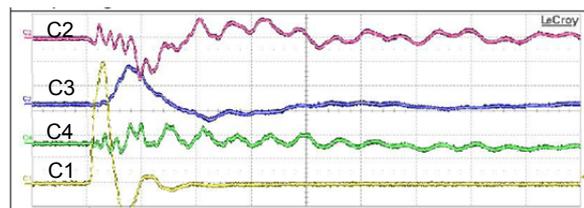


Abbildung 13: Analyse der Signale im Zeitbereich (N 33, Einspeisung am Ende der Wicklung), C2 = W1 (50 mV/div), C3 = W2 (200 mV/div), C4 = V1 (20 mV/div), C1 = 10 nC (1000 mV/div)

Erwartungsgemäß ist die Durchkopplung des Signals vom Ende der Wicklung (N 33) an die Klemme V2 ähnlich (lila Kurve in der Abbildung 14) wie die Durchkopplung des Signals vom Anfang der Wicklung (N 21) zu der Klemme V1 (grüne Kurve in der Abbildung 11).

Der Vergleich der Signale, die an den Klemmen W1, V1 und W2, V2, bei der Einspeisung am Anfang (N 21) und am Ende (N 33) der Wicklung

gemessen wurden, bestätigt das schon bei der Messung der scheinbaren Ladung (siehe Abbildung 5), festgestellte „gespiegelte“ Verhalten der Signale. Der Grund liegt sicherlich in dem symmetrischen Aufbau der Stator Wicklung bezüglich den Hochspannungs- und Sternpunkt- Ausleitungen.

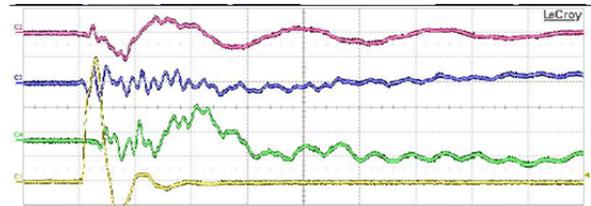


Abbildung 14: Analyse der Signale im Zeitbereich (N 33, Einspeisung am Ende der Wicklung), C2 = V2 (100 mV/div), C3 = U1 (50 mV/div), C4 = U2 (50 mV/div), C1 = 10nC (1000 mV/div)

Die Analyse dieses Resultats offenbart die Möglichkeit aus der Form und der Polarität, der an den Klemmen des Generators messbaren TE-Signale im Zeitbereich, eine grobe Ortung der TE-Quelle durchzuführen zu können.

Analyse der Signale im Frequenzbereich

Die Frequenz Spektren wurden mit einem Spektrum Analysator aufgenommen (Prinzip der Filterbank). Theoretisch würde ein Oszilloskop mit der mathematischen Funktion „Fast Fourier Transformation“ = FFT) genügen um die TE-Signale sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich darzustellen. Der Vorteil des Spektrum Analysators ist die Unabhängigkeit des gemessenen Frequenzspektrums von dem Trigger-Level das bei der Messung mit einem Oszilloskop zu einem falschen Spektrum führen kann (speziell bei überlagerten Signalen).

In der Abbildung 15 ist der Vergleich der Frequenz Spektren, welche an der Klemme W1 (Hochspannungsanschluss) beim Einspeisen von Kalibrator Impulsen (10 nC) an den drei Positionen in der Wicklung der Phase W (N 21, N 48, N 33, siehe Abbildung 3) gemessen wurden, dargestellt. Die Frequenz Spektren der Einspeiseimpulse sind ebenfalls ersichtlich. Wie schon erwähnt, wurde die Messung durch die externen Störsignale ab ca. 6 MHz beeinflusst. Zum Vergleich ist das gemessene Spektrum des Störsignals an der Klemme W1 in der Abbildung 15 eingefügt.

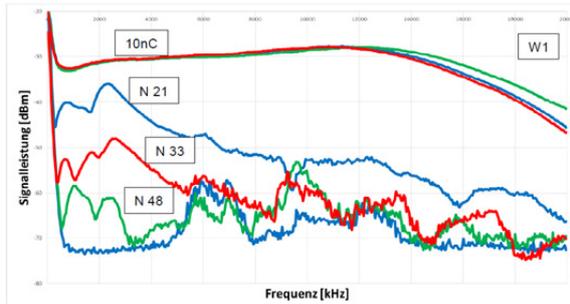


Abbildung 15: Analyse der Signale im Frequenzbereich, Messung an W1, Einspeisung 10nC an den drei Positionen der Wicklung der Phase W

In der Abbildung 16 ist der Vergleich der Frequenz Spektren, die an der der Klemme W2 (Sternpunktanschluss) beim Einspeisen von Kalibrator Impulsen (10 nC) an den drei Positionen in der Wicklung der Phase W (N 21, N 48 und N33), dargestellt.

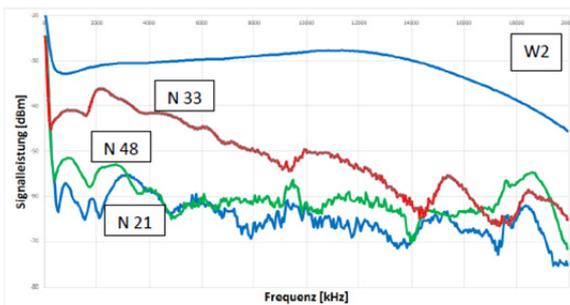


Abbildung 16: Analyse der Signale im Frequenzbereich, Messung an W2, Einspeisung 10nC an den drei Positionen der Wicklung der Phase W

Wegen dem symmetrischen Aufbau der Stator Wicklung sind die Frequenzspektren an den Klemmen W1 (N 21 in der Abbildung 15) und W2 (N 33 in der Abbildung 16), jeweils für die Position der Einspeisung von Kalibrator Impulsen sehr nahe zu der Klemme, fast identisch.

Bei der Durchkopplung der Kalibrator Impulse von den Positionen N 48 Mitte der Wicklung und jeweils vom Ende der Wicklung (N 33 für Kopplung zur W1 und N 21 für Kopplung zur W2) wurde unterschiedliches Verhalten festgestellt (siehe Abbildung 15 und Abbildung 16).

Bei der Einspeisung des Kalibriersignals am Anfang der Wicklung (N 21 in der Abbildung 15) beinhaltet das Spektrum, das an der Klemme W1 gemessen wurde, Frequenz-Anteile bis mehr als 10 MHz. Ein bezüglich der Kurvenform ähnliches Spektrum wurde an der Klemme W1 bei der Einspeisung des Kalibriersignals am Ende der Wicklung (N 33) festgestellt, allerdings mit mehr als 10 dB kleinerer Amplitude. Ein vergleichbarer Verlauf von Frequenzspektren

bedeutet einen ähnlichen Ausbreitungsweg der beiden Impulse. In diesem Fall würde ein Impuls vom Anfang (N 21) und vom Ende (N 33) der Wicklung ein ähnliches RLC Netzwerk zu der Klemme W1 durchlaufen (gilt natürlich nur für den untersuchten Generator).

Bei der Einspeisung des Kalibriersignals in der Mitte der Wicklung repräsentiert das Frequenzspektrum das schwingende Signal mit deutlich kleinerer Amplitude und niedrigerem Frequenz Anteil bis ca. 2.5 MHz.

Aus den an den Ausleitungen des Generators gemessenen Frequenz Spektren von künstlichen TE-Quellen, die in der Wicklung der Phase W generiert wurden, kann folgendes geschlossen werden (gilt streng genommen nur für den untersuchten Generator):

- für eine frequenzselektive Messung der scheinbaren Ladung und TE-Mustern (quasi Integration mit einem Band Pass Filter) stehen für alle drei Positionen der TE-Quellen Mittenfrequenzen bis ca. 2.5 MHz zur Verfügung
- für die TE-Quellen am Anfang und am Ende der Wicklung würde eine Messung der scheinbaren Ladung auch bei 6 MHz möglich sein, allerdings mit kleineren Amplituden
- die größte Empfindlichkeit für die Messung der scheinbaren Ladung würde bei den Resonanzfrequenzen erreicht (2.5 MHz für N 21 und N 33, 1.5 MHz für N 48)

Diese Erkenntnisse bestätigen die Tatsache, dass in einer stark gestörten Umgebung (vor Ort oder bei TE-Monitoring Systemen) eine zuverlässige Messung von TE-Mustern (PRPDA-Pattern) bei höheren Mitten-Frequenzen durchgeführt werden kann [6]. Allerdings ist es notwendig mindestens die Frequenzspektren der Durchkopplung von Kalibration-Impulsen zu den benachbarten Phasen und zum Sternpunkt zu kennen. Außerdem müssen vor jeder Messung die Frequenzspektren der an den Klemmen des Generators eingekoppelten Störsignale bekannt sein um eine optimale Mittenfrequenz des TE-Mess-Systems (Band Pass Filters) wählen zu können.

Ergebnisse der Frequenzanalyse (SFRA)

Abschließend wurden die Transferfunktionen der Ausbreitungswege der zugänglichen Punkte in der Wicklung der Phase W zu den Klemmen des Generators mit den zugehörigen Frequenzspektren der TE-Impulse verglichen. In der Abbildung 17 sind die Resultate an den Ausleitungen W1 (rote Kurven) und U1 (grüne Kurven) dargestellt. Der Kalibration-Impuls und das Referenzsignal der Frequenzanalyse

wurden an der Position N 21 (Anfang der Wicklung der Phase W) eingespeist. Im Frequenzbereich zwischen einigen kHz bis ca. 2.5 MHz konnte eine Korrelation der lokalen Maxima und Minima der Transferfunktionen mit den zugehörigen Frequenzspektren, beobachtet werden.

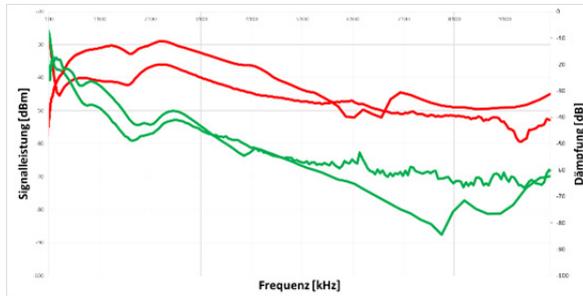


Abbildung 17: Vergleich Transferfunktionen mit Frequenzspektren, Einspeisung in Nut 21, Ausleitung W1 = rot, Ausleitung U1 = grün

Zusammenfassung

Aus den oben beschriebenen Untersuchungen kann eine starke Veränderung der Teilentladungsimpulse von der Quelle bis hin zum Messpunkt abgeleitet werden. Die Gründe dieser sind vielfältig und führen zu einer – abhängig vom Ort der Quelle – teilweise starken Dämpfung. Im Zeitbereich kann dadurch ein „Zerfließen“ der Impulse und somit ein Dämpfen der höherfrequenten Impulsanteile beobachtet werden. Trotzdem konnte gezeigt werden, dass mit der Analyse der messbaren schwingenden Signale im Zeitbereich eine grobe Ortung möglich ist. Die Analyse der Frequenzspektren, die an den Klemmen des Generators als Antwort auf die Anregung durch künstliche interne TE-Quellen aufgenommen wurden, hatte bestätigt, dass eine Messung von TE-Mustern (PRPDA-Pattern) auch im höheren Frequenzbereich möglich ist. Allerdings muss das Frequenzverhalten des Generators bekannt sein.

Für die Praxis wertvoll sind die Vorteile, welche die unterschiedlichen Filterfrequenzen bieten. Ist eine niederfrequente Messung sehr gut dazu geeignet, um einen weiten Bereich der Wicklung abzudecken, so ist die Messung mit höheren Filterfrequenzen äußerst selektiv und kann für das Identifizieren von Singularitäten im Bereich der Ausleitungen herangezogen werden.

Literatur

[1] D. W. Gross, „Partial Discharge Measurement and Monitoring on Rotating Machines,“ in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Boston, 2002.

- [2] A. Pemen, P. v. d. Laan und W. d. Leeuw, „Propagation of Partial Discharge Signals in Stator Windings of Turbine Generators,“ *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2006.
- [3] e. a. Binder, "EXPERIENCE WITH ON-LINE AND OFF-LINE PD MEASUREMENTS OF GENERATORS," in *Cigre Session 1998*, 1998.
- [4] P. Tavner und R. Jackson, „Coupling of discharge currents between conductors of electrical machines owing to laminated steel core,“ in *IEEE Proceedings*, Vol. 135, 1988.
- [5] Q. Su, C. Chang und R. Tychsen, „Travelling Wave Propagation of Partial Discharges Along Generator Stator Windings,“ in *5th W2 International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, Seoul, 1997.
- [6] J. Fuhr, M. Westrick, M. Schulz, F. Jolliet, "Experience with Partial Discharge (PD) Monitoring System for Hydro Generators", *Cigre Session 2010*, Paper A1-212-2010

Kalibrierung von UHF TE-Messsystemen an Leistungstransformatoren

Martin Siegel
Universität Stuttgart
martin.siegel@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Sebastian Coenen
GE Grid Solutions
sebastian.coenen@ge.com
Germany

Stefan Tenbohlen
Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

KURZFASSUNG

Durch die mit der Kalibrierung nach IEC60270 einhergehende Vergleichbarkeit von Messergebnissen hat sich die scheinbare Ladung der elektrischen TE-Messung als eine anerkannte Größe etabliert, die als Abnahmepegel in Werksabnahmeprüfungen verwendet wird. Um auch für die UHF Methode eine solche Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen UHF Messsystemen herzustellen, wird in diesem Beitrag eine Kalibriermethode vorgeschlagen, die durch die Berücksichtigung des Antennenfaktors die Charakteristik von UHF Sensoren miteinbezieht. Durch diese Vergleichbarkeit bestehen für die UHF Methode die gleichen Voraussetzungen um zu einem anerkannten Prüfkriterium zu werden und die elektrische TE-Messung zu unterstützen. Da sie weniger empfindlich gegen externe Störer und TE benachbarter Betriebsmittel (bspw. Korona) ist, eignet sich die UHF Methode auch für Monitoring und Diagnosemessungen vor-Ort. Aus diesem Grund bietet sich die UHF Methode auch für vergleichende TE-Messungen vor und nach dem Transport vom Werk zum Kunden an.

Das vorgeschlagene UHF Kalibrierverfahren wird mit der Kalibrierung der elektrischen TE-Messung verglichen und es zeigt sich, dass in beiden Fällen ein unbekannter Signalpfad im Transformator unvermeidlich bleibt. Hier ist weder die UHF Methode, noch die elektrische TE-Messung im Vorteil.

Als Vorbedingung für eine UHF Kalibrierung muss die Empfindlichkeit von UHF Sensoren bekannt sein. Hierfür wird eine ölgefüllte GTEM Zelle vorgestellt, die es erlaubt den Antennenfaktor von UHF Sensoren direkt in Transformatoröl im vollen UHF Frequenzbereich zu bestimmen.

Da die Kalibrierung der UHF nicht ausschließen kann, dass der UHF Sensor zum Transformatorinneren beispielweise durch ein Steigrohr abgeschirmt ist, empfiehlt sich zusätzlich zur Kalibrierung die Durchführung eines Performance Checks mit einer zweiten sendenden UHF Antenne.

1 EINLEITUNG

Der zuverlässige Betrieb von Leistungstransformatoren ist für die Versorgungssicherheit des Stromnetzes wichtig, da Ausfälle zu Folgeschäden und entsprechend hohen Kosten führen können. Schäden an der Isolation eines Transformators müssen deshalb frühzeitig erkannt werden, wofür sich unter anderem die TE-Messung eignet [1]. Verschiedene diagnostische Methoden haben sich entsprechend der Anforderungen bei Vor-Ort- und Prüffeldmessungen bereits etabliert. Im Wesentlichen gibt es die folgenden drei verschiedene Arten des TE-Monitorings: indirekt durch die Messung von gelösten Fehlgasen (DGA), direkt mit der elektrischen TE-Messung gemäß IEC60270 [2] und direkt durch die elektromagnetische Messung im Ultrahochfrequenzbereich (UHF: 300 MHz - 3 GHz) [12]. Die Messung von akustischen TE-Emissionen wird hauptsächlich zur Ergänzung bei Diagnosemessungen für die Lokalisierung von TE verwendet [7] und in diesem Beitrag nicht betrachtet. Da die DGA nur einen Indikator für das Vorhandensein von TE liefert, gibt es eine wachsende Zahl von Transformatoren, die direkt auf TE überwacht werden. Welche Bedeutung die TE-Messung hat, wird durch die standardisierte elektrische Messmethode gemäß IEC60270 gezeigt, die für Abnahmeprüfungen von Transformatoren im Werk (FAT: factory acceptance tests) erforderlich ist. Hier hat sich die scheinbare Ladung Q_{IEC} als Prüfpegel und somit als Faktor für die Qualität des Transformators durchgesetzt.

Die UHF TE-Messung wurde anfangs für gasisolierte Schaltanlagen (GIS) [3] verwendet und wird mittlerweile vermehrt bei Leistungstransformatoren angewandt. Am Transformator erfordert das Verfahren UHF-Antennen im Inneren des Tanks, weshalb die Cigré Arbeitsgruppe WG A2-27 in Broschüre 343 DN50 Schieber oder dielektrische Fenster für den Einbau von UHF-Sensoren empfiehlt [4]. Die UHF Methode hat sich bereits als Trigger für die akustische Lokalisierung von TE [7] und für vor-Ort/online Diagnosen [8] etabliert und ist auch für dauerhaftes TE-Monitoring an Transformatoren geeignet [9]. Die UHF Methode ist gewöhnlich vorteilhaft bei vor-Ort TE-Messungen, da sie elektromagnetisch gegen externe Störungen durch den geerdeten Transformator-Kessel abgeschirmt ist [5]. Diese Eigenschaft könnte der UHF Methode zu verschiedenen Anwendungen verhelfen, wie z.B. der Vergleich von relativ ungestörten TE-Messungen im Prüffeld (FAT) mit TE-Messungen vor-Ort in gestörter Umgebung nach Transport und Installation, etwa als vor-Ort Abnahmetest (SAT: site acceptance test) [6]. Um die elektrische TE-Messungen zu ergänzen und auch selbst ein anerkannter Qualitätsprüfungsfaktor zu werden, muss die UHF-Methode zunächst ihre Zuverlässigkeit nachweisen. Es fehlt bisher ein Kalibrierungsverfahren, das UHF-Sensoren und Messsysteme zueinander vergleichbar macht, weshalb die UHF-Methode nicht als Kriterium für Abnahmetests angewandt wird. Im Gegensatz dazu gibt es für die elektrische TE-Messung eine Kalibrierungsprozedur, die den Einfluss des Verhältnisses zwischen der Kapazität des Prüflings und des Koppelkondensators ausgleicht. Die damit verbundene Vergleichbarkeit von elektrischen TE-Messsystemen hat zu einem Abnahmepegel bei Transformator Abnahmeprüfungen geführt, obwohl die tatsächliche TE-Ladung trotz Kalibrierung unbekannt bleibt [11].

2 VORSCHLAG ZUR KALIBRIERUNG DER UHF METHODE

Um UHF Messungen vergleichbar zu machen, fehlt eine Kalibrierung die Unterschiede in der verwendeten Messtechnik (Sensoren, Verstärker, Kabel, Messsystemen) ausgleichen kann. Dieser Beitrag zeigt einen Vorschlag zur Kalibrierung der gesamten UHF Messkette inklusive der Sensitivität, vergleichbar zur Kalibrierung der elektrischen TE-Messung. Für diese zweistufige Kalibrierung wird der Antennenfaktor (AF) des UHF Sensors verwendet, der damit als Vorbedingung für eine Kalibrierung der UHF-Messtechnik bekannt sein muss. Zusätzlich wird ein Performance Check mit einem zweiten UHF Sensor im Transformator empfohlen, da die Kalibrierung den Signalausbreitungsweg im Transformator nicht mit einbeziehen kann.

2.1 Kalibrierung des UHF Messgerätes und der Messkabel

Ein bekannter Kalibrierimpuls wird am Messkabel ohne angeschlossenen UHF Sensor eingespeist um das verwendete Messsystem samt Kabeldämpfung zu kalibrieren, wie es Abbildung 1 zeigt.

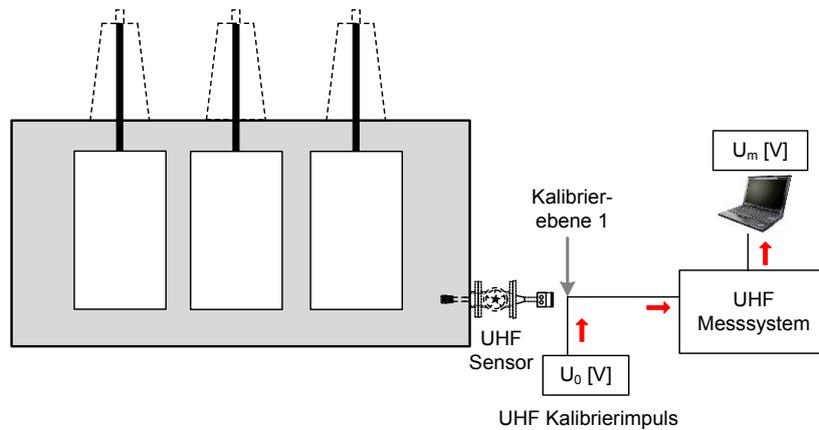


Abbildung 1 Kalibrierung des UHF Messgerätes und der Messkabel

Aus dieser Messung kann der Kalibrierfaktor K_1 berechnet werden:

$$K_1 = \frac{U_0}{U_m} \quad (1)$$

2.2 Kalibrierung des UHF Sensors

Um die Charakteristik des verwendeten UHF Sensors in die Kalibrierung zu integrieren, muss der AF(f) des verwendeten UHF Sensors bekannt sein. Er kann beispielsweise in einer Messzelle, wie sie in Kapitel 3 beschrieben ist, bestimmt werden. Der AF erlaubt es die Kalibrierenebene vom Einspeisepunkt des UHF Kalibrierimpulses (siehe Abbildung 1) an die UHF Antenne in den Transformator hinein zu verschieben (siehe Abbildung 2). Um einen korrekten Kalibrierfaktor zu erreichen, muss der AF des Sensors bei der gleichen Einschubtiefe gemessen werden, bei der er auch im Transformator installiert wird.

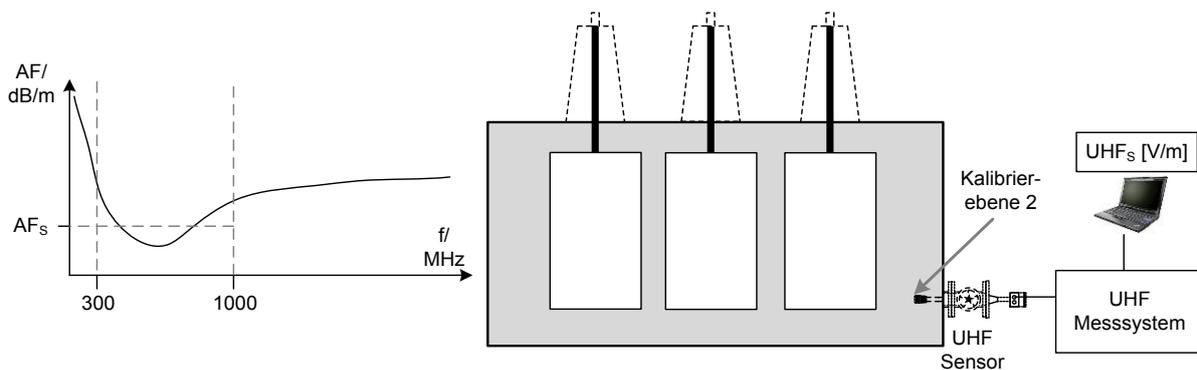


Abbildung 2 Miteinbeziehen des UHF Sensors in Kalibrierung bei breitbandiger Messung durch einen vereinfachten Antennenfaktor

2.2.1 Breitbandige UHF Messung

Für eine breitbandige Messung von UHF Impulsen müsste der Impuls im Frequenzbereich mit dem frequenzabhängigen $AF(f)$ bewertet werden. Dies ist jedoch bei den meisten TE Messsystemen nicht vorgesehen und wird deshalb hier durch eine vereinfachte Version des Antennenfaktors AF_S ersetzt. Um den Kalibrierprozess einfach zu gestalten, kann der $AF(f)$ auf einen frequenzunabhängigen Faktor K_2 reduziert werden, welcher die am meisten auftretenden UHF Frequenzen mit ausreichender Genauigkeit berücksichtigt. Hierfür wird vorgeschlagen den mittleren Antennenfaktor (mean $AF(f)$) im Frequenzbereich von 300 MHz bis 1 GHz zu verwenden.

$$AF_S = \text{mean}_{300MHz \leq f \leq 1GHz} AF(f) \quad (2)$$

Der daraus resultierende vereinfachte AF_S kann in seiner delogarithmierten Form K_2 dazu benutzt werden, breitbandige UHF Signale im Zeitbereich zu korrigieren.

$$K_2 = 10^{\frac{AF_S}{20}} \quad (3)$$

In Abbildung 2 ist ein Beispiel zu sehen, wie ein $AF(f)$ in den daraus resultierenden AF_S überführt werden kann. Außerdem ist die neue Kalibrierebene nach diesem Schritt eingezeichnet.

2.2.2 Schmalbandige UHF Messung

Der Schritt der Vereinfachung des $AF(f)$ entfällt bei einem schmalbandigen UHF Messsystem. Hier kann stattdessen aus der $AF(f)$ Kurve der entsprechenden $AF(f_{center})$ an der Mittenfrequenz der Messung herangezogen werden.

2.3 Kalibrierung des Gesamtsystems

Um die Kalibrierung des kompletten Messsystems abzuschließen wird der gesamte Kalibrierfaktor K_{UHF} berechnet:

$$K_{UHF} = K_1 \cdot K_2 \quad (4)$$

Ein Impuls U_m der durch ein Messsystem gemessen wird, kann nun durch den Kalibrierfaktor K_{UHF} korrigiert werden. Dadurch wird ein zur von der TE emittierten elektrischen Feldstärke proportionaler Wert UHF_S [V/m] im Messsystem angezeigt.

$$UHF_S = K_{UHF} \cdot U_m \quad (5)$$

Dieser Wert kann als „scheinbares UHF Signal“ (UHF_S) entsprechend der Namensgebung aus der elektrischen TE-Messung „scheinbare Ladung“ bezeichnet werden. Er wird scheinbar genannt, da sich zwar aus diesem Wert kein direkter Rückschluss auf das tatsächlich abgestrahlte UHF Signal erlaubt, jedoch die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen UHF Messsystemen (inkl. Sensor und Kabel) durch ihre Kalibrierung erreicht ist.

Aus Gründen der Vereinfachung wird hier ein Verstärker im Messsystem nicht mit betrachtet. Sollte ein Verstärker am Sensor verwendet werden, kann dieser direkt mit in Kalibrierschritt 1 durch den eingespeisten Impuls miteinbezogen werden (oder der frequenzabhängige Verstärkungsfaktor $G(f)$ wird behandelt wie der $AF(f)$).

2.4 Vergleich zwischen elektrischer Kalibrierung und UHF Kalibrierung

Oft wird Kalibrierung der UHF Methode als Synonym für die Relation der gemessenen UHF Antennenspannung [mV] zu der scheinbaren Ladung [pC] der elektrischen TE-Messung verwendet. Da auch die scheinbare Ladung keinen Rückschluss auf die tatsächlich an der Fehlstelle umgesetzte Ladung oder Energie erlaubt, ist es nicht zielführend diesen Zusammenhang zu suchen. Außerdem zeigen verschiedene Untersuchungen, dass diese Relation zwar im einfachen Laboraufbau nachgewiesen werden kann, es diese jedoch bei komplexeren elektrischen Betriebsmitteln nicht gibt, wie beispielsweise dem Transformator, wo der Ort der TE unbekannt ist.

Wie bereits im vorherigen Kapitel erwähnt, bleibt der Signalpfad innerhalb des Transformators trotz Kalibrierung unbekannt. Sowohl die elektrische TE-Messung, als auch die UHF Methode können nur bis zum Anschlusspunkt an den Transformator kalibriert werden. Die folgende Abbildung 3 zeigt beide Kalibrierverfahren im direkten Vergleich. Dargestellt ist, welche Transferfunktionen (TF) bei der Kalibrierung berücksichtigt werden können und welche unbekannt bleiben.

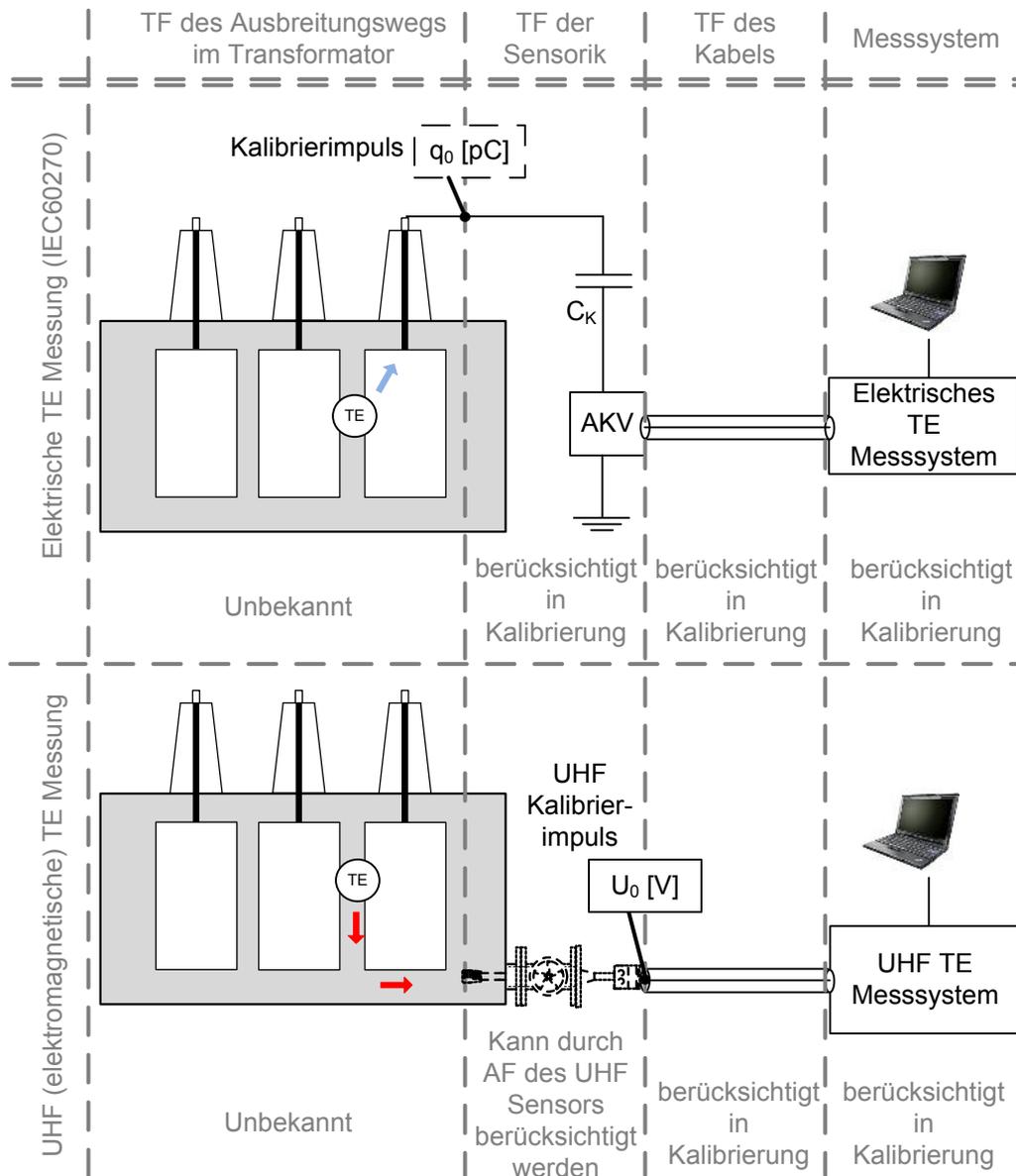


Abbildung 3 Vergleich der Kalibrierung von elektrischer TE Messung nach IEC60270 und der UHF Kalibrierung, wie sie in diesem Beitrag vorgeschlagen wird

Da die Ausbreitungsmechanismen der elektrischen TE-Messung und der UHF Methode grundlegend verschieden sind, sind es auch die Dämpfungen der Signale. Bei der elektrischen Messung handelt es sich um eine leitungsgebundene Ausbreitung im Wicklungsleiter und kapazitivem Übersprechen zwischen den Windungen. Im Gegensatz dazu findet die Ausbreitung der UHF Signale gestrahlt im gesamten Transformator statt, wo sie gedämpft werden und auch an metallischen Teilen reflektiert werden können. In beiden Fällen bleibt die TF im Transformator unbekannt und kann daher nicht im Kalibrierprozess integriert werden. Bei der elektrischen TE-Messung wird die TF des „Sensors“ bestehend aus Koppelkondensator C_K und Ankoppelvierpol AKV durch die Kalibrierung mit einem bekannten Ladungsimpuls q_0 miteinbezogen. Bei der UHF Kalibrierung ist dies nicht möglich. Aus diesem Grund muss die TF des Sensors (der AF) zusätzlich berücksichtigt werden um den Einfluss unterschiedlicher Antennen in die Kalibrierung mit einschließen zu können.

2.5 Kalibrierung für UHF Messsysteme im Frequenzbereich

Die vorangegangenen Abschnitte zeigen eine Kalibrierung von UHF Messsystemen im Zeitbereich. Wird eine Frequenzbereichsmessung mit einem Spektrumanalysator oder ähnlichem Gerät durchgeführt können alle frequenzabhängigen TF(f) berücksichtigt werden: AF(f) des UHF Sensors, Gain(f) eines Verstärkers, Dämpfung(f) des Kabels und ein kalibriertes Messgerät selbst. Vereinfachungen und ein Kalibrierimpuls sind nicht nötig. Da die meisten Messgeräte bzw. UHF Monitoringsysteme allerdings nicht im Frequenzbereich arbeiten und oft TF wie die Kabeldämpfungen(f) unbekannt sind, ist eine Kalibrierung auf diese Weise selten möglich.

2.6 Performance Check zur Überprüfung der Empfangsantenne

Die Kalibrierung trifft keine Aussage darüber, ob die UHF Antenne Signale aus dem Inneren des Transformators empfangen kann. Daher sollte zusätzlich zum beschriebenen Kalibrierprozess bei jeder Installation eines UHF Messsystems auch ein Performance Check (Kapitel 4) mit einer zweiten, sendenden UHF Antenne im Transformator erfolgen. Als Negativbeispiele können dann ein Steigrohr am Ölschieber oder Prallbleche vor dem Sensor durch die elektromagnetischer Abschirmung des Sensors erkannt werden. Im Vergleich zur elektrischen TE-Messung wäre es der höchst unwahrscheinliche Fall, dass die Durchführung intern nicht angeschlossen wäre und so keine Ausbreitung der TE-Impulse bis zum Koppelkondensator zustande kommt, obwohl die Kalibrierung erfolgreich war.

3 CHARAKTERISIERUNG VON UHF SENSOREN

Wie in den vorherigen Kapiteln erwähnt, muss als Vorbedingung für die UHF Kalibrierung eine Charakterisierung des UHF Sensors erfolgen. Hierfür wird der AF des Sensors in einem speziellen Testsetup bestimmt.

3.1 Antennenfaktor

UHF Sensoren sind passive Antennen, die durch ihre spezielle Bauform in Leistungstransformatoren eingebracht werden können, siehe Abbildung 4.



Abbildung 4 UHF Sensor für DN 80 Standard Ölschieber

Die Empfindlichkeit einer Antenne hängt von ihrem Design ab. Antennen sind durch verschiedene Antennenparameter wie zum Beispiel den Antennengewinn oder die Antennenwirkfläche charakterisiert. Bei Antennen wie Monopolen oder Dipolen wird die effektive Antennenhöhe bzw. der Antennenfaktor (AF) zur Charakterisierung verwendet. Dieser ist definiert als:

$$AF(f) = \frac{E(f)}{U(f)} \quad (6)$$

wobei U(f) der Ausgangsspannung der Antenne und E(f) der elektrischen Feldstärke der einfallenden elektromagnetischen Welle entspricht. Die effektive Antennenhöhe ist als inverser AF definiert. In früheren Untersuchungen wurden luftgefüllte TEM-Zellen verwendet, mit denen der AF bis etwa 950 MHz bestimmt werden kann [12]. Aufgrund des unterschiedlichen ϵ_r , gilt der in Luft ($\epsilon_{r, \text{Luft}} = 1$) vermessene AF nicht für Sensoren in Transformatoröl ($\epsilon_{r, \text{Öl}} = 2,2$) oder muss zumindest umgerechnet werden [12].

3.2 Ölgefüllte GTEM-Zelle

Für die Bestimmung des AF von UHF Sensoren für Leistungstransformatoren ist ein spezieller Aufbau ohne externe Störeinkopplungen und ohne interne Reflexionen von elektromagnetischen Wellen nötig, der mit Transformatoröl gefüllt ist [6]. Hierfür wurde eine Transversal-Elektro-Magnetische-Zelle (GTEM-Zelle) aufgebaut, deren Geometrie sich aufgrund des unterschiedlichen ϵ_r von typischen mit Luft gefüllten Zellen unterscheidet [13]. Eine GTEM-Zelle (Abbildung 5) ist ein pyramidenähnlicher Aufbau, der einen koaxialen Leiter bis zum rückseitigen Abschluss weiter aufspannt. In einer solchen Zelle wird mit einem definierten elektromagnetischen Feld auf einen Prüfling (UHF Sensor) eingestrahlt, ohne von der Umgebung beeinflusst zu werden. Innerhalb der Zelle wird ein Testvolumen mit quasi-homogenem elektrischem Feld definiert, in dem die Messungen stattfinden.

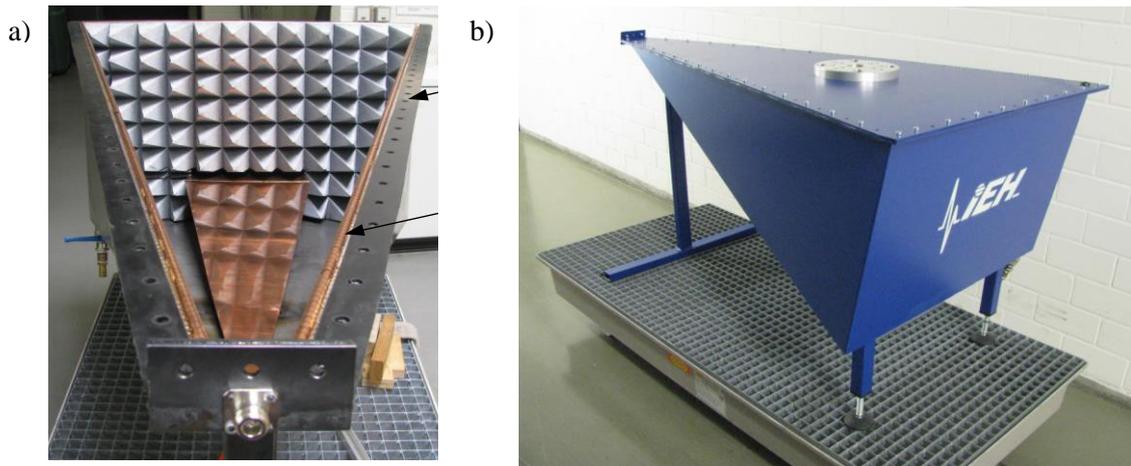


Abbildung 5 a) GTEM-Zelle Innenansicht mit Septum und Absorbieren an der Rückwand
b) GTEM-Zelle Außenansicht

3.3 Antennenfaktorbestimmung mit GTEM-Zelle

Der AF eines UHF Sensors kann direkt durch die Messung des Transmissionsfaktors S_{21} mit einem Netzwerkanalysator (VNA: Vector Network Analyzer) an der GTEM-Zelle bestimmt werden. Die Abbildung 6 zeigt den kompletten Messaufbau. Der UHF Sensor wird an der dafür vorgesehenen Öffnung in das Prüfvolumen eingeführt. Der VNA regt mit seinem Port 1 die Zelle selbst an und misst mit Port 2 die von der UHF Antenne gemessene Antennenspannung. Da das elektrische Feld im Prüfvolumen bekannt ist, kann der AF(f) direkt aus dem S_{21} Parameter berechnet werden.

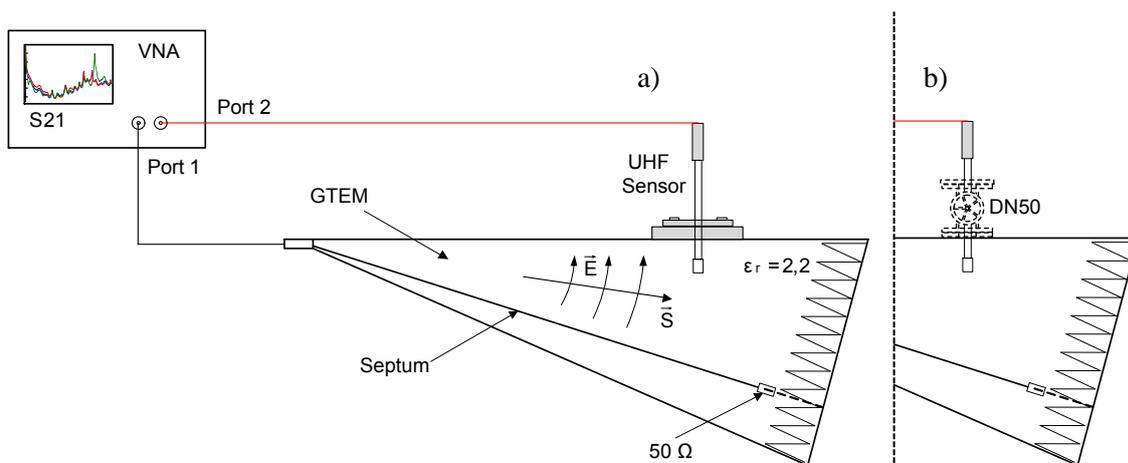


Abbildung 6 Messaufbau zur AF Bestimmung mit GTEM-Zelle und VNA

In Abbildung 7 sind zwei AF aus den Messsetups a) und b) aus Abbildung 6 zu sehen. Bei a) ist der UHF Sensor direkt und bei b) über einen DN50 Schieber auf der GTEM-Zelle montiert.

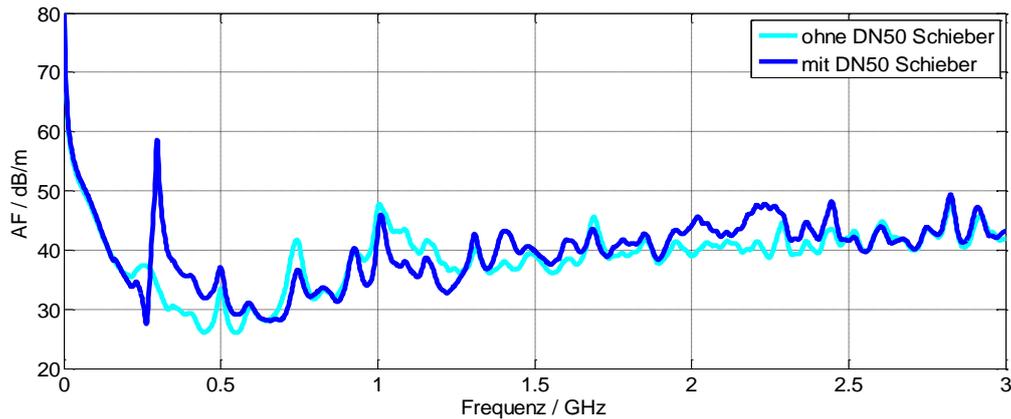


Abbildung 7 AF von UHF Sensor mit und ohne DN50 Schieber

Der Fall b) inkludiert die Eigenschaften des DN50 Flansches im AF, was dem realen Einsatz im Transformator entspricht. Hauptsächlich wird der AF durch den Flansch im Bereich von 300 MHz beeinflusst, hier entsteht eine Resonanzstelle. Der vermessene UHF Sensor hat seine höchste Empfindlichkeit im Bereich von 200 MHz bis 1 GHz. Hier ist anzumerken, dass je niedriger der AF, desto besser ist die Empfindlichkeit der Antenne. Die hier gezeigten AF sind bei einer Einschubtiefe von 500 mm gemessen, da dies ein üblicher Wert bei der Installation am Transformator ist. Der UHF Sensor darf nicht mehr im Rohrstück des Flansches sein und darf aber auch nicht zu weit in den Transformator hineinreichen, da genug Abstand zu spannungsführenden Teilen eingehalten werden muss.

4 PERFORMANCE CHECK

Zusätzlich zur eigentlichen Kalibrierung ist immer auch ein Performance Check nötig, um nachzuweisen, dass das UHF Messsystem Signale aus dem inneren des Transformators empfangen kann [12], [14]. Sollte der Ölschieber in ein Steigrohr enden oder Prallbleche vor dem Sensor sein, ist die UHF Antenne elektromagnetisch vom Trafoinneren abgeschirmt. Abbildung 8 zeigt den Performance Check mit einem zweiten UHF Sensor im Transformator, der als sendende Antenne für ein künstliches Signal verwendet wird. Wird dieses Signal vom UHF Messsystem detektiert, so gilt der Performance Check als bestanden.

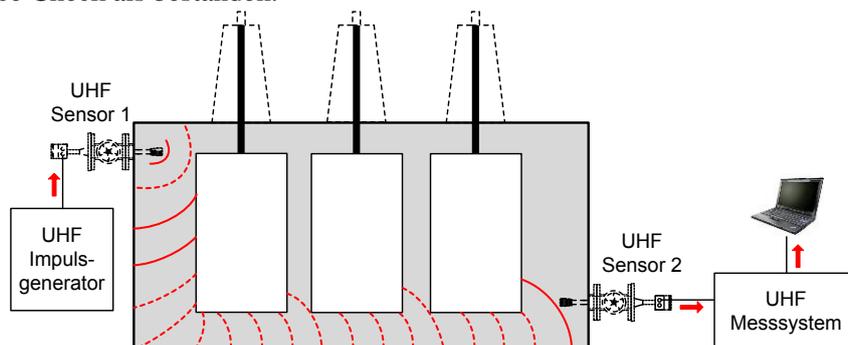


Abbildung 8 Performance Check zum Nachweis der Empfindlichkeit des UHF Sensors

4.1 Erfahrungen mit Impulsgeneratoren an großen Leistungstransformatoren

Der Performance Check wird bisher mit Impulsgeneratoren durchgeführt, die für den Sensitivity Check an GIS entwickelt wurden. Diese geben meistens einen Impuls mit einer maximalen Amplitude von $\hat{U}_{\text{Impuls}}=50\text{...}60\text{ V}$ (an $50\ \Omega$) und einem relativ langen Rücken aus, siehe Abbildung 9 a). Bei kleinen Transformatoren mit kurzen Ausbreitungswegen zwischen den Sensoren und damit geringer Dämpfung im Ausbreitungsweg werden damit gute Erfahrungen gemacht: Der an einem Sensor eingespeiste Signalpegel reicht aus um am zweiten Sensor ein Signal oberhalb des Rauschlevels empfangen zu können. Damit kann der Performance Check mit einem solchen Impulsgenerator an kleinen Transformatoren durchgeführt werden. Bei größeren Leistungstransformatoren sind die

Abstände zwischen den Sensoren größer und damit auch die Dämpfung im Ausbreitungsweg höher. Das führt dazu, dass mit den relativ geringen Ausgangspegeln der UHF Impulsgeneratoren kein Signal mehr oberhalb des Rauschlevels am messenden Sensor detektiert werden kann. Der Performance Check schlägt damit fehl, allerdings wird keine Aussage darüber getroffen ob der Sensor elektromagnetisch abgeschirmt ist oder korrekt funktioniert. Da keine UHF Impulsgeneratoren mit höherer Amplitude verfügbar sind, wird ein Impulsgenerator mit höherer Impulsleistung an Leistungstransformatoren getestet, der eigentlich bei EMI/RFI/EMV Anwendung findet. Seine Signalamplitude liegt bei $\hat{U}_{\text{Impuls}}=250 \text{ V}$ (an 50Ω) und seine Impulsform unterscheidet sich wesentlich von den bisher verwendeten UHF Impulsgeneratoren. Sie weist im Vergleich keinen langen Rücken auf, sondern ähnelt eher einem Dirac Impuls (sehr kurze Anstiegs- und Abfallzeit und eine gesamte Impulslänge von wenigen 100 ps), siehe Abbildung 9 b). Die resultierende Impulsleistung liegt bei etwa 1,25 kW. Die Versuche an großen Leistungstransformatoren zeigen allerdings, dass auch diese Leistung nicht ausreicht um einen Performance Check mit zwei UHF Sensoren an großen Leistungstransformatoren erfolgreich durchzuführen.

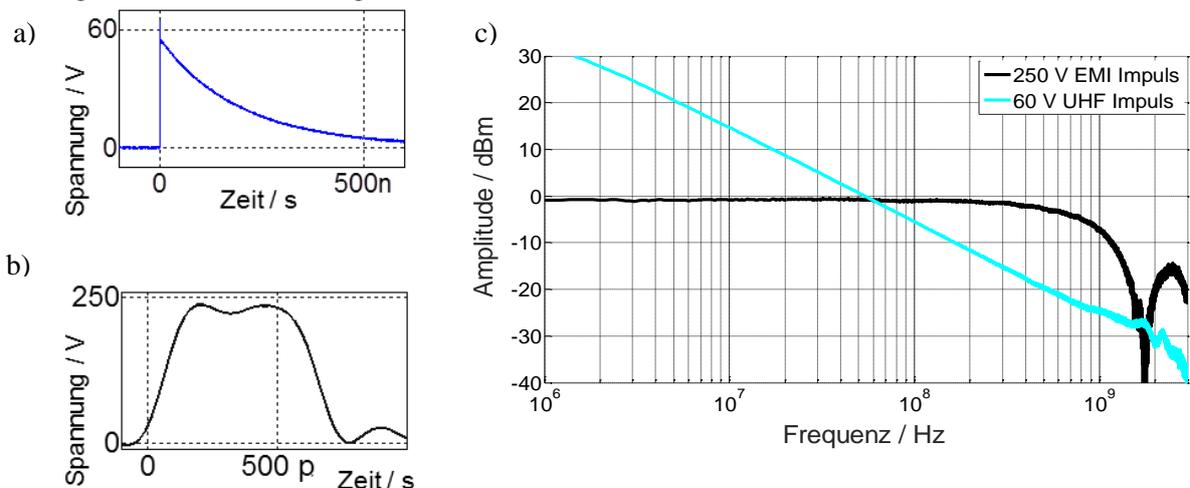


Abbildung 9 a) Impulsform UHF Impulsgenerator
 b) Impulsform EMI Impulsgenerator
 c) Beide Impulse dargestellt im Frequenzbereich

4.2 Untersuchung zur Transferfunktion an einem Leistungstransformator

Die Tatsache, dass der Performance Check mit den verfügbaren Impulsgeneratoren nicht erfolgreich ist, führt zu der Fragestellung nach dem Ausbreitungsweg innerhalb des Transformators. Um diesen zu charakterisieren wird mit einem VNA der Transmissionsfaktor S_{21} von UHF Sensor zu UHF Sensor durch den Transformator im Frequenzbereich von 300 kHz bis 3 GHz gemessen. Beide Sensoren sind bei diesem Test 50 mm in den Transformator eingeschoben. In Abbildung 10 a) ist der Messaufbau und dazu in b) das Messergebnis zu sehen.

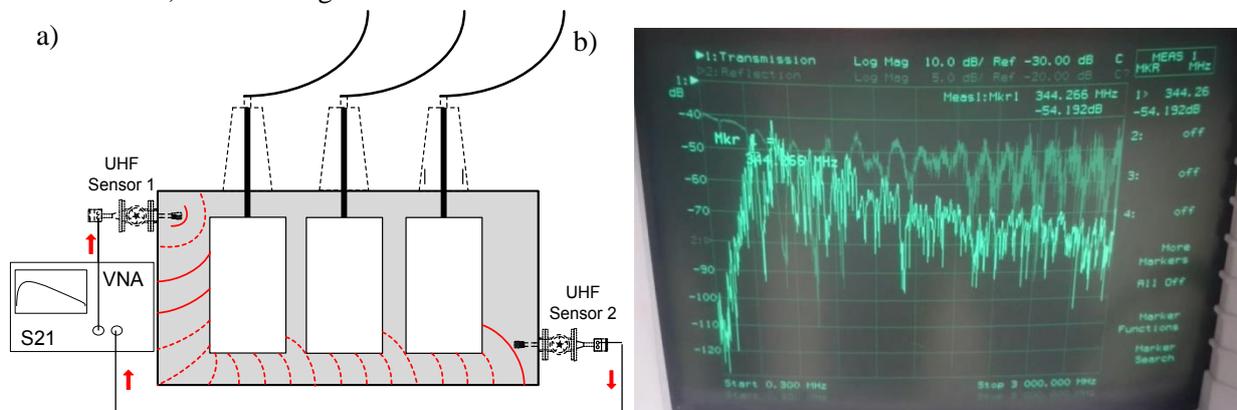


Abbildung 10 a) Messaufbau zur Messung der TF durch einen Leistungstransformator
 b) Gemessene TF inklusive Sendeantenne, Transformator und Empfangsantenne

Der Transmissionsfaktor ähnelt dem AF (bzw. eher dem doppelten AF) der verwendeten UHF Sensoren. Deutlich zu erkennen ist auch die Charakteristik des DN50 Flansches (Resonanz bei 300 MHz) beim Vergleich der S_{21} Kurve mit dem in der GTEM-Zelle gemessenen AF aus Abbildung 7. Dies zeigt, dass der in der GTEM-Zelle gemessene AF für den im Transformator installierten Sensor verwendbar ist. Um nun einen Performance Check durchführen zu können empfiehlt sich die Verwendung eines Impulsgenerators, der hohe Signalanteile im Bereich des höchsten S_{21} durch den Transformator, bzw. im Bereich der höchsten Empfindlichkeit der UHF Antenne aufweist.

4.3 VHF/UHF Hochleistungsimpulsgenerator

Aus der durchgeführten Transmissionsfaktormessung am Leistungstransformator können Anforderungen für Impulsgeneratoren für den Performance Check abgeleitet werden. Hierfür werden zunächst die zwei bisher verwendeten Impulsformen im Frequenzbereich betrachtet, siehe Abbildung 9 c). Hier zeigt sich, dass der EMI Impuls ein deutlich flacheres Frequenzspektrum als der UHF Impuls hat und somit im Bereich von mehreren 100 MHz, wo die Sensoren am empfindlichsten sind, deutlich höhere Amplituden aufweist. Ein neuer Impulsgenerator für den Performance Check an großen Leistungstransformatoren basierend auf der EMI Impulsform und mit höherem Ausgangspegel (600 V an 50 Ω) befindet sich derzeit in Entwicklung. Erste Messungen zeigen bis zu 10 dB höhere Pegel im Frequenzbereich von mehreren 100 MHz. Mit der bisherigen Abschätzung von 2 dB/m Dämpfung für UHF Signale im Transformator sind damit bis zu fünf Meter mehr Entfernung beim Performance Check möglich.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Durch die mit der Kalibrierung nach IEC60270 einhergehende Vergleichbarkeit von Messergebnissen hat sich die scheinbare Ladung in der elektrischen TE-Messung als eine anerkannte Größe etabliert, die als Abnahmepegel für FAT verwendet wird. Um auch für die UHF Methode eine solche Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen UHF Messsystemen herzustellen, wird in diesem Beitrag eine mögliche Kalibriermethode beschrieben, die durch die Berücksichtigung des AF die Charakteristik von UHF Sensoren miteinbezieht. Zunächst wird ein bekannter Kalibriimpuls in das Messkabel eingespeist und der gemessene Pegel am Messsystem angeglichen. Dann wird bei der UHF Messung ein vereinfachter AF verwendet, um die Kalibrierebene in den Transformator zu verschieben und die Empfindlichkeit des Sensors mit in die Kalibrierung einzubeziehen. Dieser vereinfachte AF kann für eine schmalbandige UHF Messung direkt aus der frequenzabhängigen AF Kurve abgelesen werden oder muss bei einer breitbandigen Messung durch eine Vereinfachung der AF(f) Kurve bestimmt werden.

Durch die Möglichkeit zur Kalibrierung der UHF Methode und der damit einhergehenden Vergleichbarkeit der Messungen ist die Voraussetzung geschaffen, die UHF Methode zu einer anerkannten und unterstützenden Messung zur Qualitätssicherung bei FATs weiter zu entwickeln. Weiterhin eignet sich die UHF Methode besonders für Monitoring und Diagnosemessungen vor-Ort, da sie weniger empfindlich gegen externe Störer und TE benachbarter Betriebsmittel (bspw. Korona) ist. Aus diesem Grund bietet sich die UHF Methode für vergleichende TE-Messungen vor und nach dem Transport vom Werk zum Betriebsort an. Die Ergebnisse der FAT können bei einer vor-Ort Abnahmeprüfung (SAT) bestätigt werden und auch im Laufe der Betriebsjahre vergleichbar gemessen werden, auch durch unterschiedliche Messsysteme.

Das vorgeschlagene UHF Kalibrierverfahren wird mit der Kalibrierung der elektrischen TE-Messung verglichen und es zeigt sich, dass in beiden Fällen ein unbekannter Signalpfad im Transformator unvermeidlich bleibt. Hier ist weder die UHF Methode, noch die elektrische TE-Messung im Vorteil.

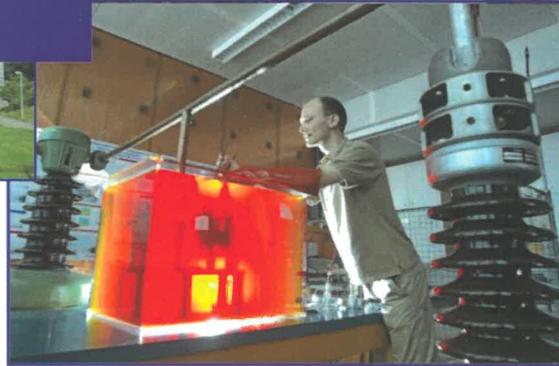
Als Vorbedingung für eine UHF Kalibrierung muss die Empfindlichkeit von UHF Sensoren bestimmt werden. Hierfür wird eine ölgefüllte GTEM Zelle vorgestellt, die es erlaubt den AF von UHF Sensoren direkt in Transformatoröl im vollen UHF Frequenzbereich zu bestimmen. Bei der Verwendung des AF von UHF Sensoren ist darauf zu achten, dass der AF in der Messzelle immer genau bei derselben Einschubtiefe gemessen, wie er auch später am Transformator eingesetzt wird.

Da die Kalibrierung der UHF nicht ausschließen kann, dass der UHF Sensor zum Transformatorinneren etwa durch ein Steigrohr abgeschirmt ist, empfiehlt sich zusätzlich zur

Kalibrierung auch die Durchführung eines Performance Checks mit einer zweiten sendenden UHF Antenne. Hierfür befindet sich ein Hochleistungsimpulsgenerator in Entwicklung, der einen flachen Frequenzgang bis zu mehreren 100 MHz aufweist.

LITERATUR

- [1] J. Fuhr, „Procedure for Identification and Localization of Dangerous PD Sources in Power Transformers“ IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, No. 5, Vol.12, 2005.
- [2] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60270 High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements“, Geneva, Switzerland, 2000.
- [3] CIGRE TF 15/33.03.05, „PD Detection Systems for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method“, International Council on Large Electric Systems, Electra, No. 183, 1999.
- [4] CIGRE WG A2.27, „Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers“, in Cigre Brochure 343.
- [5] M. Judd, „Partial Discharge Monitoring for Power Transformers Using UHF Sensors Part 2: Field Experience“, IEEE Electrical Insulation Magazine, No.3, Vol. 21, 2005.
- [6] S. Tenbohlen, M. Siegel, M. Beltle, M. Reuter, „Suitability of Ultra High Frequency Partial Discharge Measurement for Quality Assurance and Testing of Power Transformers“, in CIGRE SC A2 & C4 Joint Colloquium, Zurich, Switzerland, 2013.
- [7] S. Coenen, „UHF and Acoustic Partial Discharge Localisation in Power Transformers“, in International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Hannover, Germany, 2011.
- [8] CIGRE WG D1.33, „Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements“, International Council on Large Electric Systems, Paris, France, 2010.
- [9] M. D. Judd, „Power Transformer Monitoring Using UHF Sensors: Installation and Testing“, in IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim, USA, 2000.
- [10] S. Okabe, G. Ueta, H. Wada, „Partial discharge signal propagation characteristics inside the winding of gas-filled power transformer - study using the equivalent circuit of the winding model“, in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2011.
- [11] M. Siegel, S. Tenbohlen, „Comparison between Electrical and UHF PD Measurement concerning Calibration and Sensitivity for Power Transformers“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Jeju, Korea, 2014.
- [12] S. Coenen, „Measurements of Partial Discharges in Power Transformers using Electromagnetic Signals“, Dissertation Universität Stuttgart, Books on Demand GmbH, ISBN 978-3-84821-936-0, 2012.
- [13] M. Siegel, S. Tenbohlen, „Design of an Oil-filled GTEM Cell for the Characterization of UHF PD Sensors“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Jeju, Korea, 2014.
- [14] S. Meijer, E. Gulski, J. Smit, H. Reijnders, „Sensitivity Check of UHF PD Detection on Power Transformers“, in IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, USA, 2004.



Dienstleistungsangebot:

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Prüfungen

Schwerpunkthemen:

- Zustandsdiagnose der Betriebsmittel des elektrischen Netzes
- Schaden- und Ausfallanalyse
- Simulation elektrischer und thermischer Strömungsfelder
- Entwicklung von Hard- und Software zur Zustandsbeurteilung elektrischer Betriebsmittel
- Entwicklung von Sensoren und Messverfahren zur Betriebsüberwachung
- Hochspannungsprüf- und Messtechnik
- Prüfung hochspannungstechnischer Geräte
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Ausbildung im Bereich der elektrischen Energieversorgung