SF6 in der Hochspannungstechnik

Autor(en): **Graber, Lukas / Kudoke, Matthias**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **99 (2008)**

Heft 19

PDF erstellt am: **30.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855893

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

SF_6 in der Hochspannungstechnik

Vom verantwortungsvollen Umgang und einem neuen Monitoringkonzept

Klimawandel und Treibhausgase sind zurzeit heiss diskutierte Themen. Nicht nur CO_2, auch SF_6, das in der Hochspannungstechnik eingesetzt wird, ist ein Treibhausgas. Um die Emissionen klein zu halten, werden Überwachungssysteme eingesetzt, die bereits bei geringsten Leckraten Alarm schlagen. Im ersten Teil dieses Artikels werden die Grundlagen der gasisolierten Schaltanlagen dargelegt. Im zweiten Teil wird eine Methode vorgestellt, wie die Emissionen genauer gemessen und überwacht werden können.

Lukas Graber, Matthias Kudoke

In der Energietechnik werden gasisolierte Schaltanlagen (GIS) seit Ende der 60er-Jahre eingesetzt. Sie sind höchst zuverlässig und beanspruchen im Vergleich zu luftisolierten Schaltanlagen deutlich weniger Raum. Damals, als die Informationstechnologie in der Gesellschaft an Bedeutung gewann, wurde die zuverlässige Versorgung mit Elektrizität immer wichtiger. Andererseits mussten die Lebenszykluskosten der Anlagen durch die in vielen Ländern einsetzende Liberalisierung der Energietechnik reduziert werden [1].

In der Schweiz wurde 1969 am Sempersteig in Zürich die erste GIS installiert. Diese war für 170 kV ausgelegt und blieb bis 2004 in Betrieb. Seither sind viele weitere Anlagen installiert worden. Und der Trend hält an, wie von Betreiberseite zu hören ist. Bild 1 zeigt eine GIS für 420 kV.

Die am häufigsten genannten Vorteile von gasisolierten gegenüber luftisolierten Schaltanlagen sind der geringe Flächenbedarf und die hohe Betriebssicherheit. Der Flächenbedarf ist 7- bis 10-fach geringer, was sich nicht nur in der reduzierten Bodenfläche und dem damit verbundenen finanziellen Aufwand niederschlägt, sondern auch landschaftlich weniger auffällt – insbesondere wenn die GIS-Anlagen in Gebäuden stehen, was oft der Fall ist. Die hohe Betriebssicherheit ergibt sich durch die vollständige Kapselung der aktiven Komponenten, die definierte Bedingungen und Schutz bietet.

Weitere Vorteile sind gemäss dem Schaltanlagenhandbuch [2] das geringe Gewicht, Umweltfreundlichkeit, sicherer Berührungsschutz, Geräusch- und Wartungsarmut, das Wegfallen von Fremdschichtproblemen, die Ausführung der Geräte in Bausteintechnik und die Reduktion der Montagezeit durch weitgehende Vormontage und Prüfung. Ein weiterer Vorteil ergibt sich aus der Platzersparnis: Soll eine luftisolierte Anlage erneuert werden, kann bei Aufrechterhaltung des Betriebs die neue GIS bereits aufgestellt und danach praktisch ohne Unterbruch direkt auf diese umgeschaltet werden [3].

Der Einsatzbereich erstreckt sich von 3-phasig gekapselten Anlagen ab 72 kV für Nennströme von 2000 A und Ausschaltströme von 40 kA bis zu 1-phasig gekapselten Anlagen für 1100 kV mit Nennströmen von 6000 A und Ausschaltströmen von 80 kA. Insbesondere in Asien besteht durch die grossen zu überbrückenden Distanzen und den permanent steigenden Bedarf an elektrischer Energie ein Trend zu immer höheren Spannungen.

Zusätzlich zur Entwicklung hin zu immer grösseren Schaltanlagen für höhere Spannungsebenen werden vermehrt auch gasisolierte Leitungen (GIL) als Alternative zu Hochspannungskabeln oder Freileitungen diskutiert. Gerade in dicht bevölkerten Gegenden stossen Freileitungen auf Widerstand. Hier könnten kompakte und emissionsfreie GIL eine Lösung darstellen. Gegenüber Kabeln besteht der Vorteil, dass der Kapazitätsbelag von GIL kleiner ist. Weltweit werden bereits einige Systeme eingesetzt. Auch in der Schweiz liegen die ersten Erfahrungen mit dieser Technologie vor: Auf dem Palexpo-Gelände in Genf ist seit 2001 eine 220-kV-GIL mit einer Länge von 420 m in Betrieb [4].

Innerhalb der Energietechnik gibt es weitere Einsatzgebiete der gasisolierten Technik. So sind beispielsweise Durchführungen erhältlich, die intern ein gasförmiges Isolationsmedium enthalten. Gerade für Verbindungen von Freileitungen mit GIS kommen

ABB Schweiz AG

Bild 1 420 kV gasisolierte Schaltanlage der EnBW Transportnetze AG in Metzingen.

solche Gas-Freiluft-Durchführungen zum Einsatz. Eine eher ungewöhnliche Anwendung ist in der Transformatorentechnik zu beobachten: Wo aus Grundwasser- oder Personenschutzgründen Öltransformatoren nicht infrage kommen, werden teilweise gasisolierte Transformatoren eingesetzt.

SF_6 als Isolier- und Löschgas

Als Isoliergas findet in der gesamten Anlage typischerweise Schwefelhexafluorid SF_6 oder ein Gasgemisch aus Stickstoff und SF_6 Verwendung. Im Leistungsschalter hat es zusätzlich zur Isolation die Aufgabe der Lichtbogenlöschung. Dieses Gas ist aus zwei Gründen gut geeignet: Erstens ist die Wärmeleitfähigkeit bei hohen Temperaturen (T > 2000 K) hoch, was eine rasche Abkühlung auf unter 3000 K ermöglicht. Und zweitens weisen SF_6 und die Zersetzungsprodukte eine hohe Elektronegativität auf, was die Rekombination der freien Elektronen beschleunigt [5]. Bei Normdruck und Schlagweiten im Bereich von einigen Zentimetern hat SF_6 eine Duchschlagsfestigkeit von ungefähr 88 kV/cm, verglichen mit 24 kV/cm bei Luft. Diese beiden Eigenschaften ermöglichen eine hohe Schaltleistung durch die schnelle Wiederverfestigung des Gases und damit die Fähigkeit, Rückzündungen bei wiederkehrenden steilflankigen transienten Spannungen (Transient Recovery Voltage, TRV) zu verhindern.

Um die Durchschlagsfestigkeit und die Wärmeleitfähigkeit weiter zu erhöhen, wird SF_6 bei einem Druck von 3 bis 7 bar (absolut) eingesetzt. Dies wirkt sich positiv auf die Durchschlagspannung aus. Die Beziehung zwischen Durchschlagspannung und dem Produkt aus Gasdruck mal Schlagweite ist in Bild 2 dargestellt. Diese Beziehung ist als Paschen-Gesetz bekannt. Mit Ausnahme von sehr geringen Drücken (Vakuumbedingungen) sinkt die Durchschlagsfestigkeit mit abnehmendem Gasdruck. Zusätzlich sinkt im Leistungsschalter die Wärmeleitfähigkeit und damit die Fähigkeit, Lichtbögen ausreichend schnell zu löschen. Aus diesen Gründen ist es unerlässlich, Gaslecks früh zu erkennen. Im einfachsten Fall handelt es sich um Druckwächter, die bei Unterschreiten eines bestimmten Gasdrucks den Antrieb für den Leistungsschalter sperren.

Neben dieser guten Eignung für Hochspannungsanwendungen hat das chemisch inerte und biologisch nicht toxische Gas SF_6 einen Nachteil: Es ist bekannt als das stärkste Treibhausgas. Das Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) wird gemäss Untersuchungen mit 23 900 angegeben [6]. Das heisst, 1 kg SF_6 wirkt so stark wie 23,9 t CO_2. Je nach Quelle variiert diese Zahl um wenige Prozente. In Zeiten zunehmenden Drucks der Politik und Gesellschaft auf die Industrie, die Treibhausgasemissionen zu verringern, gewinnt eine Überwachung möglicher Gaslecks eine entscheidende Bedeutung. Die schnelle Reaktion auf ein sich abzeichnendes Leck und die damit verbundene Reparatur steigert damit nicht nur die Zuverlässigkeit der Anlage, sondern ermöglicht auch, die SF_6-Emissionen zu reduzieren.

Trotz der Eigenschaft, stärkstes Treibhausgas zu sein, muss der Anteil des von SF_6 ausgelösten Treibhauseffekts auf den gesamten Treibhauseffekt betrachtet werden. Laut IEC-Report 1634 beträgt der Beitrag von SF_6 0,01% (Bild 3). Andere Quellen, beispielsweise ein Artikel im Electra [7], sprechen von etwas mehr als 0,1%. Trotz diesem kleinen Beitrag zum Gesamttreibhauseffekt darf daraus nicht geschlossen werden, dass Anstrengungen zur Reduktion von SF_6-Emissionen nutzlos seien, denn neben der eigentlichen Aktivität als Treibhausgas muss die Lebensdauer in der Atmosphäre betrachtet werden. Während CO_2 bereits nach 120 Jahren abgebaut ist, verweilt SF_6 länger in der Atmosphäre – verschiedene Quellen sprechen von 520 [8] bis 3200 Jahren [9]. So kann über Jahre der Akkumulation der Einfluss signifikant steigen.

Keinesfalls soll hiermit die Anwendung von SF_6 in der Hochspannungstechnik diskreditiert werden. Werden GIS und luftisolierte Systeme (AIS) hinsichtlich Ökobilanz miteinander verglichen, schneiden die GIS bei der Summe von direkt und indirekt emittierten Treibhausgasen besser ab. Den direkten Emissionen von SF_6-Gas aus der Anlage müssen die höheren elektrischen Verluste und der energetische Materialmehraufwand für AIS gegenübergestellt werden. Am GIS-Anwenderforum 2003 wurde eine Ökobilanz von 1999 veröffentlicht, die der GIS ein ungefähr 20% niedrigeres Treibhauspotenzial bescheinigt [10]. Auch in AIS wird normalerweise SF_6-Gas in der Schaltkammer des Leistungsschalters benutzt. Für den Fall eines kompletten Verzichts auf SF_6 heisst es in einem Artikel in den VDI-Nachrichten [11]: «Der Einsatz von 1 kg SF_6 kann 25 t CO_2-Äquivalente einsparen. Die Anwendung von SF_6 in der Energiewirtschaft reduziert die Treibhauslast durch die Stromverteilung um bis zu 21%.» Um trotzdem die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, haben sich viele Län-

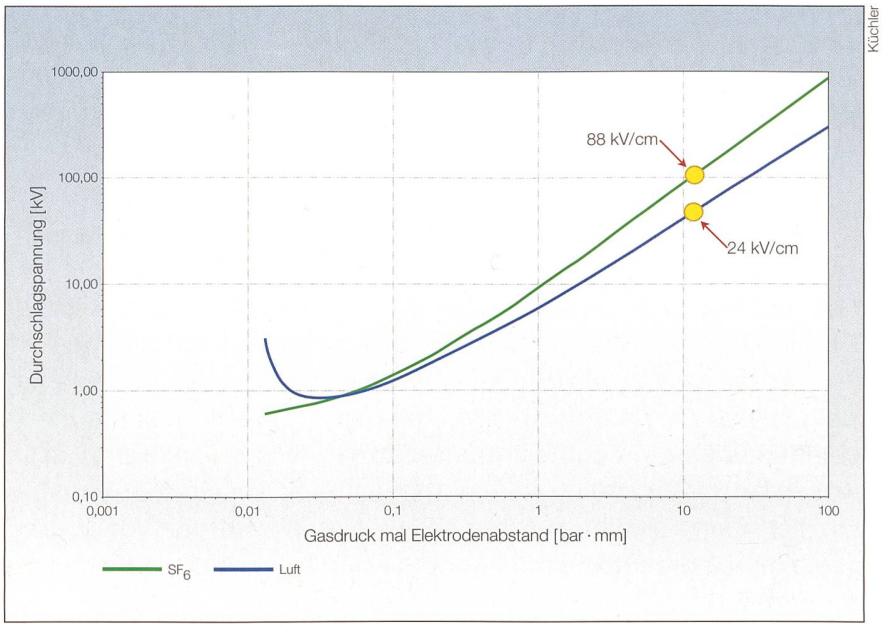


Bild 2 Paschenkurve: Durchschlagspannung in Abhängigkeit des Produkts aus Gasdruck und Elektrodenabstand.

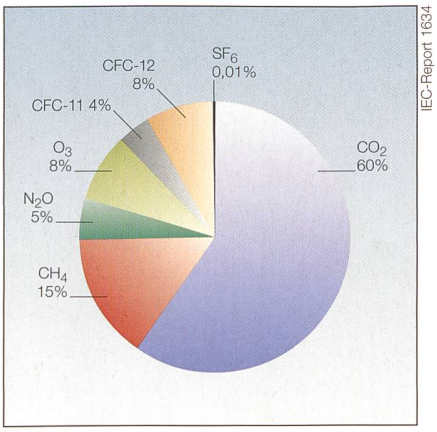


Bild 3 Beitrag verschiedener Gase zum Treibhauseffekt.

der verpflichtet, gewisse Emissionsziele zu erreichen [12]. Die über alle Hochspannungsgeräte gemittelte Leckrate beträgt in Deutschland – in der Schweiz werden die Zahlen ähnlich sein – ungefähr 0,9% jährlich [9].

Gaslecks

Obwohl höchste Sorgfalt bei der Produktion, während der Installation und bei Instandstellungsarbeiten vorherrschen, kommt es unweigerlich zu ungewollten SF_6-Emissionen, sei das während dem Befüllen oder Entleeren der Anlage oder auch im laufenden Betrieb. Meist handelt es sich um geringe Mengen. Moderne Befüllungsanlagen sind mit Ventilen ausgerüstet, welche die verbleibenden Gasvolumina in den Schläuchen zurückhalten. Zudem weisen sie einen gewissen Schutz gegen Fehlmanipulation auf. Neben manipulationsbedingten Verlusten finden natürlich auch Diffusion durch Dichtungsringe (Flansche, Schaltstangen) oder sogar die Kapselung selber statt. Die aktuelle IEC-Norm aus dem Jahre 2003 [13] verschärft ältere Normen, indem sie die maximale jährliche Verlustrate auf 0,5% beschränkt.

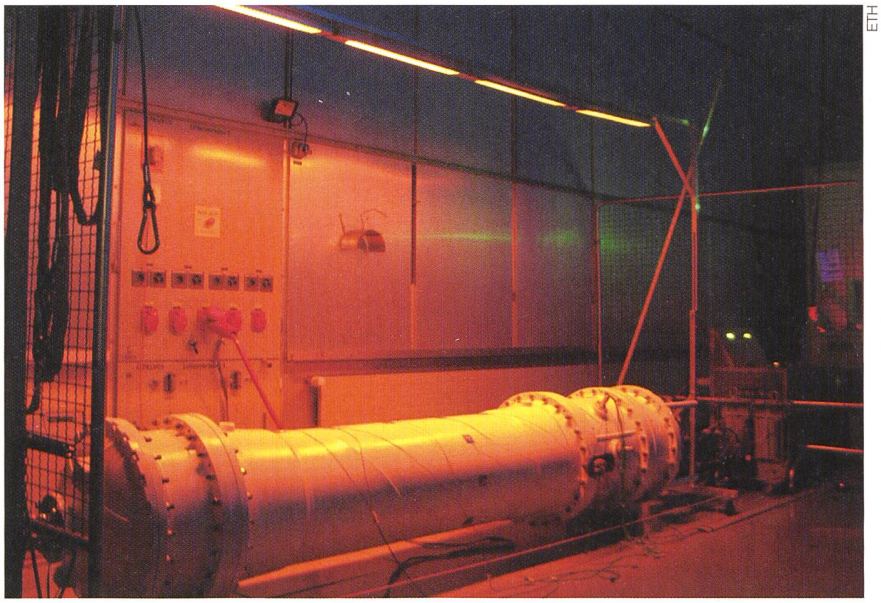
Neben der oben erwähnten Klasse von Gasverlusten gibt es eine zweite Kategorie: die Fehlerfälle. Mit zunehmendem Alter der Anlagen steigt die Gefahr, dass Flansche korrodieren oder Gummidichtungen verspröden. Werden solche Erscheinungen nicht rechtzeitig erkannt und behoben, können hohe Gasverluste auftreten.

Ganz selten treten Gasverluste aufgrund von Schaltversagen oder Störlichtbögen auf. Solche Phänomene führen zu einem schnellen Druckaufbau im Gefäss. Um ein Bersten der Kapselung zu vermeiden, ist eine Berstscheibe in die Anlage integriert, die gezielt bricht und das Gas über einen Auspuff ausströmen lässt, um eine Explosion der ganzen Anlage zu vermeiden. In einem solchen Fall treten Umweltschutzgedanken in den Hintergrund, stattdessen muss die Personensicherheit gewährleistet sein.

Um nun die schleichenden Gasverluste im Betrieb zu reduzieren, muss die GIS in kurzen Intervallen, oder besser permanent überwacht werden. Diese Aufgabe übernehmen mit Vorteil automatische Überwachungssysteme, die nicht nur die Messung durchführen, sondern diese auch dermassen aufbereiten, dass sie einfach interpretiert werden kann.

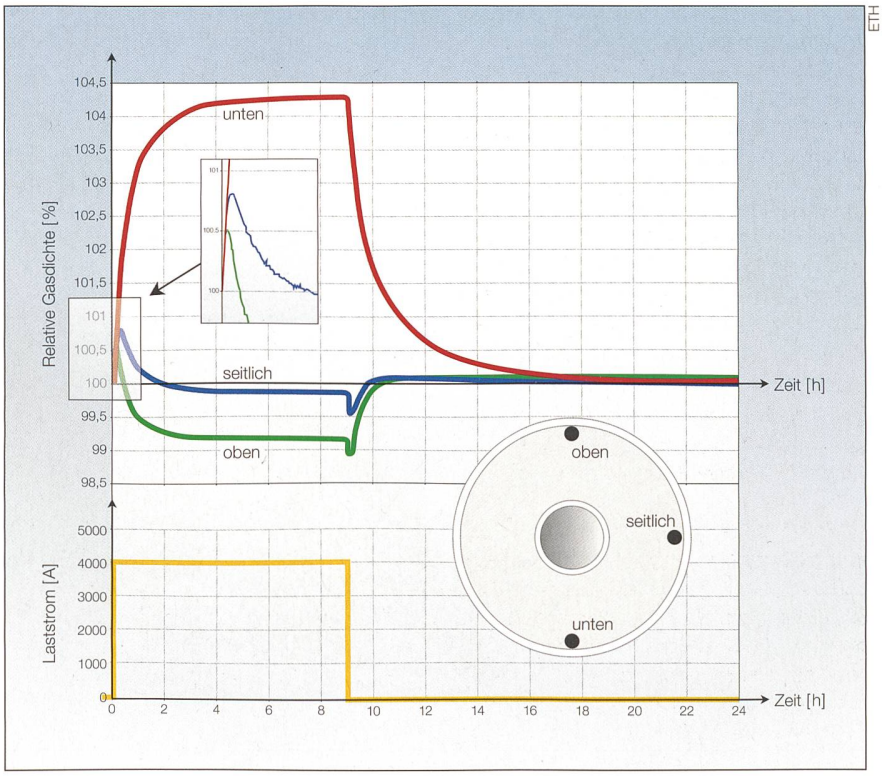
Wahl der Messgrösse

Die Wahl der Messgrösse ist für die Leckdiagnose weit wichtiger, als es zuerst erscheinen mag. Um Lecks zu erkennen, werden heute normalerweise Gasdichtesensoren eingesetzt, die eine Grösse proportional zur physikalischen Dichte des SF_6-Gases im Gefäss ausgeben. Die Gasdichte hat gegenüber dem Gasdruck den Vorteil, unabhängig von der mittleren Gastemperatur zu sein. Die Gastemperatur wiederum ist eine Funktion von äusseren Einflüssen wie Sonneneinstrahlung und Aussentemperatur sowie inneren Einflüssen wie Abwärme durch stromtragende Komponenten. Die Temperaturverteilung ist damit inhomogen und durch die veränderlichen Umgebungsbedingungen erheblichen Fluktuationen unterworfen. Die zeitabhängigen Dichtefluktuationen können je nach Sensorposition mehr als 4% betragen, wie Messungen im Labor ergeben haben. Die



ETH

Bild 4 Versuchsstand zur Untersuchung der Temperaturverteilung in einem GIS-Sammelschienensegment.



ETH

Bild 5 Lastschritt von 0 auf 4000 A (unten) und die Auswirkungen auf die Dichte (oben).

	Dichte	Druck
Korrelation mit der Leckrate	+ +	+ +
Genauigkeit der verfügbaren Sensoren	–	+
Störgrössenabhängigkeit	–	– –
Sensorpositionsabhängigkeit	–	+ +
Modellkomplexität	– –	+ +

Tabelle Eignung von Dichte- und Druckmessung zur Leckdiagnose.

Einflüsse der Volumenänderung aufgrund der thermischen und druckbedingten Ausdehnung des Gefässmaterials (z.B. Aluminium) soll in dieser Betrachtung vernachlässigt werden. Messungen im Labor zeigten hier eine maximale Volumenänderung von 0,03%. Trotz der unbeeinflussten mittleren Gasdichte kann der Messwert eines Gasdichtesensors nicht ohne Weiteres richtig interpretiert werden. Wie erwähnt, ist die Gasdichteverteilung eine Funktion der zeitlich veränderlichen Temperaturverteilung und damit abhängig vom Laststrom in der Anlage und eventuell von äusseren Bedingungen wie Sonneneinstrahlung oder Änderung der Umgebungstemperatur. Dies erschwert die Interpretation der Messwerte erheblich und motiviert die Suche nach alternativen Messgrössen und Auswertungsmethoden.

Eine andere Messgrösse, die sich aufgrund der guten Korrelation mit der Leckrate für die Leckerkennung eignen würde, ist der Gasdruck. Die Schwierigkeit, Druckmessungen zu Monitoringzwecken einzusetzen, ist die Abhängigkeit des Drucks von der mittleren Gastemperatur. Unter Annahme eines idealen Gases steigt nach dem Gesetz von Amontons [14] der Gasdruck linear mit der Zunahme der mittleren Gastemperatur: $p \sim T$ für n = konstant und V = konstant.

Im Labor konnte gezeigt werden, dass sich die mittlere Gastemperatur ohne Weiteres um 10% verändern kann, was sich entsprechend auf die Druckmessung auswirkt. Wenn nun die Norm maximale Leckraten von 0,5% pro Jahr vorschreibt, ist eine Druckmessung ohne entsprechende Filterung wenig hilfreich.

Die Druckmessung hat aber auch Vorteile gegenüber einer Dichtemessung. So ist die Auswahl an verfügbaren Sensoren grösser, und es sind Modelle auf dem Markt, die im Vergleich zu Dichtesensoren genauer und langzeitstabil sind. So hat der Drucksensor, der bei uns im Labor eingesetzt wurde, eine Genauigkeit von 10 mbar (–10 bis +80 °C), entsprechend 0,17% des Messwerts, falls der Druck 6 bar beträgt. Die Dichtesensoren hingegen weisen eine Genauigkeit von lediglich 1% des Messwerts auf – wobei beide Produkte in der gleichen Preiskategorie anzusiedeln sind.

Ein weiterer Vorteil der Druckmessung ist die Unabhängigkeit von der Messposition. Da der Druck praktisch uniform im ganzen Gasraum verteilt ist, sind die Fluktuationen überall die gleichen. Das hat den Vorteil, dass man konstruktiv keine Kompromisse eingehen muss, nur um die Leckdiagnose zu verbessern. Beispielsweise sind oft die Dichtefluktuationen in den unteren Bereichen des Gasraums am höchsten und in der Mitte am niedrigsten. Entsprechend würde sich eine Messung auf halber Höhe empfehlen. Handelt es sich beim Hochspannungsgerät allerdings um eine Durchführung, ist dies der denkbar ungeeignetste Ort für einen Sensor. Solche Überlegungen sind bei einer Druckmessung überflüssig. Zusätzlich reduziert diese Ortsunabhängigkeit die Modellkomplexität, falls die Messwerte modellbasiert gefiltert werden sollen. Die Tabelle fasst die Vor- und Nachteile von Dichte- und Druckmessung bezüglich Leckdiagnose zusammen.

Erkenntnisse aus dem Labor

Im Hochspannungslabor der ETH Zürich wurde ein Versuchsstand aufgebaut, der die Untersuchung der erwähnten physikalischen Vorgänge ermöglicht. Dieser besteht aus einem etwa 3 m langen GIS-Sammelschienenelement, das beidseitig mit Schottisolatoren gasdicht verschlossen ist. Auf der einen Seite sind Innenleiter und Kapselung mit massiven Kupferbarren kurzgeschlossen (Bild 4 links), auf der anderen Seite speist ein Niederspannungstransformator den Kurzschlussstrom (Bild 4 rechts). Dieser ist über einen Computer geregelt von 0 bis 4,8 kA. Im Gasraum befinden sich mehrere Kombinationssensoren für Gasdichte und Temperatur sowie ein Drucksensor und verschiedene Thermoelemente zur Erfassung der Oberflächentemperaturen.

Über der Sammelschiene befinden sich Infrarot-Wärmestrahler, um den Einfluss der Sonneneinstrahlung für den Fall von Aussenanlagen nachzubilden. Der Einsatz von langwelliger Strahlung ist durchaus gewollt.

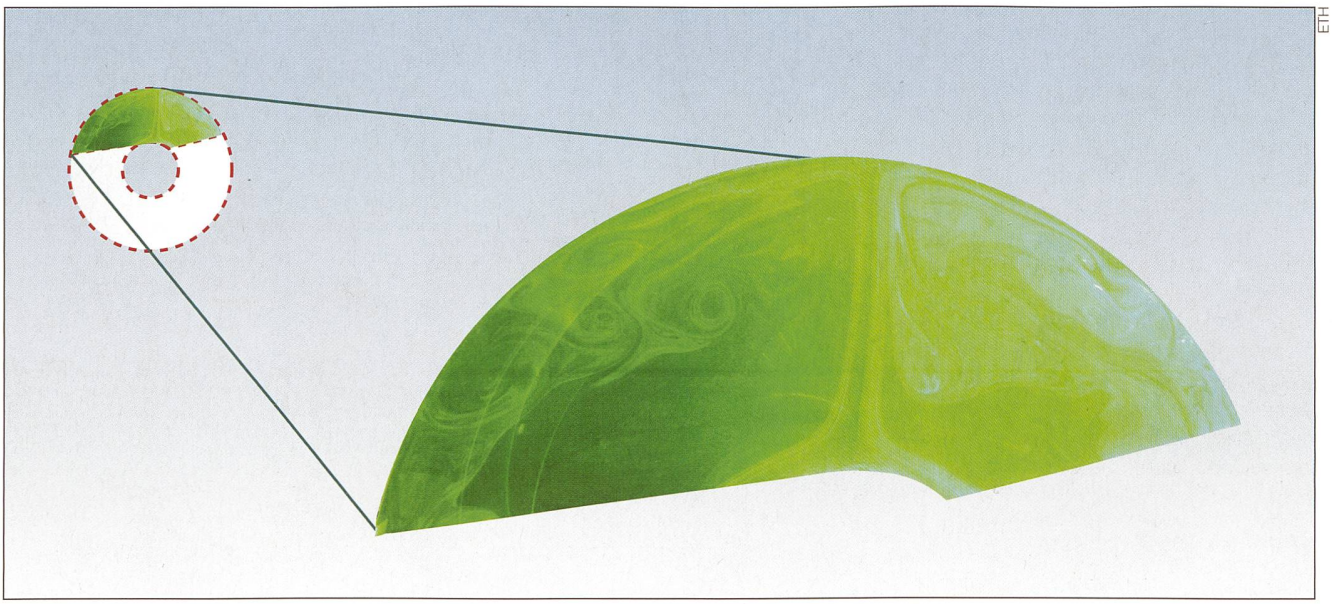


Bild 6 Konvektive Gasströmung oberhalb des warmen Innenleiterrohrs, optisch sichtbar gemacht im gesamten Querschnitt der Sammelschiene (links), und der Ausschnitt oberhalb des Innenleiters (rechts).

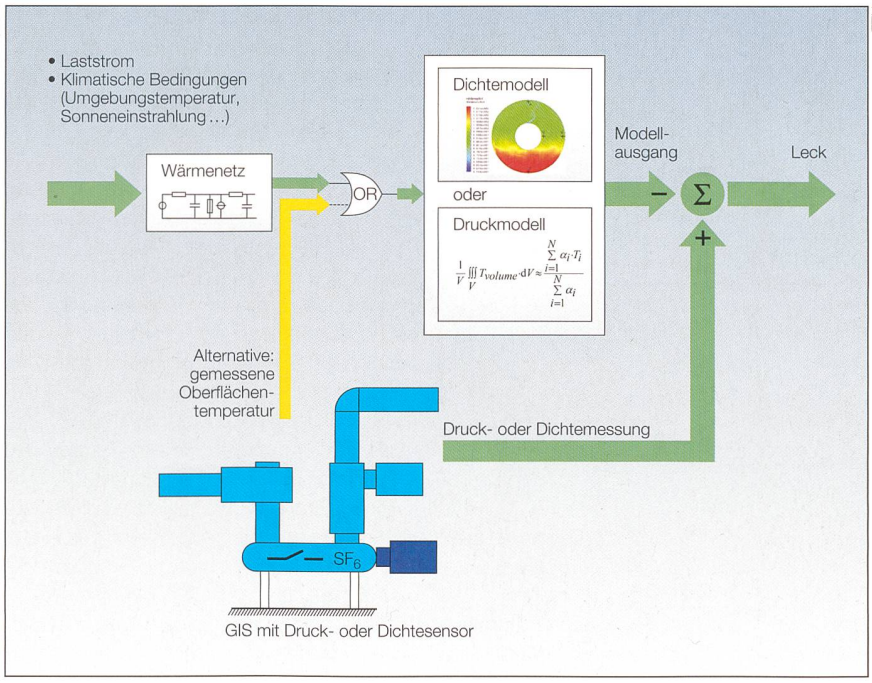


Bild 7 Schema zur modellbasierten Filterung der Messdaten.

Sie ermöglicht die gleiche Temperaturverteilung auf der Oberfläche bei deutlich geringerer elektrischer Leistung. Dies liegt in der besseren Strahlungsabsorption der lackierten GIS-Oberfläche für langwellige Strahlung begründet.

Es wurden zahlreiche Versuche durchgeführt, insbesondere Lastprofile in Kombination mit Strahlungsprofilen, wie sie in der Realität auftreten. Exemplarisch soll hier eine einfache, aber trotzdem aussagekräftige Messung gezeigt werden. Bild 5 zeigt die Reaktion eines Lastschrittes von 0 auf 4000 A und nach 9 h wieder zurück auf 0 A. Die Messung fand ohne zusätzliche Strahlung statt, was für eine GIS in einem Gebäude gültig ist. Die Schrittfunktion zeigt das idealisierte Ein- und Ausschalten eines Feldes. Dieser Fall wurde insbesondere aufgrund der hohen Dichtevariationen ausgewählt.

In Bild 5 sind die Dichteverläufe für 3 ausgewählte Sensoren dargestellt. Diese Sensoren befinden sich in einer Ebene quer zur Sammelschiene, ungefähr in der Mitte zwischen beiden Schottisolatoren. In dieser Ebene befindet sich ein Sensor oben, einer auf halber Höhe und einer unten (in Bild 5 rechts dargestellt, wobei die graue Fläche den Gasraum symbolisiert). Es ist erkennbar, dass die Dichte am unteren Sensor um 4,2% zunimmt und am oberen um 0,9% sowie am mittleren um 0,2% abnimmt. Für diesen Fall wäre es also am sinnvollsten, den Dichtesensor auf halber Höhe zu platzieren. Die Verläufe erlauben auch Interpretationen zum Wärmetransportprozess. So ist in der ersten Phase, die ungefähr eine halbe Stunde dauert, die Wärmeleitung prägend. Lokal um den Innenleiter heizt sich das Gas auf, was entsprechend die Dichte aussen steigen lässt. Deswegen steigt an allen 3 Messpunkten die Dichte zuerst an. Erst später setzt eine Konvektionsströmung ein, die dazu führt, dass sich warmes Gas oben sammelt und damit die Dichte durch das kalte Gas unter dem Innenleiter an der entsprechenden Sensorposition stark zunimmt.

Die Strömungsverhältnisse wurden einerseits numerisch mittels CFD-(Computational Fluid Dynamics)-Simulationen berechnet, andererseits an einem anderen Experiment mittels Particle Image Velocimetry (PIV) für Luft gemessen. Dabei werden Teilchen in das Gas eingebracht und seitlich mit einem Laser beleuchtet. Das Strömungsfeld lässt sich berechnen, indem in kurzem Abstand zwei Fotos aufgenommen und miteinander verglichen werden (Kreuzkorrelation). Wie Bild 6 zeigt, ist die Strömung von blossem Auge erkennbar. Mittig über dem Innenleiterrohr bildet sich eine leicht flackernde, aufsteigende Gasfahne. Es muss beachtet werden, dass im Bild nur die Strömung im oberen Drittel des Gasraums sichtbar ist. Beobachtet man den unteren Teil des Gasraums, dann fällt auf, dass sich unterhalb des Innenleiters eine stabile Zone bildet, in der die Strömungsgeschwindigkeit gering ist. CFD-Simulationen zeigen, dass in dieser Zone das Gas recht dicht ist – was durch die Dichtemessung bestätigt wird.

Modellbasierte Filter

Ob man sich nun für Dichte- oder Druckmessung entscheidet, in beiden Fällen müssen die Fluktuationen aus den Messwerten gefiltert werden, um kleine Lecks

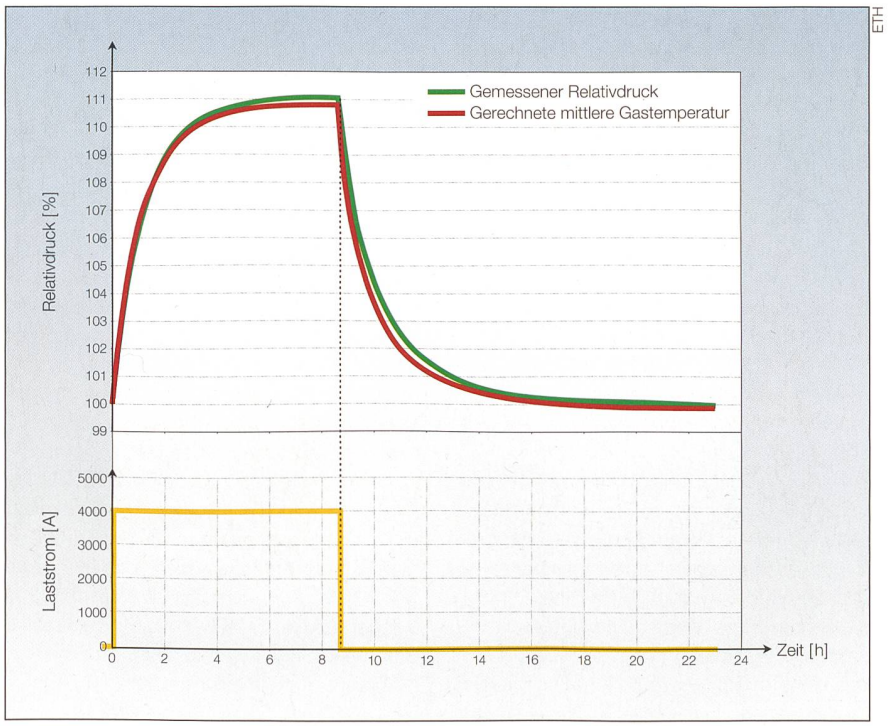
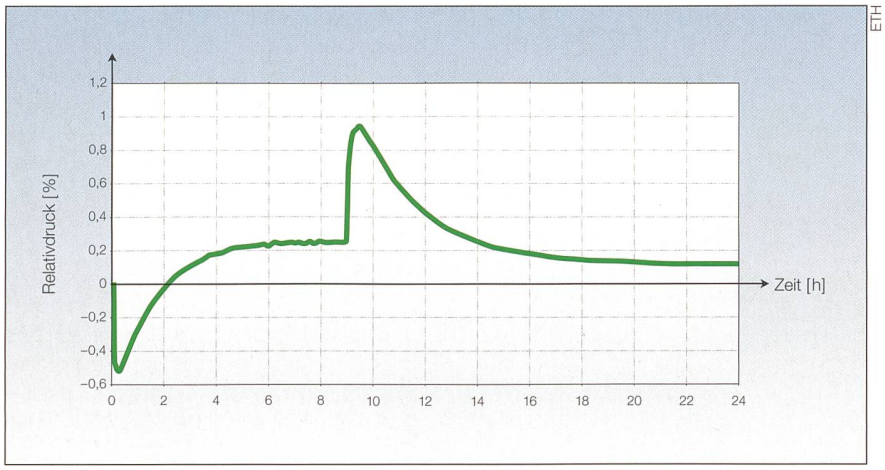


Bild 8 Druckmessung (grün), Drucksimulation (rot) und Laststrom (gelb) über 24 h.



ETH

Bild 9 Differenz zwischen Drucksimulation und Messung.

detektieren zu können. Dazu sind verschiedene Methoden denkbar. Heute wird meist eine auf statistischen Grundlagen basierende Filterung durchgeführt. Dies geschieht im einfachsten Fall durch eine Glättung der Messwerte, in aufwendigeren Fällen werden Vergleiche mit älteren Messreihen angestellt, beispielsweise mit der Messung am gleichen Tag des Vorjahrs oder mit einer Messung, bei der die klimatischen und elektrischen Bedingungen ähnlich waren. Letztere führt zwangsläufig zu einer stark verzögerten Diagnose. Eine weitere Möglichkeit ist, die Messergebnisse mit denen eines Gasraums identischen Typs unter gleichen Randbedingungen zu vergleichen. Während bei den erstgenannten Methoden ein Kompromiss zwischen Dämpfung der Fluktuation und Ansprechgeschwindigkeit getroffen werden muss, erfordert die letztgenannte Methode einen identischen Gasraum mit identischen Bedingungen, was nicht immer möglich ist. Bei 1-phasig gekapselten Anlagen besteht die Chance, dass die Messwerte der verschiedenen Phasen miteinander verglichen werden können. Steht die Anlage im Freien, ist diese Methode allerdings oft nicht möglich, da die Sonneneinstrahlung durch Schattenwurf unterschiedlich ist.

Hier hilft die modellbasierte Filtermethode: Die Messwerte werden mit einem internen, auf physikalischem Wissen aufbauenden Modell verglichen, das den zu erwartenden Normalzustand (also ohne Leck) der Schaltanlage nachbildet. So ist die Methode nicht auf ähnliche Gasräume angewiesen, mit denen die Messwerte verglichen werden müssen. Die Differenz zwischen der Modellvorhersage und dem tatsächlich gemessenen Wert sind die im Modell nicht berücksichtigten Fluktuationen im Messwert, also das Gasleck. Dieser Ansatz kann natürlich nur so gut sein, wie das Modell ist. Falsche physikalische Annahmen führen zu Diagnosefehlern. Wurde ein solches Modell aber sorgfältig entwickelt, ist die Filterwirkung hoch, was Versuche im Hochspannungslabor bestätigen.

Bild 7 zeigt den Aufbau des modellbasierten Filters. Unten links ist symbolisch eine GIS dargestellt. Diese ist mit einem Druck- oder Dichtesensor ausgestattet. Die Messwerte werden allerdings nicht direkt interpretiert, sondern mit einem Modell verglichen, das die GIS nachbildet (oben Mitte). Je nachdem, ob es sich um eine Druck- oder Dichtemessung handelt, muss ein entsprechendes Modell eingesetzt werden. Die Modelle benötigen Informationen über die Temperaturverteilung auf der GIS-Oberfläche. Diese können entweder direkt gemessen (messtechnisch aufwendig) oder mit einem Wärmenetzmodell (oben links) ausgerechnet werden. Das Wärmenetzmodell ist natürlich auf klimatische Informationen und auf die Kenntnis über den Laststrom angewiesen. Diese Methode wurde mit einem Beitrag an der Cigré Session 42 vorgestellt [15].

Das Dichtemodell baut auf einer numerischen CFD-Simulation auf. Vorgegeben ist die Temperaturverteilung auf der Oberfläche des Gasraums. Die Simulation errechnet daraus die entstehenden Strömungen und die Dichteverteilung. Zum Schluss interessiert der Gasdichtewert an der Position, wo sich der Dichtesensor befindet.

Obwohl diese Methode elegant klingen mag, ist sie voller Tücken. Hauptproblem sind Instabilitäten in der Strömung. Diese stellen hohe Anforderungen an die Qualität des Modells, was sich wiederum auf den Rechenaufwand auswirkt. Ein einzelnes Sammelschienenelement lässt sich mit vertretbarem Aufwand simulieren, eine grössere GIS mit Leistungsschalter, Trenner, Erder, Strom- und Spannungswandler stellt hingegen zu hohe Anforderungen an den Computer, als dass die Berechnung in Echtzeit durchgeführt werden könnte.

In diesem Zusammenhang zeigt sich der grösste Vorteil des Druckmodells: Die geringen Anforderungen hinsichtlich Computerleistung. Die Grundidee ist einfach: Wenn die Temperaturverteilung auf der Oberfläche des Gasvolumens bekannt ist, kann näherungsweise eine einfache Temperaturverteilung im Gas angenommen werden, die sich aus der Überlagerung von diffusiven und advektiven Termen ergibt, die für die Wärmeleitung und die natürlich Konvektion stehen. Streng genommen gilt zwar keine Linearität, und damit wäre die Superposition nicht möglich, doch aufgrund der gutmütigen Temperaturverteilung ist diese Vereinfachung trotzdem erfolgreich, wie Bild 8 zeigt. Die beiden Kurven sind praktisch deckungsgleich.

Bild 9 zeigt die gefilterte Druckmessung, was der Differenz zwischen Messung und Modellresultat entspricht. Die Druckfluktuationen können mit diesem Ansatz von 11% ohne Filterung auf 0,9% reduziert werden. Dies entspricht einer Filterwirkung von –22 dB.

Auf komplexe Anlagen erweitern

Obwohl die Versuche im Hochspannungslabor bisher nur an einem geometrisch einfachen Element durchgeführt wurden – der Gasraum hat im Wesentlichen die Form eines langen kreiszylindrischen Spalts – spricht nichts dagegen, das Verfahren auf komplexere Elemente anzuwenden. In einem ersten Versuch wurde das Sammelschienenelement um 90° in die Vertikale gekippt. Auch in diesem Fall war die Filterwirkung ausgezeichnet (maximale Druckfluktuation von 10% ohne Filter und 0,9% mit Filter). Was noch ausbleibt, ist der Nachweis, dass die Methode in der Praxis taugt: Entsprechende Feldversuche stehen noch aus. Insbesondere muss sich zeigen, ob die Modelle robust genug sind gegen nicht vorhergesehene Einflüsse auf die Temperaturverteilung im Gasraum. Zudem muss die Langzeitstabilität des gesamten Systems nachgewiesen werden.

Referenzen

[1] M. Kawada et al.: Monitoring System for Gas Density of GIS. International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Peking, 21.–24. April 2008.

[2] H. Gremmel, G. Kopatsch: ABB-Schaltanlagen-Handbuch. 10. Auflage, 1999, S. 497.

[3] E. Mikes, C. Jörg: Unterbrechungsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72,5 kV SF_6-gasisolierte Schaltanlage. FKH-VSE-Fachtagung, Uni Fribourg, 15. November 2006.

[4] F. Renaud: 220 kV Gas-Insulated Transmission Line – Palexpo Geneva Switzerland. IEEE

Power Engineering Society General Meeting, 13–17 July 2003.
[5] B. Chervy, H. Riad, A. Gleizes: Calculation of the Interruption Capability of SF_6-DF_4 and SF_6-C_2F_6 Mixtures – Part I: Plasma Properties. IEEE Transactions on Plasma Science, Vol. 24, February 1996.
[6] Canadian Electricity Association: Memorandum of Understanding an SF_6 Emission. www.canelect.ca.
[7] P. O'Connell et al.: SF_6 in the Electric Industry, Status 2000. Electra N° 200, Februar 2002.
[8] F. Moore et al.: Measured SF_6 Losses and its Influence on Age of Air Calculations. Proc. 9th Int. Symposium on Gaseous Dielectrics, Ellicot City ML, USA, Mai 2001.
[9] Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC: Climate Change 2001 – Synthesis Report. WG I – Technical Summary.
[10] C. Neumann: Aktueller Stand der SF_6-Diskussion in Deutschland. GIS-Anwenderforum, Darmstadt, 23. September 2003.
[11] E. Gärtner: Treibhausgas SF_6 erhitzt die Gemüter. VDI-Nachrichten, 17. Mai 2002.
[12] S. Wartmann, J. Harnisch: Reductions of SF_6 Emissions from High and Medium Voltage Electrical Equipment in Europe. Ecofys GmbH, Nürnberg, 28. Juni 2005.
[13] IEC: High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 203: Gas-Insulated Metal-Enclosed Switchgear for rated Voltages above 53 kV. Publikation 62271-203, November 2003, S. 41, Abschnitt 5.12.102.
[14] J. Grehn: Metzler Physik. 2. Auflage, 1991, S. 145.
[15] L. Graber, T. Thronicker: Thermal-Network Simulations and Computational Fluid Dynamics for Effective Gas Leakage Detection in SF_6 Switchgear. Cigré Session 42, Paris, 24.–29. August 2008.

Résumé

Le SF_6 dans la technique à haute tension

Conscience des responsabilités et nouveau concept de monitoring. Le changement climatique et les gaz à effet de serre sont actuellement des sujets très discutés. Mais non seulement le CO_2, même le SF_6 employé dans la technique à haute tension est un gaz à effet de serre. Afin de réduire les émissions, on utilise des systèmes de surveillance qui donnent l'alarme dès qu'il y a la moindre fuite. La première partie de l'article expose les bases des installations de couplage isolées au gaz. La seconde partie présente une méthode pour mesurer et surveiller les émissions avec une plus grande précision.

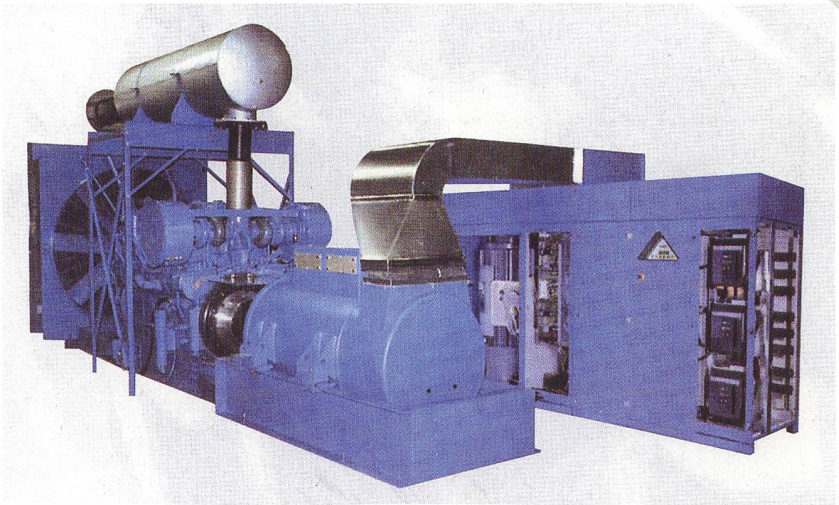
Angaben zu den Autoren

Lukas Graber ist seit 2004 Doktorand in der Fachgruppe Hochspannungstechnologie der ETH Zürich. Vorher hat er bei Technocon AG als Elektroingenieur in der Entwicklung von Frequenzumrichtern der MW-Klasse gearbeitet.
ETH, 8092 Zürich, lgraber@eeh.ee.ethz.ch

Matthias Kudoke arbeitet seit 1997 bei ABB Schweiz AG in Zürich und ist Gruppenleiter «Studien und Analysen» für gasisolierte Schaltsysteme. Vorher war er 5 Jahre Entwicklungsingenieur bei AEG Hochspannungs-Schaltgerätetechnologie in Kassel.
ABB Schweiz AG, 8048 Zürich, matthias.kudoke@ch.abb.com

Dieses Projekt wurde durch zahlreiche technische und wissenschaftliche Mitwirkende unterstützt, ganz besonders von Prof. Klaus Fröhlich vom Hochspannungslabor der ETH Zürich, Prof. Hubert Sauvain von der EIA Fribourg und Alexander Meier vom Institut für Fluiddynamik der ETH Zürich.

Statische oder dynamische USV-Systeme
mit oder ohne integriertem Diesel-
oder Gas-Motor und
Kurzzeit Energiespeicher(Powerbridge)



Leistungsbereich
statisch 3 - 4000 kVA
bei Parallelbetrieb
dynamisch 150 kVA - 40 MVA
bei Parallelbetrieb

gebrüder meier ag
elektrische maschinen und anlagen

Allmendstrasse 10
8105 Regensdorf
Tel. 044 870 93 93
Fax 044 870 93 94
E-mail: info@gebrueder-meier.ch

Buchsweg 2
3052 Zollikofen
Tel. 031 915 44 44
Fax 031 915 44 49

Bureau Suisse romande
1610 Oron-la-ville
Tel. 021 907 88 22
Fax. 021 907 88 21

Emmenweid
6021 Emmenbrücke
Tel. 041 209 60 60
Fax 041 209 60 40

Internet: www.gebrueder-meier.ch

SCHLÜSSELFRAGE FÜR DIE ZUKUNFT

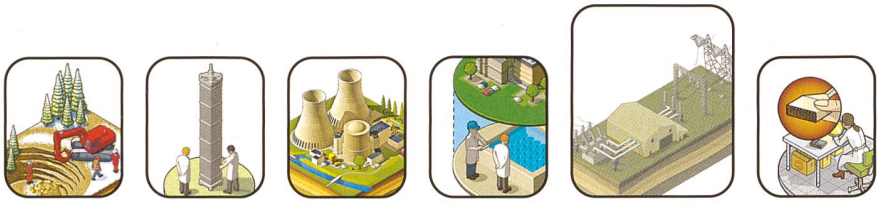
Wer sichert Ihre elektrische **Energieversorgung**?

AREVA T&D Experten, Ihre bewährten Partner.

Seit über 100 Jahren erarbeiten wir für Sie maßgeschneiderte Lösungen für Ihre Energieversorgung. Unsere Fachkompetenz in der Energieübertragung und –verteilung ist Grundlage der industriellen Entwicklung und garantiert Millionen von Menschen weltweit eine sichere und zuverlässige Stromversorgung.

AREVA T&D bietet Ihnen die Erfahrung und das Know-how an innovativen Produkten, Systemen und Dienstleistungen: kundenindividuell, termingerecht und von hoher Qualität.

AREVA T&D AG, Carl-Sprecher-Strasse 3, 5036 Oberentfelden
Tel. 062 737 33 33 Fax 062 737 31 80 - **www.areva.com**



AREVA