

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 88 (1997)

Heft: 21

Artikel: Kurzschlüsse zwischen zwei Spannungsebenen : Möglichkeiten der Analyse von Störfällen mittels Netzberechnungen

Autor: Castelli, Giovanni

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902255>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Moderne Netzberechnungsprogramme bieten die Möglichkeit, auch komplexe Fehlerarten wie Kurzschlüsse zwischen Spannungsebenen nachzubilden. Dies kann genutzt werden, um real aufgetretene Störfälle rechnerisch nachzuvollziehen und auf diese Weise vertiefte Erkenntnisse über den Ablauf der Vorgänge zu erhalten. Anhand eines Beispiels aus der Praxis wird im folgenden ein gangbarer Weg zur Analyse einer Störung mittels quasistationären Kurzschlussstrom-Berechnungen aufgezeigt.

Kurzschlüsse zwischen zwei Spannungsebenen

Möglichkeiten der Analyse von Störfällen mittels Netzberechnungen

■ Giovanni Castelli

In Energieversorgungsnetzen werden in der heutigen Zeit immer häufiger mehrere Übertragungssysteme am gleichen Tragwerk von Freileitungen montiert, sei es um die Kosten für ein neues Trasse zu sparen oder weil aus diversen Gründen wie gesetzlichen Randbedingungen, Landschaftsschutz oder wegen mangelnder Akzeptanz kein zusätzliches Trasse mehr gefunden wird. In vielen Fällen haben die Systeme unterschiedliche Netzennennspannungen und bei Gemeinschaftsleitungen mit der mitteleuropäischen $16^{2/3}$ -Hz-Bahnstromversorgung auch unterschiedliche Frequenzen. In Schaltanlagen von Unterwerken oder Unterstationen findet man ebenfalls Systeme mit unterschiedlichen Spannungsebenen geometrisch nahe beieinander. Durch Wind, Schnee- oder Eislast, Schäden an der Befestigung oder äussere Einflüsse können sich einzelne Freileitungsseile oder Anlagenteile berühren oder so annähern, dass es zu einem Überschlag

kommt. Leitende Verbindungen können auch durch fremde Gegenstände oder Tiere, die aus irgendwelchen Gründen zwischen die Anlagenteile geraten, entstehen.

Betrachtet man die Gesamtheit aller Störungen durch Kurzschlüsse, so stellt man fest, dass in den meisten Fällen nur *eine* Spannungsebene beteiligt ist. Diese «Standardfehler», der dreipolige Kurzschluss, der zweipolige Kurzschluss mit und ohne Erdberührung sowie der häufigste Fall des einpoligen Erdschlusses, sind in der Literatur gut dokumentiert und werden in der Schutztechnik gut beherrscht.

In diversen Netzen haben sich aber doch schon einige folgenschwere Störungen durch Kurzschlüsse zwischen mehreren Spannungsebenen ereignet. Leider findet man in der Literatur kaum Beiträge, die sich direkt mit der Berechnung und den Folgen dieser Kurzschlussart auseinandersetzen. Im Gespräch mit Fachleuten kann man ebenfalls eine grosse Unsicherheit heraushören, wenn es um derartige Störungen geht; sie werden als «komplex, extrem unübersichtlich und im Verständnis unterschätzt» beschrieben.

Abhängig von den Erdungsverhältnissen, der Vermaschung zwischen den Teil-

Adresse des Autors

Dr. Giovanni Castelli, Dipl. El.-Ing. ETH
Netzinfrastruktur, Fachassistenz Planung
Aargauisches Elektrizitätswerk (AEW)
Obere Vorstadt 40, 5001 Aarau

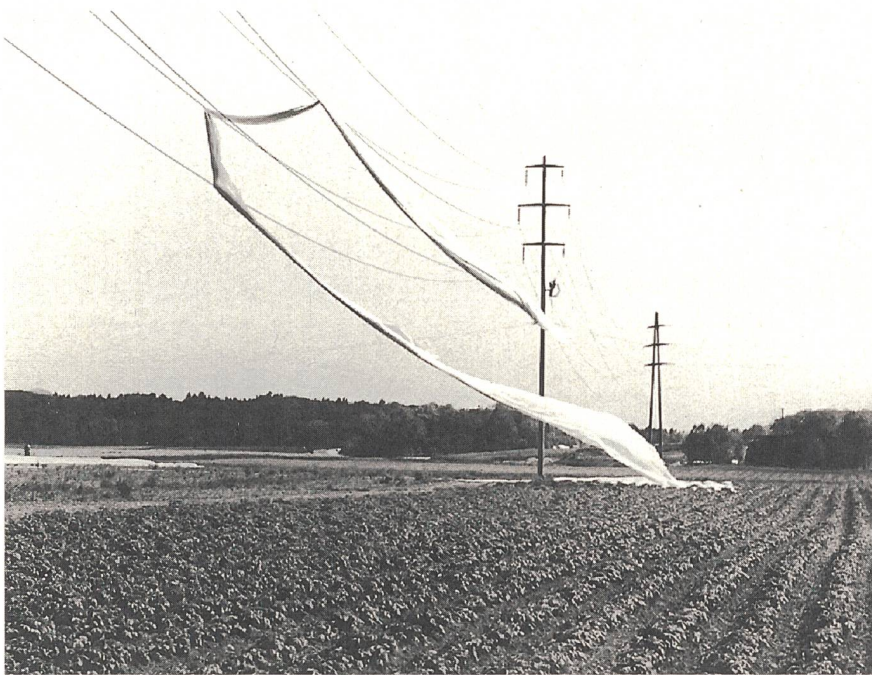


Bild 1 Kunststoffolie als Ursache eines Fehlers zwischen zwei Spannungsebenen

netzen, dem Kurzschlussort, den kurzgeschlossenen Phasen, der Phasenverschiebung beim Normalbetrieb oder anderen Randbedingungen sind entweder hohe Ströme oder Überspannungen zu erwarten, die dann weitere Störungen nach sich ziehen. Sobald einmal das Verhalten bei Fehlern zwischen zwei oder mehr Spannungsebenen verstanden wird und die Auswirkungen auf das Energieverteilungsnetz bekannt sind, können die Schutzkonzepte überprüft, allenfalls angepasst oder weitere Massnahmen vorgesehen werden, damit auch diese selteneren Fehlerfälle sicher beherrscht werden.

In der Dissertation des Autors [1] wird einigen dieser Fragen nachgegangen. Unter anderem wurde ein Algorithmus entwickelt, der es erlaubt, beliebige Fehlerarten frei zu definieren und so auch Kurzschlüsse zwischen zwei Spannungsebenen mittels quasistationärer Berechnungsprogramme zu modellieren. Dank der Netzberechnung sollte es möglich sein, auch diese komplexen Vorgänge dem Verständnis näherzubringen. Um den Nutzen solcher Studien aufzuzeigen sowie die Verwendbarkeit des Algorithmus nachzuweisen, wurde eine Störung simuliert, die sich am 22. Mai 1993 im Netz des Aargauischen Elektrizitätswerks ereignete. Die nachfolgenden Ausführungen sind ein Auszug aus der oben erwähnten Arbeit [1] und beschreiben den Ablauf der Störung, das Vorgehen bei der Netzstudie sowie die Schlussfolgerungen aus den Berechnungen.

Störung aus dem Jahre 1993

Am Samstagnachmittag, 22. Mai 1993, wurde in Niederwil AG bei schönem, aber ziemlich windigem Wetter eine Kunststoffabdeckung aus einer nahegelegenen Gärtnerei fortgeweht. Sie blieb in der NOK/AEW-Gemeinschaftsleitung Niederwil–Birr hängen (Bild 1). Da die feuchte Folie mit Erde und Dünger verschmutzt war, konnte sich ein Lichtbogen bilden. Durch die Einwirkung der 50-kV-Spannung der NOK-Leitung auf das 16-

kV-Mittelspannungsnetz des AEW explodierten in einem weiten Umkreis mehrere Überspannungsableiter. Eine nahe am Fehlerort gelegene Trafostation wurde vollständig zerstört. Ausserdem wurden ungewöhnlich viele Schäden im Niederspannungsnetz registriert. In diesem Zusammenhang blieben die folgenden Fragen offen, die durch die Anwendung des Netzberechnungsprogramms geklärt werden sollen:

- Welche Phasen waren tatsächlich betroffen? Gemäss einer Aussage wurde ein Überschlag auf die Phase T des Mittelspannungsnetzes vermutet.
- Können die Überspannungsableiter als Folge der anstehenden Spannung überhaupt ansprechen?
- Gibt es einen Hinweis auf die Stellen im Netz, an denen die Überspannungsableiter in einem solchen Fall ansprechen werden?
- Gibt es eine plausible Erklärung für die Schäden im Niederspannungssystem?

Bei der Nachbearbeitung wurde versucht, mittels der vorhandenen Aufzeichnungen sowie aufgrund plausibler Vermutungen den Vorgang zu simulieren. Zur Verfügung standen Polizeirapporte, Handnotizen, Meldungen über die entstandenen Schäden, Protokolle sowie Aufzeichnungen von Störschreibern in entfernten Stützpunkten.

Der Fehlerort liegt auf der 16-kV-Leitung Bremgarten–Fischbach, in einer Entfernung von ungefähr 8,5 km vom Unterwerk (UW) Bremgarten (Bild 2).

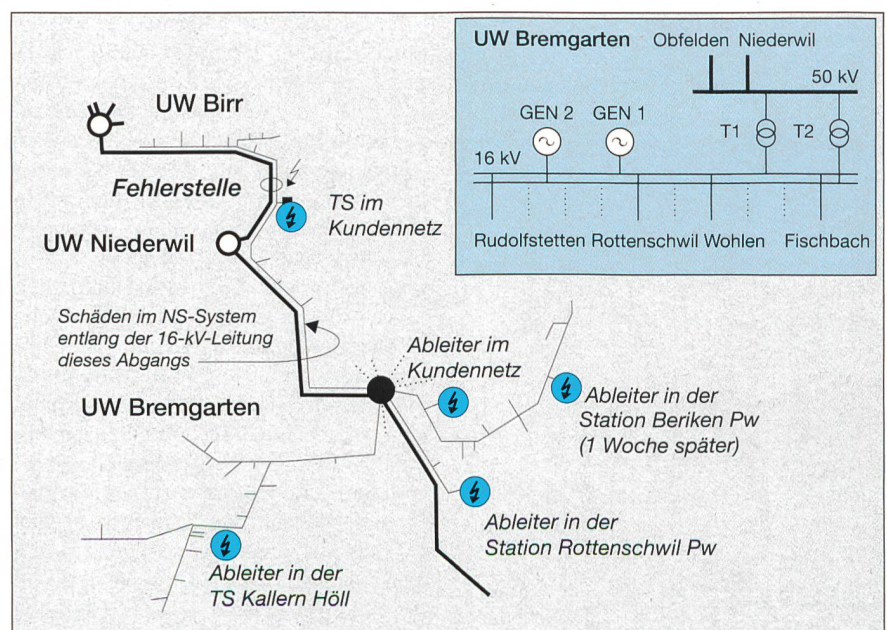


Bild 2 Netztopologie im Bereich des Fehlerorts

Eingetragen sind die Orte im 16-kV-Teilnetz, an denen Schäden festgestellt wurden.

Die Leitung führt über weite Teile parallel zur 50-kV-Leitung Niederwil–Bremgarten und Niederwil–Birr. Aus Sicht der 50-kV-Leitung befindet sich der Fehlerort rund 2 km entfernt vom UW Niederwil.

Die Trafostation, welche zerstört wurde, befand sich nahe der Fehlerstelle an einer Zuleitung im Stich. An allen Abgängen, die wie die betroffene Leitung an der Sammelschiene 1 des UW Bremgarten zugeschaltet waren, wurden Überspannungsableiter beschädigt (Bild 2):

- in der Trafostation Kallern des Abgangs Wohlen
- in der Station Rottenschwil-Pumpwerk des Abgangs Rottenschwil
- im Kundennetz von Zufikon des Abgangs Rudolfstetten

Interessant dabei ist, dass im Unterwerk Bremgarten selbst keine Ableiter ersetzt werden mussten. In der Station Berikon Pw kam es erst eine Woche später zum Ausfall der Ableiter. Ein Zusammenhang mit dem vorliegenden Fall ist zu vermuten. Die Abgänge der Sammelschiene 2 wurden nicht beeinflusst.

Im 16-kV-Netz wurde der Fehler nach ungefähr 130 ms mit der Meldung «Erdschluss» und «Kurzschluss» abgeschaltet. Nach 300 ms erfolgte die erste erfolglose Wiedereinschaltung. Auch im 50-kV-Netz wurde der Fehler sehr schnell abgeschaltet, und es erfolgte anschliessend eine erfolgreiche Wiedereinschaltung.

Die Modellierung der Hoch- und Mittelspannungsnetze

In der Umgebung der vom oben beschriebenen Fehler betroffenen Bereiche wurde das Netz mit Neplan 2000 gemäss dem allgemein üblichen Netzmodell für Kurzschlussstrom-Berechnungen nachmodelliert. Eine Beschreibung der Modelle für die Netzelemente findet man in vielen Lehrbüchern [2–4] und Fachartikeln [5]. Bild 2 zeigt die Netztopologie im Bereich des Fehlerorts. Das gesamte simulierte Teilnetz besteht aus rund 360 Knoten sowie 610 Elementen wie Leitungen, Transformatoren und Netzeinspeisungen.

Das 50-kV-Netz ist vermascht und nichtwirksam geerdet. Die nächstgelegenen Stützpunkte sind die Unterwerke Niederwil und Birr. Die übergeordnete Versorgung aus dem 220-kV-Netz wurde mit mehreren Netzeinspeisungen nachgebildet. Die Nullimpedanzen dieser Netzeinspeisungen wurden derart angepasst, dass sich die durch die NOK berechneten

Erdschlussströme sowohl im UW Birr als auch im UW Niederwil annähernd einstellen.

Das 16-kV-Teilnetz wird vollständig vom UW Bremgarten aus gespeist, wo sich der 50/16-kV-Transformator befindet. Es wird mit isoliertem Sternpunkt betrieben. Das Nullsystem ist damit im wesentlichen durch die Leitungskapazitäten bestimmt. Im Betrieb wird der Schaltzustand so gewählt, dass der Erdschlussstrom 300 A nicht überschreitet. Im vorliegenden Fall waren die Abgänge Rudolfstetten, Rottenschwil, Wohlen und Fischbach an der Sammelschiene 1 zu einem Teilnetz zusammengeschaltet.

Die wesentlichsten Daten des 50/16-kV-Transformators im UW Bremgarten konnten den vorhandenen Prüfprotokollen entnommen werden. Die Sternpunkte des Yy-Transformators sind weder auf der Ober- noch auf der Unterspannungsseite geerdet. Ebenfalls mitberücksichtigt wurde ein 10-MVA-Generatorblock des Kraftwerks Bremgarten-Zufikon, welcher direkt in das 16-kV-Netz einspeist.

Die Berechnungen der Standardkurzschlüsse mit diesem Netzmodell ergaben die für das 16-kV-Netz realistischen Werte gemäss Tabelle I.

Hypothesen zur Fehlerart

Die grösste Unsicherheit in der Nachbearbeitung lag bei der Modellierung der Fehlerart. Hier war man am stärksten auf Annahmen angewiesen. Aufgrund der Fotografie (Bild 1) und nach Konsultation der Phasenbilder auf diesem Leitungsabschnitt wird ein Zweiphasenkurz-

Ort	3pol. KS	Erdschluss
	I_k [kA]	I_{kE} [A]
UW Bremgarten, SS 1	7,8	164
Fehlerstelle	3,1	169

Tabelle I Resultate der Berechnung von Standardkurzschlüssen im verwendeten Netzmodell

schluss zwischen den Phasen S und T (L2 und L3) des 50-kV-Netzes mit einer Verbindung zur Phase S (L2) des 16-kV-Netzes vermutet. Andererseits deuten die mittels Störschreibern im entfernten UW Beznau registrierten Spannungen eher auf einen Einphasenerdschluss hin. In der Berechnung wurde daher von zwei komplexen Fehlerhypothesen ausgegangen:

Fehlerhypothese 1: Kurzschluss zwischen dem 50-kV-Netz, Phase S, und dem 50-kV-Netz, Phase T, sowie dem 50-kV-Netz, Phase S, und dem 16-kV-Netz, Phase S.

Fehlerhypothese 2: Kurzschluss zwischen dem 50-kV-Netz, Phase T, und dem 16-kV-Netz, Phase S.

In beiden Fällen wurde zusätzlich ein Erdschluss im Mittelspannungsnetz nachsimuliert. Bei beiden Fehlerhypothesen wurde versucht, das beschriebene Verhalten und die registrierten Schäden aufgrund der Resultate plausibel nachzuvollziehen. Zur Berechnung dieser komplexen Fehlerarten wurde das Überlagerungsverfahren gewählt.

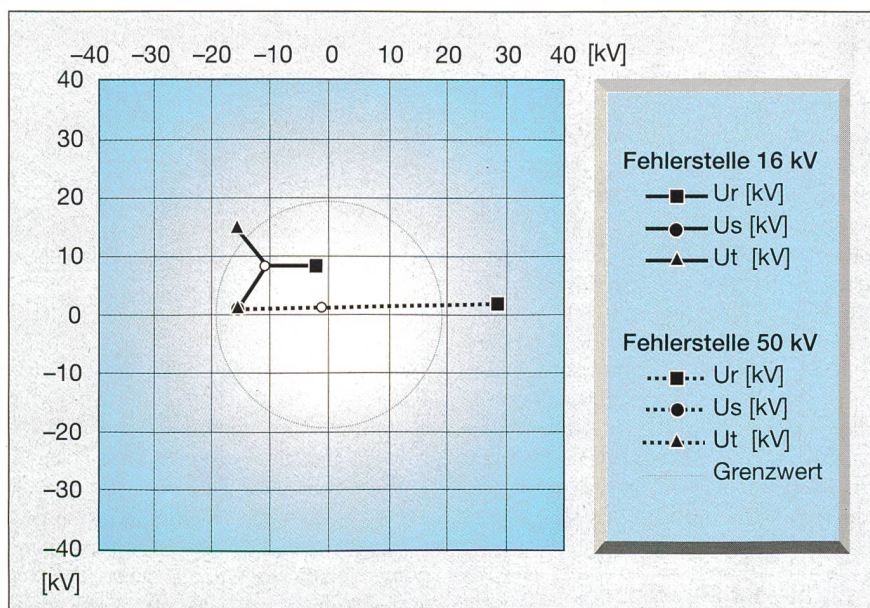


Bild 3 Spannungsvektoren am Fehlerort bei der Fehlerhypothese 1

Die Endpunkte der Phasen U_s und U_t des 50-kV-Netzes und der Phase U_s des 16-kV-Netzes liegen übereinander. Der Kreis entspricht der maximalen Dauerbetriebsspannung U_c der im 16-kV-Netz eingesetzten SiC-Funkstreckenableiter.

Resultate der Berechnung bei der Fehlerhypothese 1

Die Resultate der Berechnung am Kurzschlussort für die Fehlerhypothese 1 ersieht man aus Bild 3. Dargestellt sind die Spannungen der einzelnen Phasen in der komplexen Ebene.

Das NOK-Netz würde sich ähnlich wie bei einem zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung verhalten. Die Phasen *S* und *T* fallen am Fehlerort zusammen und erreichen wegen des hohen Kurzschlussstroms von 14 kA nur noch rund 16 kV. Das Spannungsdreieck verlagert sich nur sehr wenig.

Auf der Mittelspannungsseite verlagert sich das Spannungsdreieck, so dass die Phase *S* mit der Phase *S* und *T* des 50-kV-Netzes zusammenfällt. Abgesehen von dieser Verlagerung sind die Spannungen des 16-kV-Netzes nur wenig beeinflusst und an allen Knoten praktisch gleich. Diese Verlagerung kann sich wegen der Schaltgruppe der Netztransformatoren nicht auf die Niederspannung übertragen. Der Kreis, der in Bild 3 eingezeichnet ist, bezeichnet die maximale Dauerbetriebsspannung U_c der SiC-Funkenstreckenableiter, die im AEW-Netz vorwiegend eingesetzt waren. Der Grenzwert liegt bei 19,5 kV.

Obwohl der Fehler an der Phase *S* liegt, überschreitet einzig die Phase *T* diesen Grenzwert. Trotzdem ist nicht zu erwarten, dass dadurch in der nahegelegenen Trafostation ein Kurzschluss eingeleitet wird oder dass die Überspannungsableiter dieser Phase ansprechen. Allenfalls wäre ein Ansprechen wegen einer transienten Überspannung denkbar; unangenehm bei Funkenstreckenableitern wäre dann bekanntlich deren Folgestrom gewesen. Dieser kann sich einstellen, wenn die temporäre Überspannung die maximale Betriebsspannung überschreitet und der Ableiter angesprochen hat.

Aus der quasistationären Berechnung unter der Annahme der Fehlerhypothese 1 kann also keine zwingende Begründung für die registrierten Vorfälle und Schäden gefunden werden. Nachdem auch aus den Störschreiberaufzeichnungen keinerlei Hinweise auf einen zweipoligen Kurzschluss im 50-kV-Netz gefunden wurden, müssen die Annahmen der Fehlerhypothese 1 als nicht zutreffend verworfen werden.

Resultate der Berechnung bei der Fehlerhypothese 2

Diese Fehlerhypothese berücksichtigt die mittels Störschreibern im entfernten UW Beznau registrierten Spannungen,

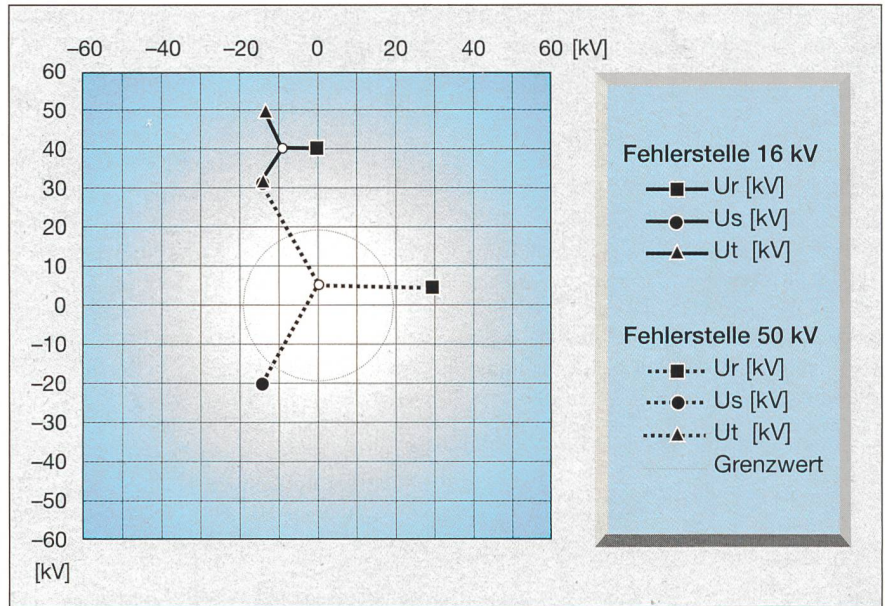


Bild 4 Spannungsvektoren am Fehlerort bei der Fehlerhypothese 2

Die Endpunkte der Phase U_s des 50-kV-Netzes und der Phase U_s des 16-kV-Netzes liegen übereinander. Der Kreis entspricht der maximalen Dauerbetriebsspannung U_c der im 16-kV-Netz eingesetzten SiC-Funkenstreckenableiter.

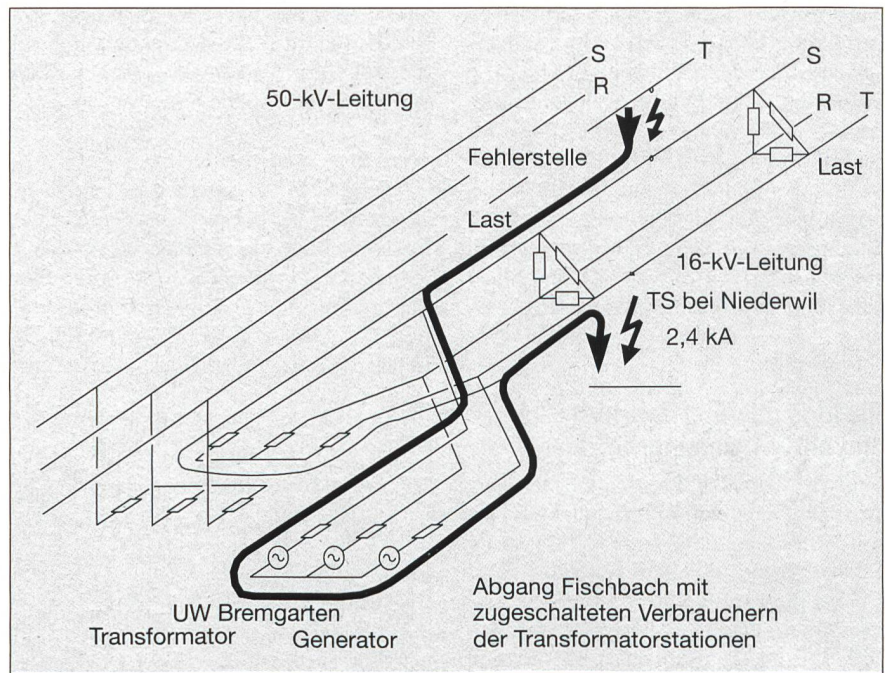


Bild 5 Stromfluss bei der Fehlerhypothese 2a

welche eher auf einen Einphasenerdschluss in der Phase *T* hinweisen. Der schlimmste Fall im Mittelspannungsnetz ist wiederum eine Verbindung zur Phase *S*.

Bei der Fehlerhypothese 2 stellen sich am Fehlerort die Spannungen gemäss Bild 4 ein. Auch hier bleibt das Spannungsdreieck im Mittelspannungssystem erhalten, hingegen verlagert sich dieses so stark, dass sich insbesondere in der Phase *T* eine hohe Spannung gegen Erde einstellt. Diese Spannung überschreitet auch die Ansprechspannung der 19,5-kV-

Ableiter, die im Bereich von 36–42 kV liegt. Der Kurzschlussstrom ist zur Hauptsache durch die Leitungskapazitäten im isoliert betriebenen Mittelspannungsnetz bestimmt und beträgt 670 A. Die hohe Spannung dürfte auch die Ursache für weitere Kurzschlüsse in der nahegelegenen Transformatorstation gewesen sein, die letztendlich zu deren Zerstörung geführt haben.

In der Folge wurde in der Berechnung zusätzlich ein Erdschluss in der Phase *T* dieser nahegelegenen Station simuliert.

Die erweiterte Fehlerbeschreibung sieht also folgendermassen aus:

Fehlerhypothese 2a: Kurzschluss zwischen dem 50-kV-Netz, Phase *T*, und dem 16-kV-Netz, Phase *S*, sowie dem 16-kV-Netz, Phase *T*, und Erde (in der nahegelegenen Station).

Die Ströme fliessen vom Fehlerort (Phase *S*) über das Unterwerk zur Phase *T*. Dabei übernimmt der angeschlossene Generator einen grossen Teil dieses Kurzschlussstroms (Bild 5). Die Schutzrelais im Unterwerk Bremgarten messen (in Übereinstimmung mit den registrierten Ablesungen) einen zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung.

Bild 6 zeigt die Spannungsvektoren bei dieser Fehlerannahme. Die Spannungen im 16-kV-System brechen zusammen, und die Zerstörung der Ableiter lässt sich kaum mehr begründen. Allerdings wurde der Fehlerwiderstand über die Folie wie auch der Erdungswiderstand der Transformatorstation vernachlässigt.

Ein anderes Bild ergibt sich, wenn sowohl der Lichtbogenwiderstand entlang der Folienoberfläche als auch der Erdungswiderstand bei der Transformatorstation (TS) mitberücksichtigt werden. Für den in der Realität schwer zu bestimmenden Lichtbogenwiderstand wurde zwischen der Phase *T* der 50-kV-Leitung und der Phase *S* des Mittelspannungsnetzes ein Wert von $0,5 \Omega$ angenommen. Der Erdungswiderstand in der TS wurde auf 8Ω gesetzt. Beide Werte liegen durchaus im Bereich des Möglichen und bringen die beste Übereinstimmung mit der Störschreiberaufzeichnung. Bei diesem Spezialfehler mit Übergangswiderstand berechnet das Programm bei einem Kurzschlussstrom von $2,5 \text{ kA}$ die in Bild 7 gezeigten Spannungen.

Als Folge des Erdübergangswiderstandes stellt sich die Spannung über der Phase *T* im Mittelspannungsnetz auf ungefähr 21 kV ein. Bei Stationen, die ausserhalb des Spannungstrichters der vom Erdschluss betroffenen Transformatorstation liegen, dürfte sich diese Spannung voll auswirken. Dies bedeutet für die weit entfernten Transformatorstationen, dass die temporäre Überspannung die maximale Betriebsspannung der Ableiter überschreitet. Da diese Ableiter mit grösster Wahrscheinlichkeit angesprochen haben, ist es denkbar, dass sich dort ein Folgestrom gebildet hat, der zu deren Zerstörung beigetragen hat.

Die Ableiter im Unterwerk Bremgarten wurden nicht zerstört. Da die Mittelspannungsanlage dort auf 20 kV aus-

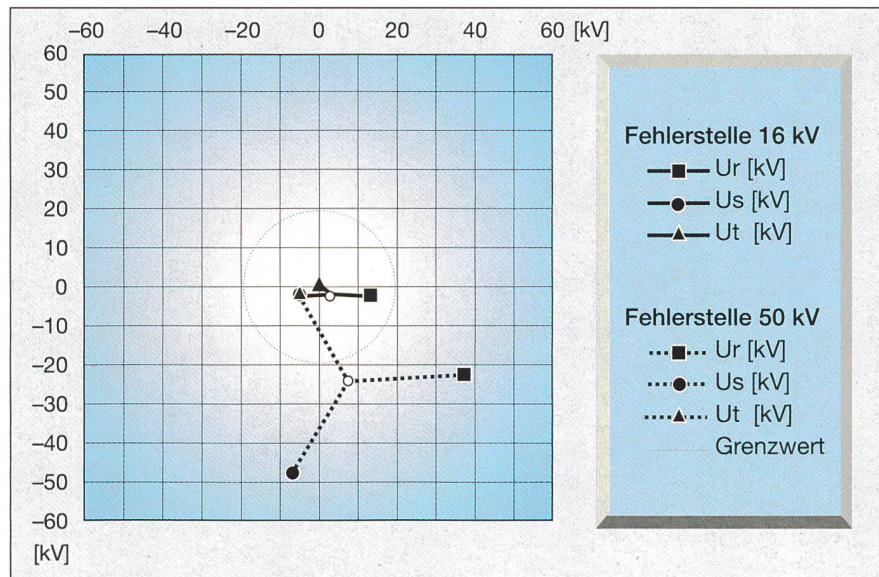


Bild 6 Spannungsvektoren am Fehlerort bei der Fehlerhypothese 2a

Die Endpunkte der Phase U_t des 50-kV-Netzes und der Phase U_s des 16-kV-Netzes liegen übereinander. Der Kreis entspricht der maximalen Dauerbetriebsspannung U_c der im 16-kV-Netz eingesetzten SIC-Funkenstreckenableiter.

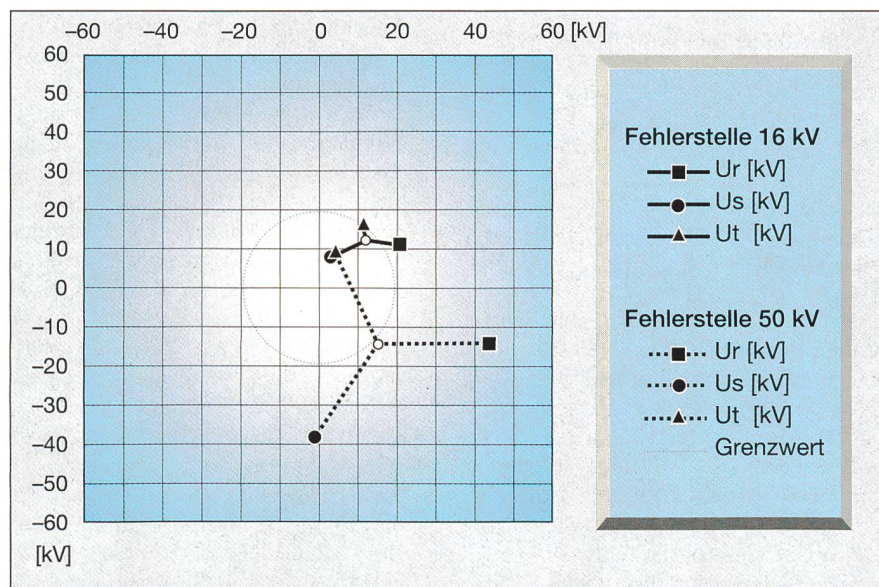


Bild 7 Spannungsvektoren am Fehlerort bei Fehlerhypothese 2a

Im Vergleich mit Bild 6 wurde zusätzlich ein Lichtbogenwiderstand von $0,5 \Omega$ und ein Erdungswiderstand von 8Ω angenommen. Der Kreis entspricht der maximalen Dauerbetriebsspannung U_c der im 16-kV-Netz eingesetzten SIC-Funkenstreckenableiter.

gebaut ist, gelangten Ableiter mit einer maximalen Betriebsspannung von 24 kV zum Einsatz, so dass diese die temporäre Überspannung problemlos aushalten konnten.

Verhältnisse nach Abschalten der Leitung Fischbach

Wird die Leitung Fischbach durch die Schutzrelais abgeschaltet, fehlt die niederohmige Verbindung über den Generator und Transformator des UW Bremgarten. Der Fehlerstrom wird über die angeschlossenen Verbraucher gezwungen

(Bild 8). Sofort verkleinert sich der Fehlerstrom auf 290 A , und die Spannung im 50-kV-Netz nimmt praktisch die normalen Werte wieder an. Auf der abgeschalteten Leitung erhält man zwischen den Phasen *S* und *T* im 16-kV-Netz hohe Spannungen, welche sich ins Niederspannungsnetz übertragen (Tabelle II). Neben einer starken Sättigung, die in den Netztransformatoren zu erwarten ist, liefert diese Berechnung eine klare Überspannung in der Phase *S* des Niederspannungssystems. Dies kann die zahlreichen Schadensmeldungen dort erklären.

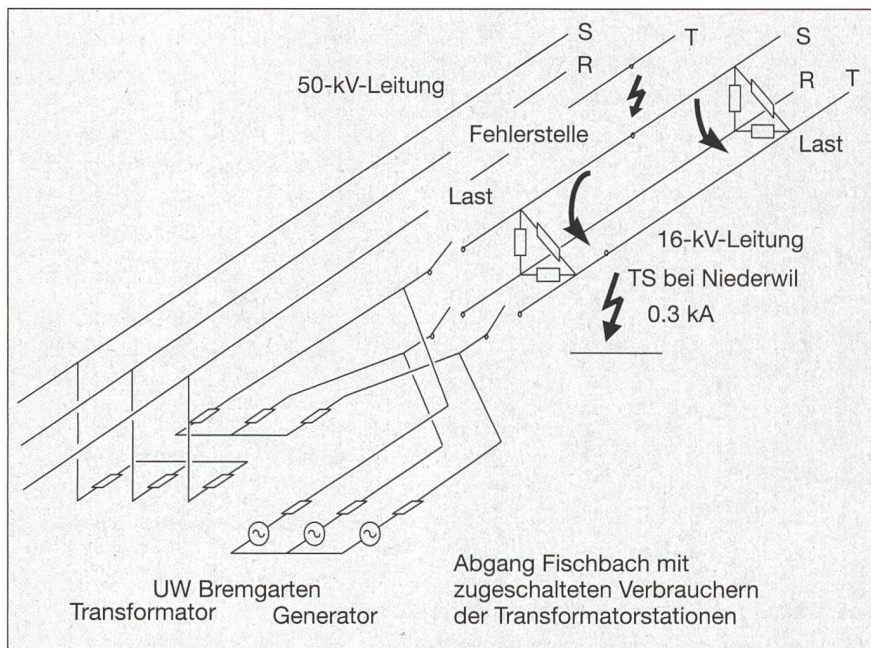


Bild 8 Stromfluss bei der Fehlerhypothese 2a und abgeschalteter Leitung Fischbach

Erkenntnisse aus dem gerechneten Störfall

Die vorliegende Anwendung der frei programmierbaren Fehlerarten in der Netzberechnung erlaubt zwar keine abschliessende Beurteilung; dennoch scheint der folgende Ablauf der Störung plausibel zu sein:

- Die Folie wird durch den Wind in die Gemeinschaftsleitung geweht und berührt zunächst die Phase S der Mittelspannungs- und die Phase T der Hochspannungsleitung.
- Es bildet sich ein Lichtbogen entlang der Folie, was im Mittelspannungsnetz insbesondere in der Phase T zu massiven Überspannungen führt.
- Die Überspannung bringt die Ableiter der Phase T, eventuell auch in der Phase S, zum Ansprechen. In der nahegelegenen Trafostation kommt es ebenfalls in der Phase T zu einem Erdschluss, der stehenbleibt.
- Wegen des Erdungswiderstandes der betroffenen Trafostation bleibt die

- Spannung in der Phase T über 20 kV. In den Ableitern der entfernten Trafostationen fliesst ein Folgestrom, der diese zur Zerstörung bringt.
- Nach rund 130 ms wird die Leitung Fischbach wegen Erdschluss und Kurzschluss abgeschaltet.
- Der Fehlerstrom sinkt ab (allerdings erst 300 ms später; möglicherweise hat sich auch in der Phase S ein Erdschluss gebildet, der dann gelöscht hat).
- Es erfolgt die erste Wiedereinschaltung im 16-kV-Netz. Sofort erscheint wieder der hohe Erdschlussstrom, und die 50-kV-Spannung der Phase T sinkt wieder auf etwa den halben Wert.
- Nach dem erneuten Abschalten der 16-kV-Leitung im UW Bremgarten stellt sich der kleine Fehlerstrom wieder ein. Dieser Zustand bleibt bis zum Abschalten der NOK-Leitung stehen. Während dieser Zeit werden mehrere Geräte im Niederspannungssystem zerstört.
- Die Störschreiberaufzeichnung zeigt nach erfolgter Wiedereinschaltung nochmals den Erdschluss mit erhöhtem Strom. Da die 16-kV-Leitung zu diesem Zeitpunkt nicht wieder zugeschaltet wurde, wird vermutet, dass der Erdschluss – zum Beispiel in der Trafostation – auf die anderen Phasen übergreifen hat oder dass die Folie weitere Kurzschlussverbindungen, zum Beispiel direkt zur Phase T des 16-kV-Netzes, gebildet hat.

Phase	16-kV-Seite		0,4-kV-Seite	
	[kV]	[Grad]	[V]	[Grad]
R	16,4	100,7	194	131,7
S	28,7	114,6	385	- 63,2
T	2,3	88,3	204	102,7

Tabelle II Spannungen an einem mit der abgeschalteten Leitung Fischbach verbundenen Netztransformator

Dieser Ablauf ist aber nur eine denkbare Erklärung, die bisher am besten auf die vorhandenen Dokumente passt. Wei-

tere denkbare Fehlerhypothesen wurden nicht mehr untersucht.

Die Berechnung des Vorfalls hat aber noch andere Punkte aufgezeigt, die für zukünftige Studien Bedeutung haben können:

- Die detaillierte Nachbildung des Netzes ist von wesentlicher Bedeutung. Insbesondere dürfen weder Einspeisungen noch Elemente im Nullsystem vernachlässigt werden.
- Die Modellierung der Last beeinflusst die Resultate. Dies zeigte sich insbesondere bei der Berechnung mit abgeschalteter Leitung.
- Das Hauptproblem der Studie war die wirklichkeitsgetreue Nachbildung des Fehlers. Hier war man am stärksten auf Mutmassungen angewiesen.
- Die Registrierung von Strömen und Spannungen im Mittelspannungsnetz kann dazu beitragen, den Vorgang möglichst nahe an der Realität zu simulieren.

Im weitem erwies sich die Handhabung des Moduls für frei programmierbare Fehler als robust und einfach anwendbar. Die Rechenzeiten bewegten sich im Rahmen einer Berechnung unsymmetrischer Standardfehler.

Die Berechnung der quasistationären Vorgänge kann also gewisse Vorstellungen zum Ablauf einer Störung geben. Anhand des vorliegenden Fallbeispiels wurde gezeigt, dass man durch gezielte Annahmen eine gute Übereinstimmung der Berechnungsergebnisse mit den aufgetretenen Vorkommnissen erreichen kann. Die erweiterte Auswertung der Berechnungsergebnisse hat weitere Erkenntnisse zum registrierten Störfall gebracht.

Schlussbetrachtungen

In der vorliegenden Arbeit wurden keinerlei Untersuchungen gemacht, wie man sich gegen die Auswirkungen von Kurzschlüssen zwischen den Spannungsebenen schützen kann. Eine Schwierigkeit ist, dass ein solcher Schutz voraussichtlich eine Messung in beiden Spannungsebenen kombinieren muss, um den Vorfall zu identifizieren. Dies wäre also beispielsweise eine Aufgabe einer übergeordneten Fehlerortung in einem Netzleitsystem.

Eine einseitige Betrachtung speziell bei einfachen Schutzsystemen kann zu Fehlschlüssen führen. So wurde im 50-kV-Netz ein Erdschluss registriert und im 16-kV-Netz ein zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung. Dass es sich um eine Einwirkung der 50-kV-Ebene auf das Mittelspannungsnetz gehandelt hat,

liess sich mit den vorhandenen Mitteln messtechnisch nicht feststellen. Aufgrund der unterschiedlichen Abschaltzeiten in den beiden Spannungsebenen stand der Fehler auch länger als im Schutzkonzept vorgesehen an.

Um ein funktionierendes Schutzsystem entwickeln zu können, ist es hin-

gegen notwendig, weitere Vorgänge zu beschreiben und systematisch auszuwerten. In diesem Sinn soll dieser Artikel ermutigen, die Netzberechnung auch zur Nachbearbeitung von Störungen einzusetzen.

Eine weitere Frage, die nicht beantwortet wurde, ist diejenige nach den bau-

lichen Konsequenzen bei Gemeinschaftsleitungen. Auch zu deren Beantwortung sind weitere Untersuchungen notwendig. Insbesondere wäre es interessant zu wissen, wie häufig sich Kurzschlüsse zwischen den Spannungsebenen ereignen. Verschiedene Gespräche mit Fachleuten lassen die Vermutung aufkommen, dass diese Fehlerart gar nicht so selten ist, wie man im ersten Ansatz vermuten möchte.

Das Thema «Kurzschlüsse zwischen zwei Spannungsebenen» ist somit auch nach Abschluss der Dissertation [1] bei weitem nicht vollständig abgehandelt. Insbesondere die oben angeschnittenen Problemstellungen werden noch einigen Entwicklungsaufwand erfordern. Immerhin konnte mit den vorliegenden Algorithmen und Programmen eine Grundlage zu weiteren Studien bereitgestellt werden.

Courts-circuits entre deux niveaux de tension

Possibilités d'analyser les perturbations au moyen de calculs de réseaux

Des programmes de calcul de réseaux modernes permettent de simuler des catégories de défauts complexes tels que les courts-circuits entre deux niveaux de tension différents. Cela peut s'utiliser pour reproduire par calcul des perturbations qui viennent de se manifester et pour acquérir ainsi des connaissances approfondies sur le déroulement des phénomènes. Un exemple tiré de la pratique est décrit de plus près dans cet article. Une feuille en matière plastique emportée par le vent s'était accrochée à la ligne commune NOK/AEW Niederwil-Birr y causant un court-circuit (fig. 1). L'effet de la tension de 50 kV de la ligne NOK sur le réseau à moyenne tension de 16 kV de l'AEW entraîna dans un large périmètre la destruction totale de plusieurs parafoudres et d'un poste de transformation situé à proximité du lieu du défaut (fig. 2). On a en outre enregistré un nombre exceptionnellement élevé de dommages sur le système de basse tension. Mais il ne fut pas possible de découvrir comment les dommages avaient pu se produire.

Lors de l'analyse de ce cas on a tenté de simuler les phénomènes à partir des enregistrements disponibles et d'hypothèses plausibles. A cet effet, on a modélisé le réseau en question à l'aide de Neplan 2000 selon le modèle de réseau usuel destiné au calcul des courants de court-circuit, et en a fait un calcul complet pour différentes hypothèses de défaut (fig. 3-8, tab. I et II). Les résultats ont permis, d'une part, d'exclure quelques-unes de ces hypothèses, et de l'autre, d'indiquer un déroulement de la perturbation qui peut conduire à une explication plausible des dommages. Les analyses montrent que l'utilisation accrue du calcul de réseaux est moyen judicieux pour le traitement des perturbations.

Literatur

[1] G. Castelli: Beitrag zur Berechnung von Fehlerströmen und -spannungen bei ein- und mehrphasigen Kurzschlüssen zwischen zwei Spannungsebenen. Dissertation ETH Nr. 12107 (1997).

[2] H. Happold und D. Oeding: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag Berlin, 5. Aufl. (1978).

[3] A. R. Bergen: Power Systems Analysis. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey (1986).

[4] H. Koettwitz und H. Pundt: Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze; Band 1: Mathematische Grundlagen und Netzparameter. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 2. Aufl. (1973).

[5] A. Guldenpenning und H. J. Haubrich: Vergleich technischer Merkmale von 110-kV-Systemen, 50-Hz-Drehstrom und 16²/₃-Hz-Wechselstrom und ihrer Wechselwirkung auf Gemeinschaftsgestängen. Elektrische Bahnen 80(1982)9; S. 248-258.