

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 99 (2008)
Heft: 6

Artikel: Simulation komplexer Störungsabläufe
Autor: Schläpfer, Markus / Kessler, Tom / Kröger, Wolfgang
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-855833>

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>

Simulation komplexer Störungsabläufe

Ein objektorientierter Ansatz für die Ermittlung der Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen

Grossflächige Ausfälle der elektrischen Energieversorgung resultieren zumeist aus einem Zusammenspiel verschiedenster Fehlerfaktoren und vorherrschender Systembedingungen. Dazu zählen auch nicht-technische Einflussgrössen wie das Verhalten von Operateuren. Doch wie lassen sich solche oft verdeckten Wirkungsketten möglichst vorgängig identifizieren? Und mit welchen Häufigkeiten sind diese behaftet? Die Kombination aus Monte-Carlo-Simulation und objektorientierter Programmierung bietet hierfür einen möglichen Ansatz. Die Abstraktion der einzelnen Komponenten als interagierende Objekte erlaubt die Nachbildung des Systems in seinem zeitlichen Verhalten und den Einbezug von komplexen Störungsmechanismen in die Zuverlässigkeitsanalyse.

Der Betrieb des kontinentaleuropäischen Stromverbundes UCTE (1) unterliegt gegenwärtig einem tiefgreifenden Wandel: die Marktliberalisierung führt durch die Entflechtung vormals vertikal integrierter Un-

Markus Schläpfer, Tom Kessler,
Wolfgang Kröger

ternehmen zu einer wachsenden Anzahl unterschiedlicher und schwer zu koordinierender Akteure. Aus der steigenden länderübergreifenden Handelsaktivität folgt gleichzeitig eine höhere und volatilere Auslastung der Netze. Hinzu kommt die verstärkte Integration von sogenannten neuen erneuerbaren Energiequellen (NEE) mit einem unregelmässigen und nur begrenzt steuer- und prognostizierbaren Einspeiseverhalten, wobei die Windenergienutzung die momentan vorherrschende Technologie darstellt.

Die bestehende Auslegung des heutigen Systems trägt den Anforderungen dieser politischen, institutionellen und technologischen Entwicklungen jedoch kaum genügend Rechnung. Als Folge sehen sich die Planer und Betreiber von Übertragungsnetzen in zunehmender Weise mit einer enormen operationellen Komplexität konfrontiert und die damit verbundenen Unsicherheitsfaktoren führen zwangsläufig zu neuen Risiken für die Versorgungssicherheit. Die jüngsten grossflächigen Stromausfälle und Beinahezusammenbrüche in Europa und Nordamerika sind Warnsignale für

mögliche kaskadenartige Störungsausbreitungen über weite Distanzen.

Bisherige Methoden zur Zuverlässigkeitsanalyse von Stromnetzen müssen entsprechend überdacht und im Bedarfsfall ergänzt werden, um dem fortschreitenden Systemwandel und seinen Herausforderungen genügend Rechnung zu tragen. Vor diesem Hintergrund entwickelt ein von «swisselectric research» (2) unterstütztes Forschungsprojekt an der ETH Zürich eine neuartige stochastische Modellierungs- und Simulationstechnik für die Zuverlässigkeitsanalyse grossräumiger Übertragungsnetze.

«Würfel» von Zuständen – die Monte-Carlo-Simulation

Die Frage, inwieweit ein System die gestellten Anforderungen über einen gegebenen Zeitraum zu erfüllen vermag, ist Gegenstand einer klassischen Zuverlässigkeitsanalyse. Die Untersuchung beinhaltet die Identifizierung der zu vermeidenden Systemzustände sowie die Quantifizierung der erwarteten Eintrittshäufigkeiten. Zahlreiche Ereignisse, welche zu solchen unerwünschten Zuständen führen, sind mit erheblichen Vorhersageschwierigkeiten verbunden und werden deshalb als stochastische, d.h. Zufallsgesetzen unterworfenen Prozesse aufgefasst. Beispiele sind plötzliche Einspeiseschwankungen von NEE oder technisches Versagen von Betriebsmitteln. Für die Ab-

schätzung der erwarteten Eintrittshäufigkeiten bieten sich deshalb probabilistische Methoden an. Da das elektrische Energieversorgungssystem aufgrund der grossen Anzahl an Komponenten und deren gegenseitigen Wechselwirkungen analytisch nicht oder nur approximativ behandelbar ist, bedient man sich seit einigen Jahren der Monte-Carlo-Simulation [1]. Dabei werden für jede Komponente die möglichen Zustände mittels eines Zufallszahlengenerators «gewürfelt», um daraus den Zustand des modellierten Gesamtsystems abzuleiten und die Grösse eines eventuell verursachten Versorgungsausfalls zu ermitteln. Durch mehrmaliges Wiederholen dieses Zufallsexperiments lassen sich so nach dem Gesetz der grossen Zahlen verschiedene Zuverlässigkeitskenngrössen als Durchschnittswerte bestimmen. Beispiele für solche Einzelwerte sind der erwartete Energieausfall pro Jahr oder die erwartete Dauer eines Systemunterbruchs.

Zur Veranschaulichung für eine sogenannte sequenzielle Monte-Carlo-Simulation sei eine einfache Komponente wie ein Generator oder eine Leitung herangezogen, welche entweder funktioniert oder ausfällt (Bild 1). Der zeitliche Wechsel zwischen den beiden Zuständen «Funktion» und «Ausfall» kann mittels konstanter Übergangsraten λ_i und μ_i modelliert werden. Diese geben die Wahrscheinlichkeit (pro Zeit) an, mit der die Komponente im folgenden, infinitesimal kleinen Zeitintervall ihren Zustand wechselt. Mathematisch folgen damit die zufälligen Aufenthaltszeiten in den beiden Zuständen «Funktion», T_i^{in} , und T_i^{out} , «Ausfall», einer Exponentialverteilung. Indem nun bei der simulationstechnischen Umsetzung eine Sequenz von im Intervall $[0, 1]$ gleich verteilten Zufallszahlen «gewürfelt» wird, lassen sich die aufeinanderfol-

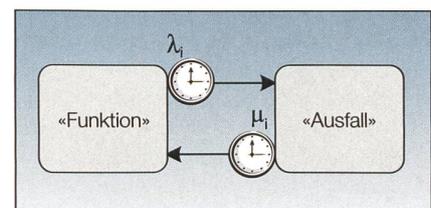


Bild 1 Zustandsdiagramm einer reparierbaren Komponente.

Die Ausfallrate λ_i und die Reparaturrate μ_i werden als zeitlich konstant angenommen.

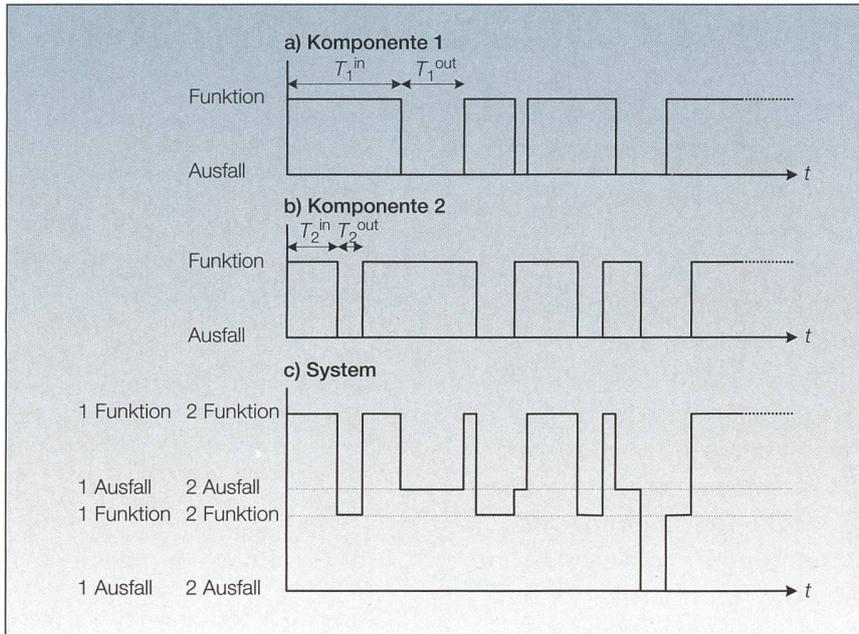


Bild 2 Mittels Monte-Carlo-Simulation hergeleiteter chronologischer Zustandsverlauf eines einfachen Systems, bestehend aus zwei Komponenten. Der zeitabhängige Zustand des Systems (c) ergibt sich aus der Kombination der alternierenden Erneuerungsprozesse für die einzelnen Komponenten (a und b).

genden Aufenthaltszeiten entsprechend Formel 1 und Formel 2 wie in Bild 1 ersichtlich bestimmen.

$$T_i^{in} = -\frac{1}{\lambda_i} \ln U_i^{in} \quad (1)$$

$$T_i^{out} = -\frac{1}{\mu_i} \ln U_i^{out} \quad (2)$$

Aus der Kombination der komponentenweise hergeleiteten Zustandswechsel, welche als «alternierende Erneuerungsprozesse» bezeichnet werden, ergibt sich schliesslich der chronologische Zustandsverlauf des Gesamtsystems (Bild 2).

Interagierende Objekte

Der an der ETH Zürich entwickelte Ansatz für die probabilistische Modellierung von komplexen technischen Systemen basiert auf der Idee der Monte-Carlo-Simulation. Allerdings werden nun zusätzlich die Vorteile der objektorientierten Programmierung genutzt, um vielschichtige, nichttriviale Verhaltensweisen und Eigenschaften der einzelnen Komponenten sowie deren Interaktionen zu berücksichtigen. Ein Beispiel ist der Eingriff von Operateuren beim Auftreten einer Netzstörung. Die Verknüpfung der beiden Techniken erlaubt schliesslich eine realitätsnahe Nachbildung des komplexen, nichtlinearen Systemverhaltens in seinem zeitlichen Verlauf und die Herleitung von «unvorhersehbaren» Störungsabläufen, indem das Zusammenspiel der Komponen-

ten mit ihren bekannten Eigenschaften und Verhaltensweisen simuliert wird [2].

Die Umsetzung dieses allgemeinen Modellierungsansatzes sieht die Abstraktion eines elektrischen Versorgungssystems

durch Einführung zweier Ebenen vor (Bild 3). Die untere Ebene stellt das physikalische Netzmodell dar mit der deterministischen Lastflussberechnung als Hauptbestandteil. Die obere Ebene umfasst die Modellierung der einzelnen Systemkomponenten als individuelle interagierende Objekte. Im Wesentlichen werden dabei für jedes Objekt verschiedene Zustände sowie deterministische oder probabilistische Regeln definiert, um das zeitliche Verhalten der zugehörigen Komponente möglichst realitätsnah zu erfassen. Die Verhaltensregeln bestimmen zudem die Wechselwirkungen mit anderen Objekten und die Reaktion auf Lastflussänderungen. Neben den technischen Komponenten wie Kraftwerke und Leitungen lassen sich hier auch nichttechnische Faktoren wie beispielsweise die Operateure der Netzleitstellen in die Analyse miteinbeziehen. Während der Simulation nehmen die Objekte durch ihre zeitabhängigen Zustandsänderungen Einfluss auf das physikalische Netzmodell, welches dann den Lastfluss entsprechend neu berechnet.

Das Verfahren zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität und Vielseitigkeit in der Anwendung aus, indem das Modell je nach Gegenstand der Analyse nach dem Baukastenprinzip um weitere Objekte und Verhaltensregeln ergänzt oder wieder vereinfacht werden kann.

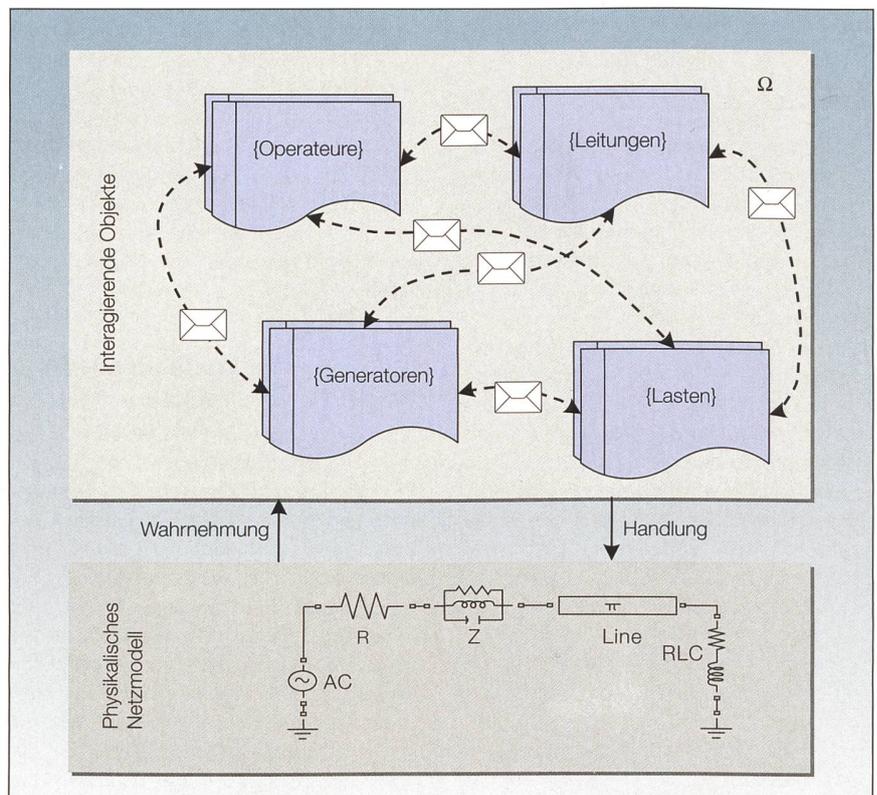


Bild 3 Abstraktion des elektrischen Versorgungssystems durch zwei Modellierungsebenen. Die untere Ebene beinhaltet den deterministischen Lastfluss. Die obere Ebene umfasst die Modellierung der Komponenten als interagierende Objekte.

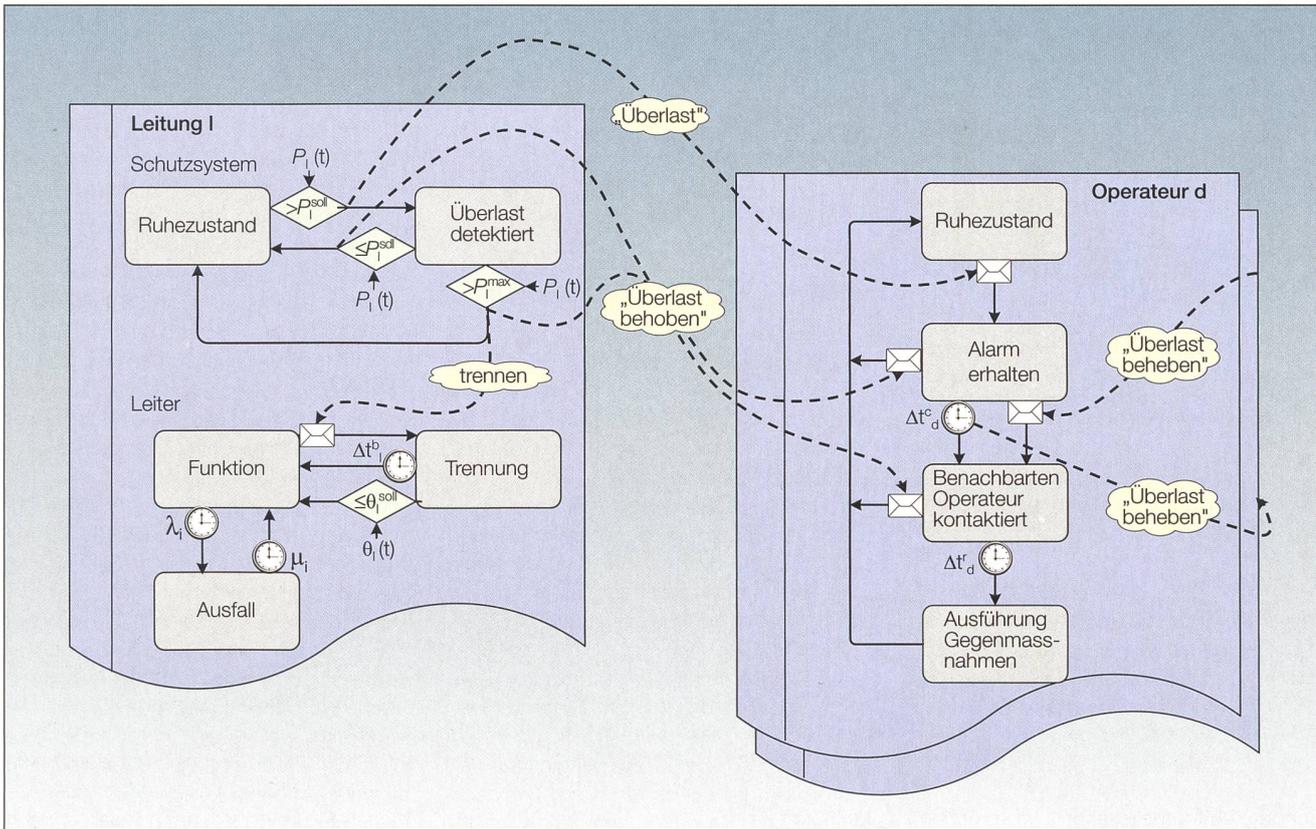


Bild 4 Zusammenspiel der Objekte für die Leitungen und Operateure.

Beispiel Leitungsüberlast

Bild 4 zeigt die Modellierung der Leitungen und der Operateure sowie deren Zusammenspiel als interagierende Objekte. Die hier nachgebildeten Leitungen sollen dabei jeweils zwei Regelzonen verbinden. Neben den zufälligen Ausfällen der Leitungen, welche entsprechend der klassischen Monte-Carlo-Methode implementiert sind, berücksichtigt das Modell nun direkt auch

den zeitlichen Ablauf von überlastbedingten Abschaltungen. Dazu misst das abstrahierte Schutzsystem der Leitung kontinuierlich den Lastfluss $P(t)$. Überschreitet dieser den Sollwert (P^{sol}), so sendet das Schutzsystem einen Alarm an die beiden Objekte, welche die Operateure der angrenzenden Regelzonen repräsentieren. Diese haben nun die Aufgabe, mit entsprechenden Gegenmassnahmen die Überlast zu beheben, bevor der Lastfluss auf der Leitung den

maximal tolerierbaren Wert (P^{max}) überschreitet; dies hätte die unmittelbare Auslösung des Leistungsschalters und damit die Trennung der Leitung vom Netz zur Folge. In der Realität müssen sich die benachbarten Operateure zunächst kontaktieren, um die adäquaten Massnahmen zu koordinieren. Im vorliegenden Modell ist diese Aktion mit einer einfachen Zeitverzögerung (Δt_d^c) nachgebildet; der Operateur mit der geringeren Reaktionszeit stellt dabei den Kontakt her. Anschliessend werden die Massnahmen durchgeführt, was wiederum mit einer einfachen Zeitverzögerung (Δt_d^a) modelliert wird. Die Gegenmassnahmen sind als sogenannt «optimales Lastfluss-Problem» implementiert, wobei mit einer minimalen Veränderung der Einspeiseverhältnisse und mit Lastabwurf als letztem Mittel die Überlast korrigiert wird [3]. Während diesen Abläufen ändert sich gleichzeitig auch der Systemzustand, beispielsweise durch den Ausfall oder die Zuschaltung anderer Komponenten oder durch den sich zeitlich ändernden Stromverbrauch. Solche Änderungen können zum Abbau der Überlast ohne jeglichen Eingriff oder aber zum Auslösen des Leistungsschalters führen. Die Leitung wird wieder zugeschaltet, sobald die Phasenwinkeländerung $\theta_1(t)$ einen maximal tolerierbaren Wert (θ_1^{sol}) unterschreitet. Mit einer jeweiligen Zeitverzögerung

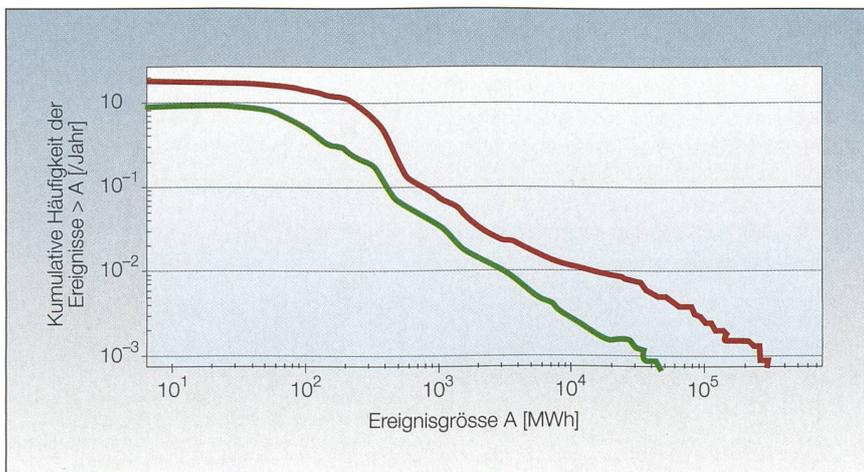


Bild 5 Komplementär-kumulatives Häufigkeits-Ausmass-Diagramm der simulierten Stromausfälle. Die obere Kurve resultiert aus einer Erhöhung des Energieverbrauchs und der Erzeugungskapazitäten um jeweils 20% bei unveränderten Leitungskapazitäten.

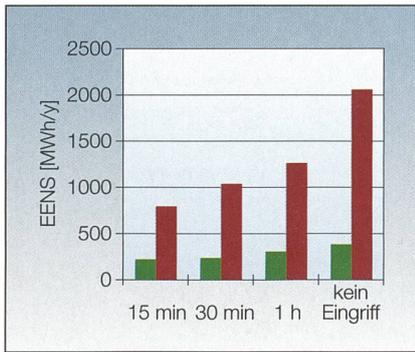


Bild 6 Einfluss der Reaktionszeiten bei Auftreten von Leitungsüberlasten auf den erwarteten jährlichen Energieausfall (EENS) für das fiktive Testsystem.

Der rechte Balken resultiert jeweils wiederum aus einer Erhöhung der Netzbelastung, indem ohne Leitungszubau der Energieverbrauch und die Erzeugungskapazität um jeweils 20% angehoben wurden.

zung wird zudem wiederholt ein manueller Schaltungsversuch unternommen.

Für eine detailliertere Betrachtung der einzelnen Modelle sei an dieser Stelle noch auf die aktuellen wissenschaftlichen Grundlagen in [2] verwiesen.

Häufigkeiten von Stromausfällen

Für die Quantifizierung der Zuverlässigkeit können neben den bereits erwähnten Einzelwerten auch Häufigkeitsverteilungen von simulierten Ereignissen herangezogen werden, wobei sich das in der Risikoanalytik übliche Häufigkeits-Ausmass-Diagramm für die Darstellung anbietet. Dieses ermöglicht eine differenziertere Interpretation der Resultate, indem der Einfluss von unterschiedlichen Ereignisgrössen auf die Systemzuverlässigkeit aufgezeigt wird. Unter «Ausmass» kann die Grösse eines einzelnen Stromausfalls verstanden werden, beispielsweise definiert als die totale Menge an elektrischer Energie, mit der die Lasten über die Dauer des Ereignisses nicht versorgt werden können. Der jeweilige Ordinatwert des Diagramms ist damit die innerhalb eines Jahres erwartete Häufigkeit derjenigen Stromausfälle, deren Ausmass den zugehörigen Wert auf der Abszisse überschreiten. Der Kehrwert dieser Häufigkeit entspricht der erwarteten Wiederkehrperiode. Die so erhaltenen komplementär-kumulativen Häufigkeiten für ein fiktives Übertragungsnetz von der Grössenordnung des schweizerischen Systems [4] sind beispielhaft in doppelt-logarithmischer Darstellung aufgezeigt (Bild 5). Die untere Kurve entspricht dabei den vorgegebenen Lastverhältnissen, für welche das Übertragungsnetz ursprünglich ausgelegt ist. Die obere Kurve resultiert aus einer Erhöhung der Netzbelastung, indem bei konstant gehaltenen Leitungskapazitäten der Ener-

gieverbrauch und die verfügbare Generatorenkapazität um jeweils 20% erhöht wurden. Dies hat eine deutliche Zunahme der Häufigkeit von grösseren Ereignissen zur Folge, da bei höherer Netzauslastung die Wahrscheinlichkeit von Kaskaden durch Leitungsüberlasten und damit von grossflächigeren Ereignissen zunimmt.

Eingriffe von Operateuren

Mit der entwickelten Methodik kann nun der Einfluss der verschiedenen Parameter auf die Systemzuverlässigkeit quantifiziert werden, auch um Aufschluss über notwendige Systemverbesserungen zu erhalten. Ein Beispiel ist die beschriebene Reaktionszeit von Operateuren beim Auftreten einer Leitungsüberlast. Für das erwähnte Testsystem wurde dazu die für die Durchführung der Gegenmassnahmen benötigte Zeit Δt_g^c variiert und der erwartete Energieausfall pro Jahr bestimmt. Bild 6 zeigt den resultierenden Anstieg dieser Kenngrösse und damit die Abnahme der Systemzuverlässigkeit mit zunehmenden Reaktionszeiten. Bei grösserer Netzbelastung nimmt die Bedeutung der operativen Korrekturmassnahmen und des damit verbundenen zeitlichen Aufwandes deutlich zu. Ähnliche Untersuchungen wurden auch für das schweizerische Übertragungsnetz in Zusammenarbeit mit Swissgrid (2) durchgeführt. Dabei konnte gezeigt werden, dass das Eingreifen von Operateuren auf der Höchstspannungsebene vor allem zur Vermeidung von grösseren Blackouts beiträgt (Bild 7). Diesen geht zumeist eine Kaskade von Überlasten voraus, was den Operateuren eher Zeit für Gegenmassnahmen lässt. Der Einfluss auf die Häufigkeit von Ereignissen mit geringerem Ausmass ist demgegenüber vernachlässigbar.

Allgemein liefern solche Anwendungen der Modellierungsmethodik und auch grobe Quervergleiche mit internationalen Ausfallstatistiken Resultate, die auf eine hohe Funktionalität schliessen lassen. Die hier dargestellten Zahlenwerte für das Testsystem und das schweizerische Übertragungsnetz müssen allerdings aufgrund zahlreicher Vereinfachungen und Parameterschätzungen kritisch betrachtet werden und erheben keinen Anspruch auf eine Quantifizierung der Systemzuverlässigkeit im absoluten Sinne. Die Ergebnisse dienen vielmehr dazu, den relativen Einfluss verschiedener Parameterkombinationen auf die Häufigkeit von Versorgungsunterbrüchen abzuschätzen.

Intermittierende Einspeisung

Indem der objektorientierte Ansatz das Verhalten des Systems explizit über der Zeit

simuliert, lassen sich damit verschiedene zeitabhängige Phänomene untersuchen. Ein diesbezüglicher Schwerpunkt des laufenden Forschungsprojektes besteht darin, den Einfluss der intermittierenden Einspeisung von NEE, wie beispielsweise der Windenergie, und der damit verbundenen Volatilität der Lastflüsse auf die Wahrscheinlichkeit von thermischen Leitungsüberlasten und dadurch ausgelöste Ausfallkaskaden zu untersuchen. Die ersten Resultate zeigen mit zunehmender zeitlicher Schwankung der intermittierenden Erzeugung einen starken Anstieg der Häufigkeit von thermisch bedingten Leitungsausfällen. Aufgrund thermischer Trägheitseffekte nimmt diese Häufigkeit jedoch ab einer kritischen «Einspeisevolatilität» wiederum ab. Ausserdem muss umso häufiger mit Überlasten gerechnet werden, je grösser die positive Korrelation zwischen den zeitlichen Einspeisungen der einzelnen Generatoren ist, was jedoch noch zusätzlich von deren geografischer Verteilung im Netz abhängt. Aus den so gewonnenen Erkenntnissen lassen sich schliesslich Strategien für eine möglichst optimale Integration von NEE in das Netz ableiten. Die Schwierigkeiten bestehen in dieser Phase noch in den verhältnismässig langen Simulationszeiten sowie in der Anzahl der abzuschätzenden Modellparameter.

Das Verfahren eignet sich ausserdem dazu, beispielsweise den Unterhalt von Betriebsmitteln oder den Netzwiederaufbau nach einem Blackout zu optimieren. Mögliche künftige Anwendungen der entwickelten Methodik umfassen unter anderem die Überprüfung gängiger Zuverlässigkeitskriterien sowie eine komplementäre Erweiterung bisheriger Analysetools für Planer und Betreiber von Übertragungsnetzen.

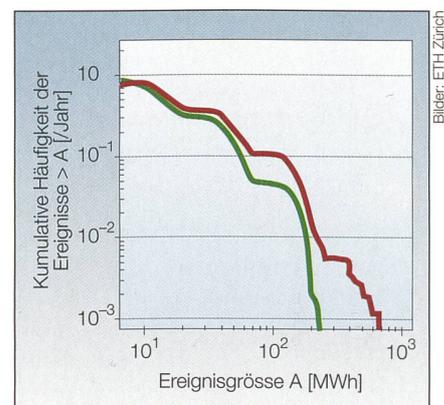


Bild 7 Vermeidung von Blackouts mittels geografischer Umverteilung der Einspeisung und Lastabwurf bei Auftreten von Leitungsüberlasten im schweizerischen Übertragungsnetz.

Bei der roten Kurve werden keine operationellen Massnahmen gegen die Leitungsüberlasten vorgenommen. Der grünen Kurve liegt eine Reaktionszeit von 15 Minuten zugrunde.

Referenzen

- [1] R. Billinton, W. Li: Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press, New York, 1994.
- [2] M. Schläpfer, T. Kessler, W. Kröger: Reliability Analysis of Electric Power Systems Using an Object-oriented Hybrid Modeling Approach, 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, 2008 (accepted).
- [3] A.J. Wood, B.F. Wollenberg: Power Generation, Operation, and Control, John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [4] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, The IEEE Reliability Test System – 1996, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 14, No. 3, pp. 1010–1020, 1999.

Angaben zu den Autoren

Dipl.-Ing. **Markus Schläpfer** hat an der ETH Zürich Umweltingenieurwissenschaften studiert. Er promoviert seit 2006 am Laboratorium für Sicherheitsanalytik der ETH Zürich. Seine Interessensgebiete sind die stochastische Simulation komplexer Systeme und die Netzintegration erneuerbarer Energien.

ETH Zürich, Laboratorium für Sicherheitsanalytik, 8092 Zürich, schlaepfer@mavt.ethz.ch

Dipl.-Ing. **Tom Kessler** hat an der ETH Zürich Informationstechnologie und Elektrotechnik studiert. In seiner Masterarbeit (Abschluss Ende 2007) hat er sich mit der Anwendung der beschriebenen Methodik auf das schweizerische System befasst.

kessler@ee.ethz.ch

Prof. Dr. **Wolfgang Kröger** leitet das Laboratorium für Sicherheitsanalytik der ETH Zürich im Departement für Maschinenbau und Verfahrenstechnik. Das Kerngebiet des Labors besteht in der Modellierung und Beurteilung komplexer technischer Systeme bezüglich Zuverlässigkeit und Risiko sowie in der Entwicklung der dafür erforderlichen Analysemethoden (www.lsa.ethz.ch).
ETH Zürich, Laboratorium für Sicherheitsanalytik, 8092 Zürich, kroeger@mavt.ethz.ch

¹⁾ UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) ist die Organisation der Übertragungsnetzbetreiber in Kontinentaleuropa (www.ucte.org).

²⁾ «swisselectric research» – Forschungsprogramm der swisselectric-Unternehmen Atel, BKW, CKW, EGL, EOS und NOK (www.swisselectric-research.ch).

³⁾ Swissgrid AG ist die nationale Übertragungsnetzbetreiberin (www.swissgrid.ch).

Résumé

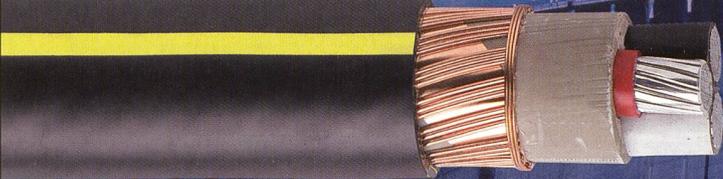
Simulation de perturbations complexes

Une approche axée sur l'objet pour calculer la fiabilité des réseaux de transport. Les perturbations à grande échelle de l'alimentation en énergie électrique résultent souvent d'un amalgame de divers sources d'erreurs et de conditions prédominantes des systèmes, sans compter les facteurs non techniques comme le comportement des opérateurs. Comment identifier suffisamment à l'avance de tels effets de chaîne? Et à quelle fréquence surviennent-ils? La combinaison de la simulation de Monte Carlo et de la programmation axée sur l'objet peut être appliquée dans de tels cas. L'abstraction des divers composants en tant qu'objets interactifs permet de reproduire le système dans son évolution temporelle et d'intégrer des mécanismes complexes de perturbation dans l'analyse de fiabilité.

59 / 3.2008

BETApower NS-Netzkael mit Aluminiumleiter

Geringes Gewicht · Lange Lebensdauer · Halogenfrei







GKN AL – Kabel mit runden Aluminium-Leiterseilen.
Einfacher Anschluss und sichere Montage. Standardzubehör erhältlich.

The Quality Connection

LEONI Studer AG · Herrenmattstr. 20 · CH - 4658 Däniken · Tel. +41 (0)62 288 82 82 · Fax +41 (0)62 288 83 83 · www.leoni-power-utilities.com



LEONI



STUDER CABLES