

Rechnergestützte Bewertung von Hochspannungsfreileitungen

Autor(en): **Balzer, G. / Ammann, M. / Rinaldi, M.**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **100 (2009)**

Heft 8

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-856399>

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.

Rechnergestützte Bewertung von Hochspannungsfreileitungen

Ein standardisiertes Verfahren zur Ableitung von Instandhaltungsmassnahmen

Seit einigen Jahren gibt es im Bereich der elektrischen Energieversorgung Überlegungen, die Instandhaltung von Betriebsmitteln zu optimieren und den vorhandenen Gegebenheiten besser anzupassen. Der Übergang zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung ist eine der Möglichkeiten. Beispiele dafür sind in [1] und [2] für Leistungsschalter und Transformatoren ausführlich beschrieben. Bei dieser Vorgehensweise wird eine Priorisierung der elektrischen Betriebsmittel vorgenommen, in deren Reihenfolge die Instandhaltungsmassnahmen durchgeführt werden.

Im Folgenden wird dasselbe Verfahren am Beispiel von Hochspannungsfreileitungen dargestellt. Es wird dabei die Reihenfolge der Betriebsmittel festgelegt, in der

G. Balzer, M. Ammann, M. Rinaldi,
D. Tabara, G. Cott, M. Mathis

eine Wartung bzw. ein Ersatz oder Teilaustausch durchgeführt werden sollte. In Abhängigkeit der Parameter (Zustand und Wichtigkeit für den Netzbetrieb) kann dann nach Bild 1 die Art und Reihenfolge der Instandhaltungsmassnahme festgelegt wer-

den. Ein Wert von $c = 100$ bezeichnet ein Betriebsmittel mit einem sehr schlechten Zustand, während mit $i = 100$ ein für das System wichtiges Betriebsmittel mit hohen Konsequenzen bei einer Störung bezeichnet wird.

Unter diesen Voraussetzungen können beispielhaft die in der Tabelle beschriebenen Möglichkeiten unterschieden werden (siehe Folgeseite).

Die Darstellung nach Bild 1 stellt hierbei eine grundsätzliche Möglichkeit dar, die Betriebsmittel verschiedenen Inspektionsmassnahmen zuzuordnen, sodass bei-

spielsweise auch auf die Bereiche I und III verzichtet werden kann und die Beurteilung ausschliesslich zwischen den Massnahmen «Inspektionen» und «Ersatz/Teilaustausch» erfolgt.

Die charakteristischen Werte c_W und c_E werden für die unterschiedlichen Betriebsmittelgruppen jeweils aus den aktuellen Instandhaltungsstrategien des Energieversorgungsunternehmens abgeleitet.

Zustandsbeurteilung

Die Zustandsbeurteilung eines Betriebsmittels oder einer Anlage wird mithilfe von verschiedenen Kriterien durchgeführt, die in Abhängigkeit der Betriebserfahrung des Anwenders definiert werden können. Da eine Freileitung aus mehreren Komponenten besteht (Mast, Leiter-, Erdseil usw.), müssen diese einzeln bewertet und gemäss Bild 2 zusammengefasst werden. Die in diesem Bild dargestellte Zusammenfassung erlaubt es, sowohl die Bewertung eines einzelnen Stromkreises (Leiter, Isolator) als auch einer gesamten Freileitung (Stromkreis, Mast, Fundament, Erdseil) mit mehreren Stromkreisen durchzuführen, um bei Bedarf anschliessend eine Instandhaltung entsprechend der vorgenommenen Zuordnung zu veranlassen. Grundsätzlich ist es sinnvoll, einen Trassenabschnitt aus einem Freileitungsmast (inkl. Fundament) und dem dazugehörigen Spannungsfeld zu definieren. Falls mehrere Abschnitte sowohl eine gleiche Zustands- als auch Wichtigkeitsbewertung haben, können Teilabschnitte zu grösseren Einheiten zusammengefasst werden.

Für die Zustandsbewertung der einzelnen Teilkomponenten nach Bild 2 werden verschiedene Kriterien abgeleitet und entsprechend gewertet. Für die Beurteilung eines Leiterseils können beispielhaft die folgenden Kriterien herangezogen werden: Alter, Material, Eislast, Schäden, Durchhang etc.

Welche Kriterien für eine Beurteilung im Einzelnen für eine Zustandsbewertung notwendig sind, hängt in jedem Fall von der Betriebserfahrung des Anwenders ab und kann aus diesem Grund nicht standardisiert sein. Im Gegensatz dazu können die Kriterien bei der Zustandsbeurteilung eines Frei-

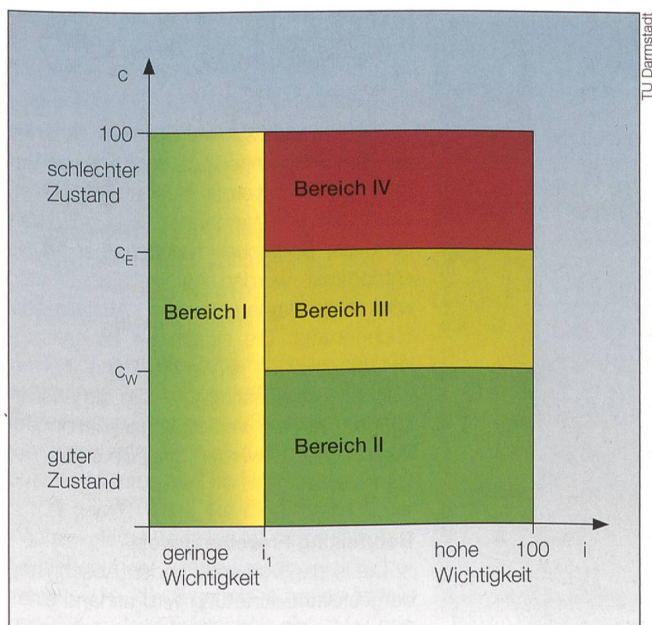


Bild 1 Festlegung der Instandhaltungsmassnahmen.

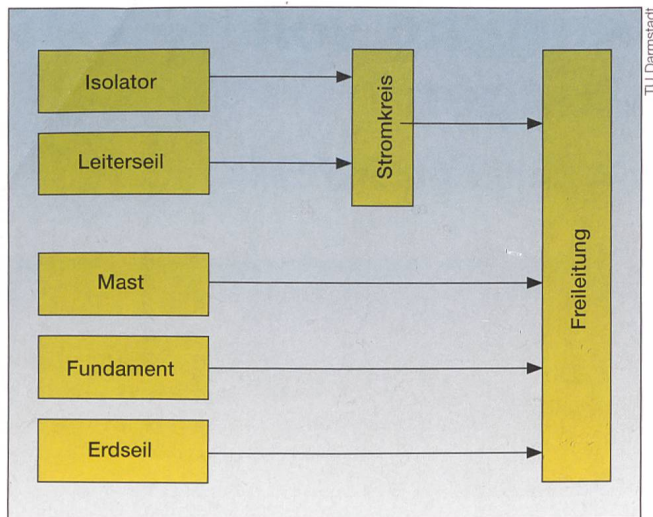


Bild 2 Zusammenfassung der Komponenten einer HS-Freileitung.

leitungsmastes lauten: Alter, Material, Konstruktion, Erfahrungen etc.

Um den Gesamtzustand eines Stromkreises, bestehend aus den Leiterseilen (c_L) und den Isolatoren (c_I), zu ermitteln, ist jeweils der Einfluss der verschiedenen Komponenten auf den Gesamtzustand zu berücksichtigen, sodass zum Beispiel gilt, mit den Gewichtungsfaktoren a_1 und a_2 :

$$c_S = a_1 \cdot c_L + a_2 \cdot c_I$$

Bei einem Wert von $a_1 = a_2 = 0,5$ werden beide Komponenten den gleichen Einfluss auf den Zustand des gesamten Stromkreises haben. Eine ähnliche Bewertung kann auch für die gesamte Freileitung abgeleitet werden.

Bei der Bestimmung des Zustands einer gesamten Freileitung ergibt sich somit ein Mittelwert, berechnet aus den verschiede-

nen Kriterien der unterschiedlichen Komponenten, sodass sich Extremwerte durch die Mittelwertbildung aufheben können. Dies hat zur Konsequenz, dass bei der Festlegung einer Instandhaltungsmassnahme nach Bild 1 (z.B. Austausch der gesamten Freileitung) stets untersucht werden muss, welche Teilkomponente diesen Gesamtzustand hauptsächlich beeinträchtigt.

Wichtigkeitsbewertung

Eine Möglichkeit zur Beurteilung der Wichtigkeit eines Stromkreises bzw. einer Freileitungstrasse besteht in der Berechnung der unterbrochenen Energie (z.B. am Ende einer Freileitung). Dieser Wert wird von verschiedenen Grössen beeinflusst, z.B. von der Unterbrechungshäufigkeit, der Störungsdauer, der Netztopologie und der

Belastung. Zur Bewertung der Wichtigkeit einer Freileitung für das Gesamtsystem wird hierbei der Beitrag zur unterbrochenen Energie an allen Netzknoten (Kunden, Kraftwerke) ermittelt, der durch den Ausfall dieser Leitung hervorgerufen wird. Bei der Festlegung der Wichtigkeit einer Freileitung für das Gesamtsystem kann grundsätzlich zwischen 2 Möglichkeiten unterschieden werden:

- Energie, die aufgrund einer Leitungsunterbrechung nicht für die Versorgung eines Kunden zur Verfügung steht,
- Energie, die aufgrund einer Leitungsunterbrechung nicht vom Kraftwerk eingespeist werden kann.

In Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers kann der Einfluss der ausgefallenen Energie auf die Wichtigkeit einer Freileitung für das Gesamtsystem in Abhängigkeit der verschiedenen Lastsituationen somit unterschiedlich beurteilt werden.

Beispiel

Für die Bestimmung der Wichtigkeit einer Freileitung wird für das nachfolgende Beispiel eine Zuverlässigkeitsberechnung durchgeführt. Als Eingangsdaten werden die Datensätze verwendet, wie sie für die Lastflussberechnung üblich sind (Netztopologie, technische Daten der Komponenten sowie der Betriebszustand (Einspeisungen und Verbrauch). Zusätzlich werden noch Zuverlässigkeitskenndaten für die Komponenten als Eingangsdaten benötigt.

Die Datenbasis für diese Zuverlässigkeitskenndaten wird aus dem beobachteten Systemverhalten der Vergangenheit ermittelt. Es sind dies insbesondere die Kenngrössen:

- Ausfallrate λ [1/Jahr]
- Reparaturdauer T_r [h]

Die Zuverlässigkeitskenndaten können von den Erfahrungen aus dem eigenen Betrieb bestimmt werden oder aus Störungsstatistiken von Verbänden, wie z.B. Verband der Deutschen Netzbetreiber (VDN), entnommen werden. Mithilfe dieser Daten wird ein mathematisches Ausfallmodell nachgebildet. Die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung generiert dann Fehlerzustände und bestimmt jeweils die Auswirkungen auf die Versorgungssituation der Verbraucher bzw. der Einspeisungen der Generatoren.

Beurteilung Freileitungsnetz

Die in den vorhergehenden Abschnitten dargestellte Beurteilung wird anhand eines 220-kV-Freileitungsnetzes eines schweize-

■ Bereich I:	Aufgrund der geringen Konsequenzen im Falle einer Störung kann auf eine ereignisorientierte Instandhaltung übergegangen werden. Hierbei ist die aktuelle Wichtigkeit i eines Betriebsmittels geringer als ein vorher definierter Wert i_1 . Die Instandhaltungsstrategie kann für den Bereich I wie folgt festgelegt werden: $i < i_1$: Ereignisorientierte Instandhaltung, da die Wichtigkeit gering ist.
■ Bereich II:	Da die Betriebsmittel sich in einem sehr guten Zustand befinden ($c < c_W$, [W = Wartung]) ist die Durchführung von Inspektionen im Allgemeinen ausreichend. Die Instandhaltungsstrategie kann für den Bereich II wie folgt festgelegt werden: $c < c_W$: Inspektionen, da der Zustand gut ist.
■ Bereich III:	Als Folge des Zustands $c_W < c < c_E$ (E = Erneuerung) ist u.U. eine Instandhaltungsmassnahme (z.B. Revision) angebracht. Die Instandhaltungsstrategie kann für den Bereich III wie folgt festgelegt werden: $c_W < c < c_E$: Zeitabhängige oder zustandsabhängige Instandhaltung.
■ Bereich IV:	In diesem Fall überschreitet der Zustand einen kritischen Wert ($c > c_E$), sodass ein Austausch oder eine grundlegende Überholung angebracht ist. Die Instandhaltungsstrategie kann für den Bereich IV wie folgt festgelegt werden: $c > c_E$: Ersatz/Erneuerung des Betriebsmittels.

Tabelle Beschreibung der Instandhaltungsbereiche.

rischen Netzbetreibers mit einer Gesamtlänge von 1145 km durchgeführt. Die Altersverteilung der Freileitungslängen ist in Bild 3 dargestellt. Es zeigt sich, dass der grösste Teil der 220-kV-Freileitungen über 40 Jahre alt ist und die älteste Freileitung seit 57 Jahren besteht. Es handelt sich um Hochgebirgsleitungen, welche die Schweiz mit Italien und Frankreich verbinden. Die letzten gebauten Freileitungen sind für eine Nennspannung von 380 kV ausgelegt, werden jedoch heute mit einer Spannung von 220 kV betrieben.

Ergebnis Zustandsbewertung

Nach den im Abschnitt «Zustandsbeurteilung» beschriebenen Verfahren erfolgt eine Bewertung der Leiterseile und Isolatoren, die zu einer Beurteilung des ganzen Stromkreises zusammengefasst werden (Bild 4).

Die Bewertung zeigt, dass der Zustand von 2 Leiterseilen im Vergleich zu den übrigen Leitungen schlecht ist. Es handelt sich um die beiden ältesten Leitungen, die im Jahr 1957 errichtet wurden. Der Zustand dieser Hochgebirgsleitungen muss als kritisch bezeichnet werden (Index-Zustand über 70 nach Bild 4). Die Leiterseile sind in diesen Fällen stark gespannt, und zudem bestehen Spannweiten von über 1 km. Bei Masten, welche exponiert stehen, wurden Isolatoren mit Brandspuren gefunden, und die Vibrationen sind vermutlich auf die stark gespannten Leiterseile sowie die grossen Spannweiten zurückzuführen.

Bewertung der Wichtigkeit

Die Berechnung der unterbrochenen Energie erfolgt für die beiden unterschiedlichen Betrachtungsweisen (vgl. Abschnitt «Wichtigkeitsbewertung» weiter oben) mithilfe des Rechenprogramms Neplan. Das Verhältnis der beiden Energien wird mit 1:10 bewertet (Last: 1, Kraftwerk: 10), und diese Bewertung fliesst in die Gesamtwichtigkeit ein. Da die Wichtigkeitsbeurteilung von der jeweiligen Lastsituation abhängt, werden verschiedene Lastszenarien berücksichtigt:

- Spitzenverbrauch Winter
- Minimalverbrauch Winter
- Spitzenverbrauch Herbst
- Spitzenverbrauch Sommer

Bild 5 zeigt die Zusammenfassung der verschiedenen Wichtigkeitswerte für alle Freileitungen, wobei der Summenwert der unterbrochenen Energien für eine Leitung auf den Maximalwert im Netz bezogen und = 100 gesetzt wird. Für die Ermittlung der Wichtigkeit der Freileitung wurden alle oben beschriebenen Lastszenarien gleich bewertet, d.h., die Ergebnisse gehen jeweils mit 25% in das Endergebnis ein.

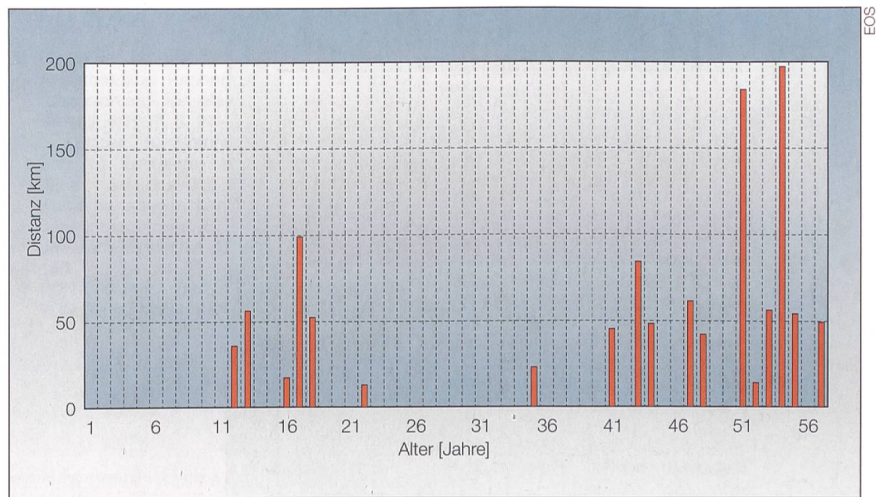


Bild 3 Altersverteilung des untersuchten 220-kV-Freileitungsnetzes.

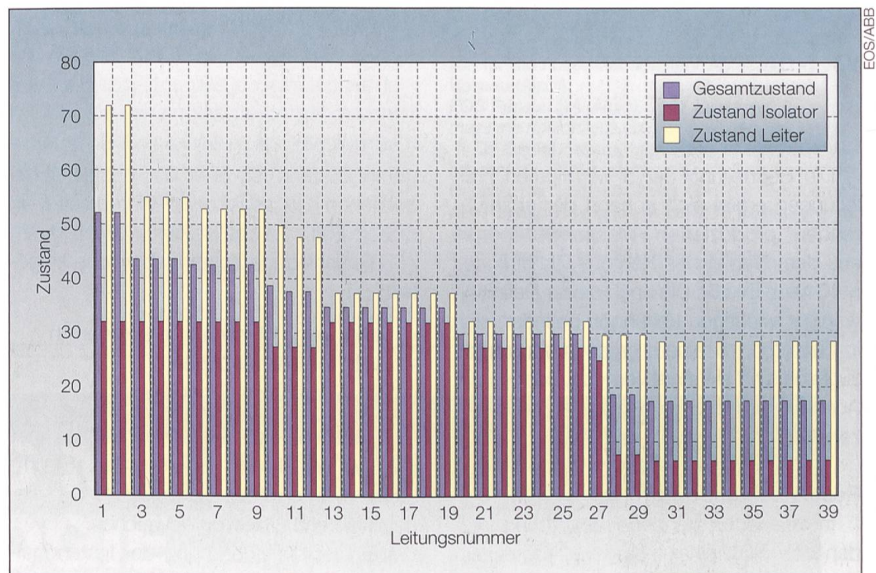


Bild 4 Zustandsbewertung der verschiedenen Stromkreise.

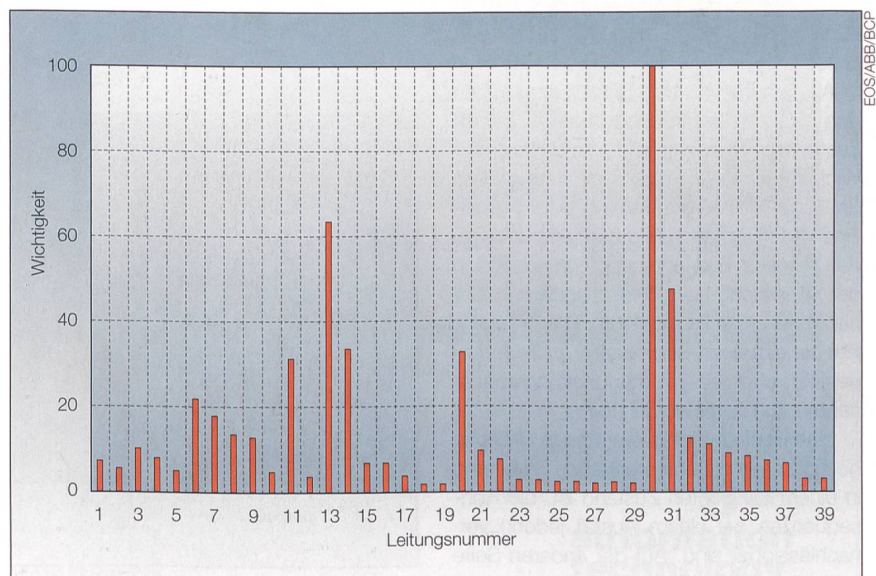


Bild 5 Wichtigkeitsbewertung der Freileitungen.

articles spécialisés

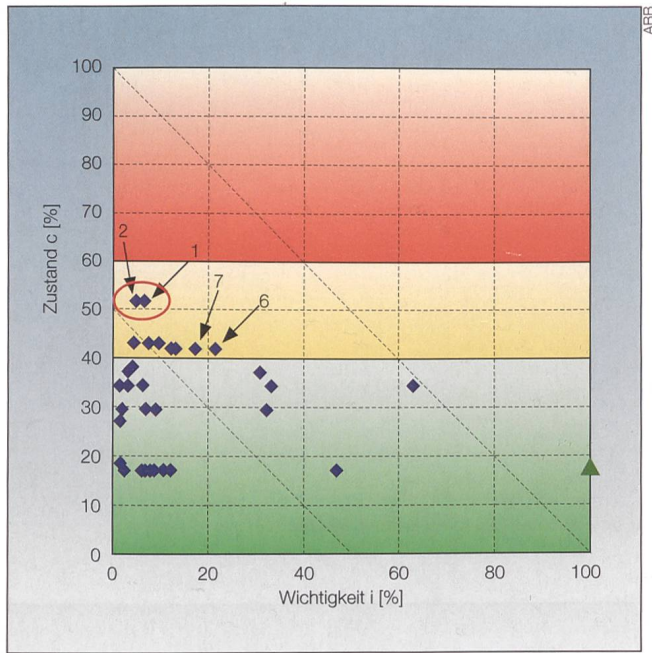


Bild 6 Darstellung des Gesamtergebnisses der Stromkreisbewertung (aus Neplan).

Die Beurteilung der 3 wichtigsten Freileitungen ergibt sich anhand der abzuführenden produzierten Wasserkraftenergie aus dem Gebiet des Kantons Wallis (Index > 40 nach Bild 5). Die nach dieser Definition weniger wichtigen Leitungen befinden sich in Gebieten mit einem grossen Verbrauch, zugleich sind sie stark vernetzt, sodass der Ausfall einer Leitung geringere Konsequenzen für die Versorgung hat.

Resultierende Bewertung

In der nachfolgenden Betrachtung werden bezüglich einer Instandhaltungsmassnahme ausschliesslich Stromkreise betrachtet, da das Ergebnis der Zustandsbewertung von Masten und Fundamenten zu einer Einzelmassnahme führen wird, die unabhängig von der Bewertung der Stromkreise ist.

Ausgehend von den Bewertungen nach den obigen Unterabschnitten «Ergebnis Zustandsbewertung» und «Bewertung der Wichtigkeit» kann mithilfe einer speziellen Software des Programmsystems Neplan eine Verteilung nach Bild 6 angefertigt werden. Dieses Bild entspricht grundsätzlich der Anordnung nach Bild 1, sodass in Abhängigkeit des Zustands und der Wichtigkeit die einzelnen Stromkreise grafisch dargestellt und eine Instandhaltungsmassnahme abgeleitet werden kann.

Eine Raute in der linken oberen Bildecke besagt, dass die entsprechende Freileitung in einem schlechten Zustand ist, die Konsequenzen bei einem Ausfall jedoch vernachlässigbar sind. Auf der anderen Seite bedeutet eine Raute in der rechten unteren Ecke, dass die Freileitung in einem sehr

guten Zustand ist, aber der Ausfall zu erheblichen Konsequenzen führen wird. In diesem Fall wird das Bewertungsdiagramm in 3 verschiedene Zustandsbereiche eingeteilt:

- Grün: keine Massnahme erforderlich
- Gelb: Instandhaltungen
- Rot: Ersatz bzw. Erneuerung

In diesem Fall ergibt sich, dass der grösste Anteil der untersuchten Stromkreise sich in einem guten Zustand befindet, während 2 hiervon abweichen.

Wird für die Zuordnung der Instandhaltungsmassnahmen nach Bild 6 eine Dreiteilung angenommen, so ergibt sich, dass kein Stromkreis aufgrund der Zustands-

bewertung ersetzt werden müsste, 9 sollten jedoch einer Wartungsmassnahme unterzogen werden. Bei den Übrigen sollte eine Inspektion ausreichend sein.

Ausgehend von der Darstellung nach Bild 6 kann eine Priorisierung der Betriebsmittel erfolgen, in deren Reihenfolge ein Ersatz oder eine Wartung erfolgen soll. Hierbei wird nach [1] der Abstand [D] zu einer 45°-Geraden durch den Ursprung als Massstab genommen. Es zeigt sich, dass nach dieser Vorgehensweise die Leitungen in der Reihenfolge Nr. 6 – 7 – 1 – 2 usw. gewartet werden sollten (Bild 7a). Im Gegensatz hierzu sind für eine Inspektion die Leitungen in der Reihenfolge Nr. 30 – 13 – 11 – 14 usw. vorzusehen (Bild 7b).

Die Freileitungen 1 und 2 (rot eingekreist in Bild 6) haben einen relativ schlechten Zustand. Dies ist in erster Linie eine Folge der Zustände der Leiter und Isolatoren (siehe Unterabschnitt «Ergebnis Zustandsbewertung»). Eine Massnahme, die aus dieser Bewertung abgeleitet werden kann, ist der Austausch der entsprechenden Komponenten bei beiden Freileitungen.

Zusammenfassung

Als Folge der Wettbewerbsbedingungen in der elektrischen Energieversorgung ist es sinnvoll, standardisierte Verfahren für die Ableitung von Instandhaltungsmassnahmen festzulegen, die unter Umständen auch für den Nachweis gegenüber einem Regulator dienen können. In diesem Zusammenhang hat sich die Anwendung eines Prozesses bewährt, in dem der Zustand einer Freileitung und deren Wichtigkeit zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe bewertet werden. Mit dieser Vorgehensweise werden 2 wesentliche Fragen eines Asset-Managers beantwortet:

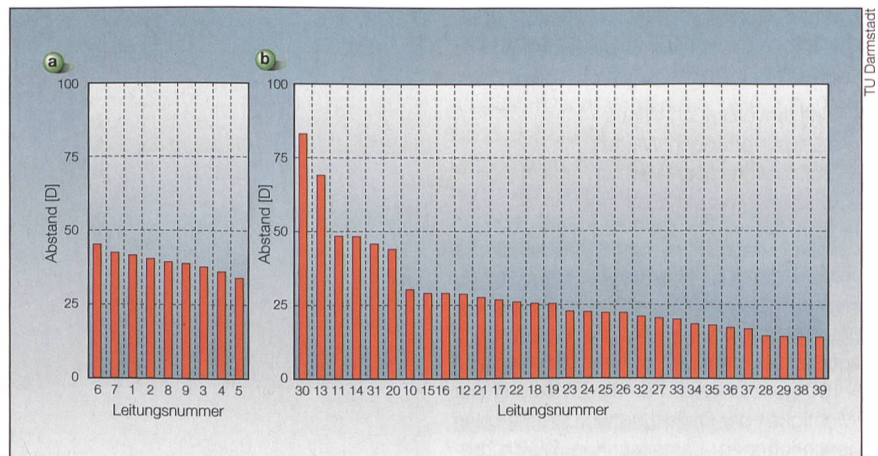


Bild 7 Reihenfolge der für eine Instandhaltung auszuwählenden Stromkreise nach Bild 6. a): Stromkreise im Bereich Gelb; b): Stromkreise im Bereich Grün.

■ Welche Freileitung sollte gewartet bzw. erneuert werden?

■ In welcher Reihenfolge sind die einzelnen Freileitungen bzw. Stromkreise instandzuhalten, unter Berücksichtigung von finanziellen Randbedingungen?

Beispielhaft wird diese Vorgehensweise anhand eines 220-kV-Freileitungssystems gezeigt, um die erforderlichen Massnahmen abzuleiten.

Referenzen

- [1] G. Balzer; M. Brandl; A. Strnad; H. Röhler; A. Schnettler: Rechnergestützte Instandhaltungsplanung für elektrische Netze. ABB-Technik 4/1997, S. 21-25.
- [2] G. Balzer; A. Borchert; C. Neumann; O. Schmitt: Zustands- und wichtigkeitsorientierte Instandhaltung und Erneuerung von Hochspannungsschaltanlagen mit Datenbankunterstützung, ETG-Fachbericht 97, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, S. 145-150.
- [3] VDN-Störungs- und -Verfügbarkeitsstatistik, VDN Deutschland, www.vde.com.

Angaben zu den Autoren

Michel Ammann, dipl. Ing. HES, ist seit 2002 Verantwortlicher der Leitungsabteilung der EOS Réseau (Alpiq).

EOS Réseau SA (Alpiq), 1001 Lausanne, michel.ammann@eos.ch

Prof. Dr.-Ing. **Gerd Balzer** ist seit 1994 Professor für das Fachgebiet Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Darmstadt (Deutschland), und u.a. ist er seit 2006 Obmann der VDE-Kommission K227 «Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen».

Institut für Elektrische Energiesysteme, TU Darmstadt, D-64283 Darmstadt, gerd.balzer@eev.tu-darmstadt.de

Giatgen Cott, dipl. Ing., ist seit 1988 in der Geschäftsleitung der BCP Busarello + Cott + Partner AG (Entwickler und Besitzer der Netzplanungs-Software Neplan).

BCP Busarello + Cott + Partner AG, 8703 Erlenbach, giatgen.cott@neplan.ch

Manfred Mathis, dipl. Ing., ist seit 1981 Mitarbeiter bei ABB (BBC) und beschäftigt sich dort im Bereich Elektrische Netze unter anderem mit dem Thema Asset-Management.

ABB AG, D-68309, Mannheim, manfred.mathis@de.abb.com

Massimo Rinaldi, dipl. Ing./MBA, ist seit 2006 Mitarbeiter bei EOS Lausanne. Er ist verantwortlich für die Asset-Management-Abteilung bei EOS Réseau (Alpiq).

EOS Réseau SA (Alpiq), 1001 Lausanne, massimo.rinaldi@eos.ch

Dr. **Daniel Tabara**, Ing. EPFL, ist seit 2004 Mitarbeiter bei EOS Lausanne. Er ist Risk Analyst im Bereich der Instandhaltung und der Erneuerung des Hochspannungsnetzes bei EOS Réseau (Alpiq), Asset-Management-Abteilung.

EOS Réseau SA (Alpiq), 1001 Lausanne, daniel.tabara@eos.ch

Résumé

Gestion assistée par ordinateur de la maintenance des lignes aériennes haute tension

Un procédé standardisé en vue d'optimiser les actions de maintenance nécessaires. Depuis quelques années, on réfléchit, dans le domaine de l'approvisionnement en énergie électrique, à la manière d'optimiser la maintenance des actifs des réseaux afin de mieux l'adapter aux circonstances d'un marché libéralisé. Une des possibilités est la transition vers une maintenance axée sur la fiabilité. Des exemples de ce genre sont décrits en détail dans [1] et [2] pour les disjoncteurs de puissance et les transformateurs. Par cette méthode, on procède d'abord à un classement des actifs en fonction de leur état et de leur importance dans le réseau. Les mesures de maintenance ou de renouvellement pour un actif seront ensuite ordonnancées en fonction de l'emplacement de cet actif dans le classement.

Anzeige

articles spécialisés

IM DIALOG MIT DER TECHNOLOGIE

Die Technologiemesse für Automatisierung und Elektronik

Wo sonst erleben Sie so viele Produkte, Trends und Innovationen?
Willkommen an der go 2009.

Mit Sonderpräsentation:

darwin21
future technology professionals competition

Presented by:

ifm electronic



1. bis 4. September 2009

Messe Basel | Halle 2 | www.go-automation.ch

go.
automation
technology