

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 79 (1988)

Heft: 13

Artikel: Ein Verfahren zur raschen Erkennung der Instabilität im Energieversorgungsnetz

Autor: Kocher, P. / Nelles, D.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-904047>

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: 26.11.2024

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

Ein Verfahren zur raschen Erkennung der Instabilität im Energieversorgungsnetz

P. Kocher, D. Nelles

Es wird ein Verfahren vorgestellt, das bereits während der Kurzschlussphase eine kommende Instabilität anzeigt. Simulationsrechnungen mit einer entworfenen Instabilitätsschutzeinrichtung zeigen die sehr präzise Signalerzeugung. Der beschriebene Schutz ist robust in bezug auf Überfunktion, d.h. bei Stabilität wird nie ein Instabilitätssignal erzeugt. Ausserdem liefert er auch in Grenzfällen der Instabilität das richtige Signal, allerdings mit Zeitverzögerung.

On présente une méthode qui signale une instabilité toute proche déjà pendant la phase de court-circuit. La simulation d'un dispositif de protection contre les instabilités projeté montre une génération du signal très précise. La protection décrite est robuste en ce qui concerne une surfonction, c'est-à-dire que jamais un signal d'instabilité ne sera généré en cas de stabilité. Dans les cas limites d'instabilité, elle fournit en outre le signal correct, toutefois avec retardement.

Adresse der Autoren

Dipl.-Ing. Peter Kocher, Prof. Dr.-Ing. Dieter Nelles, Universität Kaiserslautern, Fachbereich Elektrotechnik, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Postfach 30 49, D-6750 Kaiserslautern.

1. Einleitung

Bei transienten Ausgleichsvorgängen, die vor allem als Folge von Netzkurzschlüssen auftreten, kann es zur Instabilität von Synchronmaschinen kommen. Dieser Verlust der transienten Stabilität hat den asynchronen Lauf von Generatoren zur Folge [1]. Unangenehme Konsequenzen sind Torsionsschwingungen der Turbosatzwelle mit Drehmomentbeanspruchungen und starke Netzspannungsschwankungen, die z.B. bei Schnellschalteneinrichtungen zu Problemen führen können. In der Regel werden nach dem Stabilitätsverlust die Maschinen über den Rückleistungs- oder Überstromschutz vom Netz getrennt. Da die primäre Aufgabe dieser Schutzeinrichtungen nicht die Anzeige der Instabilität ist, lösen sie möglicherweise erst aus, wenn grosser Schaden entstanden ist.

In der vorliegenden Arbeit soll gezeigt werden, wie rasch ein idealer Instabilitätsschutz den Stabilitätsverlust feststellt. Insbesondere wird ein Schutzkonzept erläutert, das relativ rasch und zuverlässig den Verlust der transienten Stabilität anzeigt.

2. Einzugsbereich

Der Einzugsbereich eines nicht-linearen Systems im Sinne von Ljapunow [2] ist ein Gebiet, in dem die Zustandsgrössen bleiben müssen, damit das System transient stabil ist. Am Beispiel des Netzes in Figur 1a soll dies für ein einfaches Generatormodell erläutert werden [3].

Der Generator lässt sich durch ein System von zwei Differentialgleichungen 1. Ordnung beschreiben. Aus dem Zeigerdiagramm der Figur 1b folgt:

$$P_m = \frac{E' U_Q}{X'_d + X_Q} \quad (1)$$

$$\dot{\vartheta} = \nu \quad (2)$$

$$\dot{\nu} = \frac{1}{T_A} (P_A - P_m \sin \vartheta) \quad (3)$$

Durch Elimination der Zeit ergibt sich eine Differentialgleichung 1. Ordnung

$$\frac{d\nu}{d\vartheta} = \frac{1}{\nu} \frac{1}{T_A} (P_A - P_m \sin \vartheta) \quad (4)$$

Dies führt zu der Lösung

$$\nu^2 = \frac{2}{T_A} (P_A \vartheta + P_m \cos \vartheta + C) \quad (5)$$

- P_m maximale Übertragungsleistung
- E' transiente Polradspannung des Generators
- U_Q Spannung des starren Netzes
- X'_d Transientreaktanz des Generators
- X_Q Netzreaktanz (Transformator und Leitung)
- ϑ transienter Polradwinkel
- ν Drehzahlabweichung
- T_A Anlaufzeitkonstante des Generators
- P_A Antriebs- und Abgabeleistung des Generators

In Figur 1c ist Gleichung (5) grafisch dargestellt ($C =$ Integrationskonstante). Man erkennt geschlossene Trajektorien a, die eine ungedämpfte Schwingung bedeuten, und offene Trajektorien b, die instabiles Verhalten anzeigen. Als Grenzkurve zwischen beiden liefert Kurve c die transiente Stabilitätsgrenze $\nu_g(\vartheta)$. Nach Ljapunow ist der Generator nur stabil, solange die Zustandsgrössen ν, ϑ innerhalb der Grenztrajektorie c liegen.

Bei einem Kurzschluss ($U_Q = 0$) wird in Gleichung (1) die Leistung zu Null ($P_m = 0$). Gleichung (5) liefert dann eine Parabel, die als Kurve d in Abbildung 1c dargestellt ist. Während des Kurzschlusses bewegt sich der Zustandspunkt entlang dieser Trajektorie. Im Schnittpunkt der Kurven c und d geht die Stabilität verloren.

Die Aufgabe eines Instabilitätsschutzes ist es nun, die Zustandsgrößen ν und ϑ zu überwachen. Wenn diese die Grenze ν_g (ϑ) überschreiten, ist das System nicht mehr zu stabilisieren und das Instabilitätssignal muss gesetzt werden.

3. Beobachter

Ein Hauptproblem ist die Beobachtung der Zustandsgrößen ν und ϑ . Setzt man die maximale Übertragungsleistung P_m aus Gleichung (1) als bekannt voraus, so kann für den stationären Fall ($\dot{\nu} = 0$) der Polradwinkel ϑ mit Hilfe der Gleichung (3) bestimmt werden.

$$\sin \vartheta = P_A / P_m \quad (6)$$

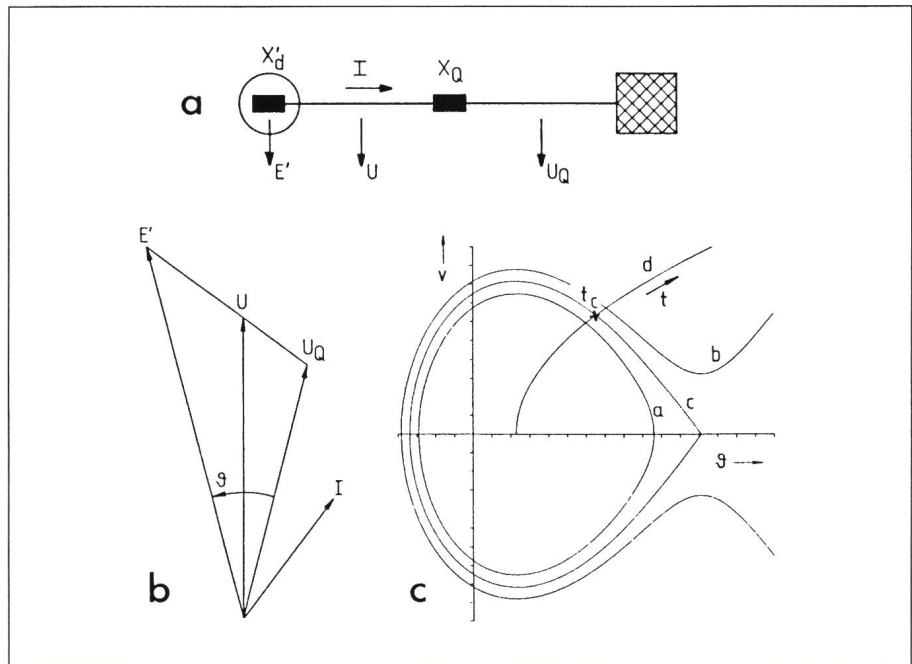
Dabei ist P_A die aktuelle Abgabeleistung des Generators. Zur Bestimmung der Zustandsgrößen und zur Fehlererkennung dient die Schaltung in Figur 2.

Die Drehzahl n wird über ein VD-Glied (verzögert differenzierendes Glied, Vorhaltglied) mit der Zeitkonstanten $T_D = 5$ s geführt, so dass stationär der Wert $\dot{\vartheta}_1 = 0$ entsteht, Anregungen im Frequenzbereich von 1 Hz jedoch voll übertragen werden.

Tritt nun ein Fehler auf, so wird dieser über eine Kurzschlussstromanregung mit der Totzeit $\Delta t = 20$ ms detektiert. Da nach Fehlereintritt Gleichung (6) nicht mehr gilt, muss das Winkelmessglied abgeschaltet werden. Nach einer Totzeit $t_T = 21$ ms, die grösser als die Verzögerung Δt der Kurzschlussanregung sein muss, wird der Winkel ϑ_0 vom Abtast-Haltglied AH konstant gehalten. Ein Integrator berechnet nun aus der gemessenen Drehzahlabweichung $\dot{\vartheta}_1$ den aktuellen Winkel ϑ_1 .

4. Netznachbildung

Anstelle der einfachen Darstellung nach Figur 1a soll das in Figur 3 dargestellte Netz betrachtet werden. Ein Generator speist über einen Transformator und zwei unterschiedlich lange parallele Leitungen in ein starres Netz. Im Zuge der kurzen Leitung liegt ein Abzweig, der von einem Kurzschluss betroffen wird. Angenommen wird einerseits ein Kurzschluss direkt am Schalter S_6 (Fall A) und andererseits ein Abstandskurzschluss über die Leitung X_6 (Fall B). Die Zahlenwerte wurden so gewählt, dass im Fehlerfall A fast keine Leistung mehr abgegeben wird ($P_m = 0,17$) und im Fall B stationär die



Figur 1 Veranschaulichung des Einzugsbereiches

Netzersatzschaltbild (a), Zeigerdiagramm (b) und Zustandsebene (c)

Kurve a: ungedämpfte Schwingung

Kurve b: instabiles Verhalten

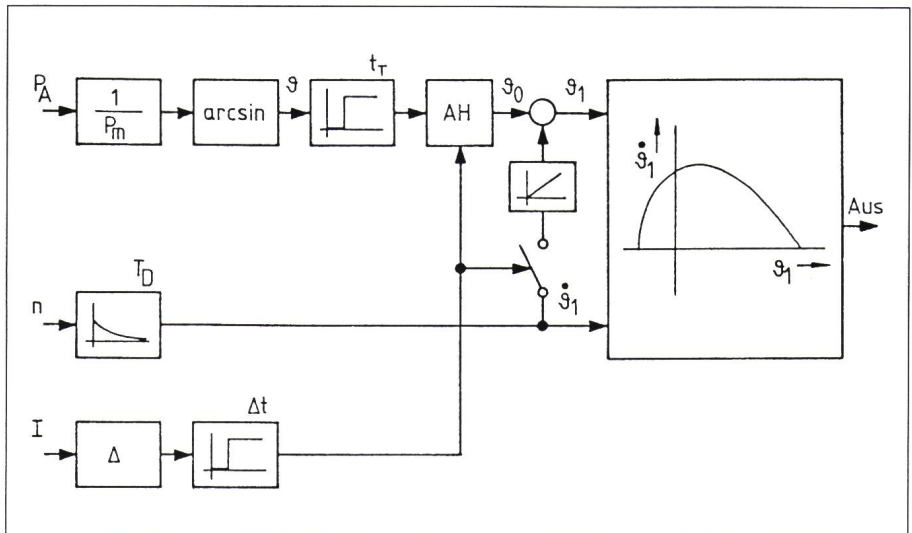
Kurve c: Grenztrajektorie (Stabilitätsgrenze)

Kurve d: Kurzschlusstrajektorie

I Generatorstrom

U Generatorklemmenspannung

t_c kritische Kurzschlusszeit



Figur 2 Blockschaltbild der Schutzeinrichtung

ϑ_0 Wert des Polradwinkels vor Fehlereintritt

ϑ_1 beobachteter Wert des Polradwinkels nach der Anregung Aus: Auslösesignal

volle Leistung übertragen werden könnte ($P_m = 0,8$).

Für die Situation nach dem Kurzschluss wird ferner unterschieden:

1. Der Fehler wird durch den Schalter S_6 abgeschaltet, d.h. das System ist im gleichen Zustand wie vor dem Fehlereintritt.

2. Der Fehler wird durch die Schalter S_2 und S_3 abgeschaltet, d.h. nach der Kurzschlussklärung ist der Generator nur noch über die relativ langen Leitungen X_4 und X_5 mit dem starren Netz gekuppelt ($P_m = 1,06$).

Neben dem Netz soll auch der Generator genauer nachgebildet werden,

als in Figur 2 unterstellt wurde. Hierzu wird ein Modell 8. Ordnung mit konstantem Antriebsmoment und konstanter Erregerspannung angenommen [4]. Die Vernachlässigung der Drehzahl- und Spannungsregelung beeinflusst jedoch die Allgemeingültigkeit der folgenden Betrachtungen nicht.

5. Systemverhalten bei bekannter Netzstruktur

In Figur 4 sind Ausgleichsvorgänge für den Fall 1A dargestellt. Da die kritische Kurzschlusszeit mit $t_c = 247$ ms ermittelt wurde, liegt für die Kurzschlusszeit $t_{k1} = 207$ ms in Figur 4a ein stabiler Fall vor. Für $t_{k2} = 257$ ms ergibt sich Instabilität (Fig. 4b). Beide Vorgänge sind auch in der Zustands-ebene (Fig. 5a) dargestellt. Man erkennt deutlich, dass das Auslösesignal, das von der Schutzeinrichtung im Zeitpunkt $t_{a1} = 242$ ms erzeugt wird, sehr nahe bei der wirklichen kritischen Kurzschlusszeit $t_c = 247$ ms liegt (Tabelle I).

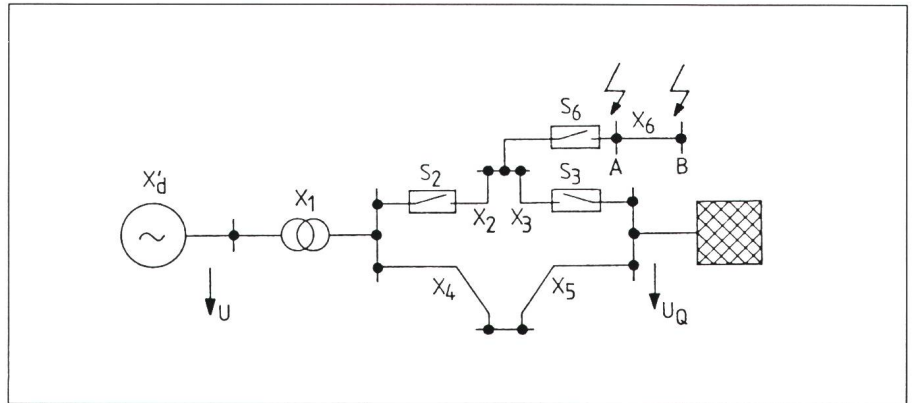
Bei einem Abstandsfehler (Fall 1B) kann noch eine erhebliche Leistung übertragen werden, während der Kurzschluss ansteht ($P_m = 0,8$). Auch für diesen Fall liefert die Schutzeinrichtung eine Auslösezeit $t_{a1} = 476$ ms, die sehr nahe bei der wirklichen kritischen Kurzschlusszeit $t_c = 493$ ms liegt.

Wird der Kurzschluss in Figur 3 nicht durch den zuständigen Leistungsschalter S_6 geklärt, sondern durch die Schalter S_2 und S_3 , so entfällt nach dem Fehler die niederohmige Kopplung zwischen Generator und Netz. Die maximale Übertragungslei-

Fall	t_c [ms]	t_{a1} [ms]	t_{a2} [ms]
1A	247	242	-
1B	493	476	-
2A	137	(851)	153
2B	307	(1012)	315

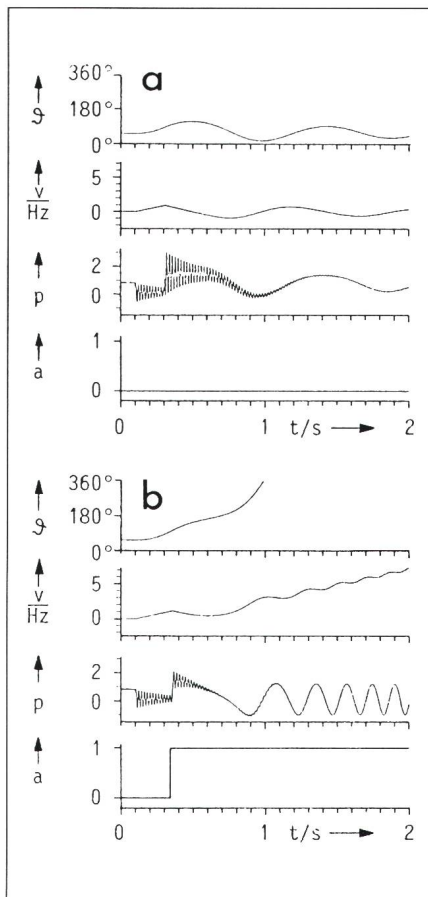
Tabelle I Kurzschluss- und Auslösezeiten

- t_c kritische Kurzschlusszeit
- t_{a1} Auslösezeitpunkt bei grosser Übertragungsleistung
- t_{a2} Auslösezeitpunkt bei kleiner Übertragungsleistung
- 1 Fehlerklärung durch Schalter S_6
- 2 Fehlerklärung durch Schalter S_2 und S_3
- A Kurzschluss direkt am Schalter S_6
- B Abstandskurzschluss über Leitung X_6



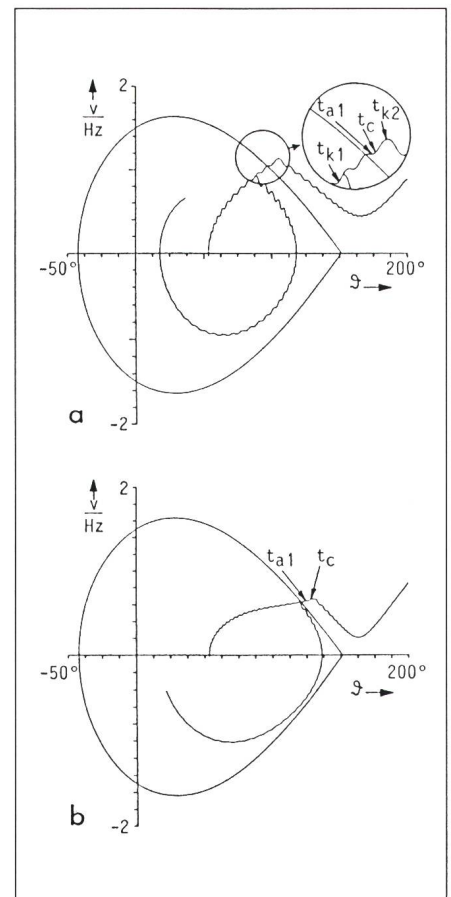
Figur 3 Beispielnetz

- $X'_d = 0,4$
- $X_1 = 0,15$
- $X_3 = 0,1$
- $X_5 = 0,3$
- $T_a = 0,57$ s
- $T_1 = 0,3$ s
- $T_3 = 0,1$ s
- $T_5 = 0,1$ s
- $X_2 = 0,05$
- $X_4 = 0,2$
- $X_6 = 0,055$
- $T_2 = 0,1$ s
- $T_4 = 0,1$ s
- $T_6 = 0,1$ s
- T_a, T_1, \dots, T_6 Gleichstromzeitkonstanten



Figur 4 Zeitfunktionen bei einem Kurzschluss in A, der vom Schalter S_6 abgeschaltet wird

- a) $t_k = 207$ ms: stabil
- b) $t_k = 257$ ms: instabil
- ψ Polradwinkel
- v Drehzahlabweichung
- P Wirkleistung
- a Auslösesignal



Figur 5 Kurzschluss mit Abschaltung durch Schalter S_6

- a) Kurzschluss in A
- b) Kurzschluss in B

stung fällt von $P_m = 1,67$ auf $P_m = 1,06$. Dadurch wird der Einzugsbereich erheblich eingengt, wie Figur 6 zeigt. Auch für diesen Fall stimmen die Auslösezeiten $t_{a2} = 153$ ms bzw. $t_{a2} = 315$ ms gut mit den wirklichen kritischen Kurzschlusszeiten $t_c = 137$ ms bzw. 307 ms überein.

6. Systemverhalten bei unbekannter Netzstruktur

Im vorhergehenden Abschnitt wurde vorausgesetzt, dass im Auslösealgorithmus die maximale Übertragungsleistung P_m , die nach der Fehlerklärung auftritt, bekannt ist. Als Ergebnis lieferte in diesem Fall die Schutzeinrichtung bereits während des Kurzschlusses ein Signal, wenn die Stabilität nicht mehr erreichbar ist. Die Genauigkeit liegt dabei unter 10% der Kurzschlusszeit.

Ändert sich die Netztopologie durch die Fehlerklärung, so geht z.B. der grosse Einzugsbereich der Figur 6 in den kleinen über. Wenn dies im Algorithmus nicht berücksichtigt werden kann, erfolgt im Fall A das Instabilitätssignal nach $t_{a1} = 851$ ms, obwohl die Instabilität bereits nach $t_{a2} = 153$ ms feststand. Beim Abstandskurzschluss (Fall B) wird das Signal nach $t_{a1} = 1012$ ms erzeugt, obwohl nach $t_{a2} = 315$ ms die Instabilität zu erkennen gewesen wäre, wenn man die Netztopologie, die sich nach der Fehlerklärung einstellte, vorher gekannt hätte.

Auch bei nicht bekannter Netztopologie erkennt die Schutzeinrichtung die Instabilität. Es tritt jedoch eine Verzögerung von einigen 100 ms auf. Sie ist im vorliegenden Beispiel besonders gross, weil die Kurzschlussdauer nur 10 ms über der kritischen Kurzschlusszeit lag und sich der Zustands-

punkt damit lange Zeit in der Nähe der labilen Ruhelage bewegte. Für länger anstehende Fehler ergeben sich Verzögerungen von 100 bis 200 ms.

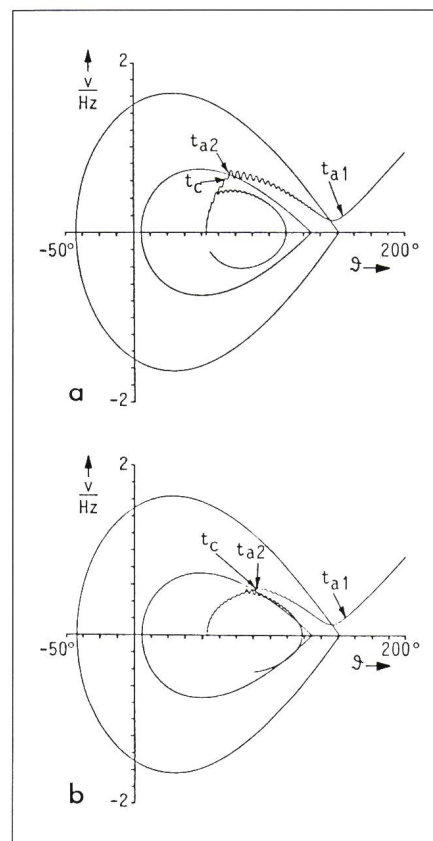
7. Ausblick

Unter normalen Umständen schwankt die Netzkurzschlussleistung an den Klemmen des Blocktransformators nicht sehr stark – in den Bei-

spielen wurden extreme Verhältnisse unterstellt –, so dass die maximale Übertragungsleistung P_m betriebspunktabhängig relativ genau bekannt ist. Für diese Fälle wird eine Verbesserung des vorgestellten Verfahrens nur in geringem Masse möglich sein.

Wenn jedoch aufgrund der Fehlerklärung die maximale Übertragungsleistung P_m nennenswert reduziert wird, ergibt sich in der oben beschriebenen Einrichtung eine Verzögerung des Auslösesignals von 100 bis 200 ms, die in Extremfällen noch weiter anwachsen kann. Hier ist eine Beschleunigung möglich. Ein verbessertes Instabilitätssignal kann aber frühestens nach der Fehlerklärung abgeleitet werden.

Man kann z.B. nach der Fehlerfortschaltung die Leistung P_A messen und mit Hilfe der Gleichung (6) die maximale Übertragungsleistung P_m bestimmen. Damit liegt wieder die richtige Auslösegrenzkurve in der Schutzeinrichtung vor, so dass die Zeitverzögerung auf die reine Mess- und Rechenzeit reduziert wird.



Figur 6 Kurzschluss mit Abschaltung durch Schalter S_2 und S_3

- a) Kurzschluss in A
- b) Kurzschluss in B

Literatur

- [1] B. Kulicke und H. Krebs: Aussertrittfall von Turbosätzen. Elektrizitätswirtschaft 85(1986)24, S. 952...955.
- [2] O. Föllinger: Nichtlineare Regelungen. Band II: Anwendung der Zustandsebene. Ljapunow-Theorie. Popow- und Kreiskriterium. 3. Auflage. München/Wien, Oldenbourg-Verlag, 1980.
- [3] D. Nelles: Die zulässige Kurzschlusszeit als Mass für die dynamische Stabilität in Energieversorgungsnetzen. ETZ-A 94(1973)9, S. 509...514.
- [4] D. Nelles: Die Beschreibungsgleichungen der Synchronmaschine für Ausgleichsvorgänge in Drehstromnetzen. Wiss. Ber. AEG-Telefunken 46(1973)2, S. 44...51.