

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

**Band:** 81 (1990)

**Heft:** 7

**Artikel:** Stabilität und Netzdynamik, aktuelle Probleme der schweizerischen Energieversorgung?

**Autor:** Reichert, Konrad

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-903097>

### **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:** 15.10.2024

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

# Stabilität und Netzdynamik, aktuelle Probleme der schweizerischen Energieversorgung?

Konrad Reichert

*Die elektrische Energieversorgung der Schweiz ist global gesehen zurzeit noch sicher und stabil. Die Entwicklungstendenzen – steigender Verbrauch, Energieaustausch im Verbund, dezentrale Erzeugung auf der Verteilnetzebene – können diese Situation so schwächen, dass vor allem im verletzbaren Betrieb Instabilitäten auftreten können. Der Beitrag beschäftigt sich mit den dabei auftretenden Phänomenen und versucht global die Situation zu beurteilen.*

*A présent, la production et la distribution de l'énergie électrique en Suisse sont globalement stables et sûres. Des tendances comme la consommation montante, l'échange de l'énergie et la production répartie sur le réseau de distribution peuvent affaiblir la situation d'une manière de provoquer des instabilités surtout en mode de dégradation du réseau. La présente contribution traite les phénomènes qu'on observe dans ces cas-là et essaye de juger la situation générale.*

Im internationalen Vergleich ist die elektrische Energieversorgung der Schweiz sehr zuverlässig und stabil, wenn man lokale, kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen nicht in Betracht zieht. Die Sicherheit der Anlagen wird durch leistungsfähige Schutzeinrichtungen und durch eine solide Anlagentechnik gewährleistet. Dieser Zustand beruht vor allem auf dem Umstand, dass der Ausbau der Einrichtungen in der Vergangenheit grosszügig, überlegt und in sinnvollen Stufen erfolgte.

Verschiedene Anzeichen, wie z.B. die zunehmende Belastung der Übertragungsleitungen oder die Pendelneigung der Generatoren, weisen jedoch darauf hin, dass der Sicherheitsspielraum kleiner zu werden scheint. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn in der Zukunft die heute festzustellenden Entwicklungstendenzen weiterbestehen: Der Energieverbrauch wächst zwar langsamer als in der Vergangenheit, dafür aber stetig. Der Energieaustausch im Verbundbetrieb erfolgt zunehmend über grössere Entfernungen. Der Zuwachs bei der Erzeugung erfolgt nicht wie bisher zentral in grossen Einheiten. Kleinwasserkraftwerke, Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und Nutzung lokaler Wärmequellen (Müllverbrennung...) beherrschen die Neubauszene. Diese Kraftwerke speisen über das Verteilnetz ihre Leistungen ein. Sie können daher zu Instabilitäten neigen, wenn die Kopplungsimpedanzen zu gross sind.

Es stellen sich daher verschiedene Fragen: Welche Phänomene der Stabilität sind im Netz zu erwarten? Ist die Stabilität der Energieversorgung der Schweiz und damit auch die Sicherheit der Anlagen gefährdet? Welche Massnahmen müssen gegebenenfalls ergriffen werden, um die Stabilität zu gewährleisten?

## Grundbegriffe

Der normale, d.h. stabile Zustand der elektrischen Energieversorgung wird dadurch gekennzeichnet, dass die elektrischen Spannungen im Bereich der Nennwerte liegen, die Übertragungsleistungen und die Generatorleistungen konstant sind (d.h. nicht pendeln) und die Netzfrequenz im Bereich des Nennwertes nur stochastisch schwankt. Dieser Normalzustand oder Gleichgewichtszustand beruht auf:

- a) dem Gleichgewicht der in jedem Augenblick erzeugten und verbrauchten Wirk- und Blindleistungen
- b) der Fähigkeit der Generatoren und Motoren, in den rotierenden Massen Energie speichern und bei einer Gleichgewichtsstörung abgeben zu können
- c) der Fähigkeit der Generatoren, synchronisierende und dämpfende Drehmomente und Leistungen entwickeln zu können
- d) der Fähigkeit des Übertragungsnetzes, bei einer Spannungswinkeländerung Wirkleistungen und bei einer Spannungsbetragsänderung Blindleistung zu übertragen
- e) der Fähigkeit der Generator-, Spannungs-, Blindleistungs-, Kraftwerks- und Netzregelung, das Leistungs- und Spannungsgleichgewicht gewährleisten zu können.

Störungen im Netz, wie z.B. Kurzschlüsse, Schaltungen, Kraftwerks- oder Leitungsausfälle, können diesen Gleichgewichtszustand beeinflussen. Es treten Wechselwirkungen zwischen den Energiespeichern auf, welche zusätzlich durch Schutz- und Regeleinrichtungen beeinflusst werden. Beim Ausfall eines Kraftwerkes wird zunächst die ausgefallene Leistung den rotierenden Massen entnommen. Diese werden abgebremst. Die Frequenz sinkt so lange, bis die Kraftwerks- und

### Adresse des Autors

Prof. Dr. Konrad Reichert, Institut für El. Maschinen, ETH-Zentrum, 8092 Zürich

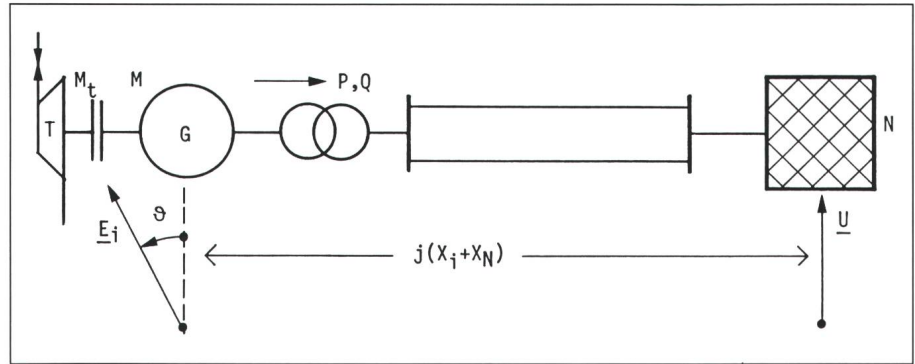
Netzregelung das Leistungsgleichgewicht wiederherstellt.

Bei der Beurteilung der Störungsauswirkungen ist es sinnvoll, zwischen einem elektromagnetischen und einem elektromechanischen Systemmodell zu unterscheiden, obwohl es Phänomene gibt, wie z.B. den «Backswing» bei Generatoren, welche nur gesamthaft erklärt werden können.

Im *elektromagnetischen Systemmodell*, welches durch die Kabel, Leitungen, Transformatoren, Generatoren und Motoren mit ihren inneren Spannungen gebildet wird, führen Störungen zu Ausgleichsvorgängen mit grossen Eigenfrequenzen (einigen kHz) zwischen den Spannungsquellen und den elektrischen und magnetischen Energiespeichern (Feldern), welche sich durch Überspannungen und -ströme, Kräfte und Drehmomente bemerkbar machen.

Vernachlässigt man die elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge, d.h. die elektromagnetischen Energiespeicher, so wird das Verhalten des Energieversorgungssystems durch ein *elektro-mechanisches Systemmodell* gekennzeichnet, welches die mechanischen Energiespeicher, die Generatoren mit ihren synchronisierenden und dämpfenden Drehmomenten und Leistungen, die Regeleinrichtungen, die Übertragungselemente (Leitungen...) und die Verbraucher enthält. Störungen führen zu Ausgleichsvorgängen mit niedrigen Frequenzen (im Bereich von 1 Hz), welche sich durch Frequenz-, Drehzahl-, Polradwinkel-, Spannungs-, Strom- und Leistungs-schwankungen bemerkbar machen. Bei ungenügender Dämpfung wird das System instabil. Es treten Schwingungen auf, welche zu grossen Beanspruchungen und zum Aussertrittfallen der Generatoren führen können.

Der Begriff der *Stabilität* wird in der elektrischen Energietechnik sehr weit gefasst. Er kennzeichnet die Fähigkeit der Netze, Generatoren und Motoren sowohl im quasistationären Betrieb bei kleinen Störungen (z.B. Leistungsschwankungen) als auch bei grossen Störungen (z.B. Kurzschlüssen, Leistungsausfällen...) im Synchronismus zu bleiben und die Spannungen innerhalb zulässiger Grenzen zu halten. Die Stabilität ist daher ein Zuverlässigkeitsmerkmal. Der Begriff der *Netzdynamik* dagegen umfasst die Ausgleichsvorgänge, welche zu Instabilitäten, Beanspruchungen und zu Schäden führen können.



**Bild 1** Basismodell für Stabilitätsprobleme in elektrischen Netzen

- T Turbine
- G Generator
- N starres Netz
- $M = P/\Omega$  elektrisches Drehmoment der Synchronmaschine
- $M_t$  Turbinendrehmoment
- $\delta$  Lastwinkel (äusserer Polradwinkel); Winkel zwischen innerer Spannung  $E_i$  und Netzspannung  $U$
- $j(X_i + X_N)$  Innere Generator- u. Netzreaktanz
- P Verbraucherwirkleistung
- Q Verbraucherblindleistung

### Eine Klassifizierung der Stabilitätsprobleme

Beschränkt man sich auf die elektromechanischen Ausgleichsvorgänge, so kann man der Klassifizierung ein Basismodell zugrunde legen, welches aus einer Synchronmaschine mit Turbine, einer Übertragungsleitung und aus einem starren Netz besteht (Bild 1). Bei dieser Anordnung hängt die elektrische Leistung P, welche von der Synchronmaschine über die Reaktanz  $X_N$  des Übertragungssystems und die innere Reaktanz  $X_i$  der Maschine an das starre Netz abgegeben wird, annähernd sinusförmig vom Lastwinkel  $\delta$ , dem Winkel zwischen der inneren Spannung  $E_i$  und der Netzspannung  $U$  ab:

$$P = P_k \sin \delta \quad (1)$$

Die Kippleistung  $P_k = 3 E_i U / (X_i + X_N)$  wird von den Netz- und Maschinenparametern bestimmt. Dabei sind  $E_i$  und  $X_i$  frequenzabhängig. Die Bewegung des Rotors der Synchronmaschine und der Turbine wird vom Newtonschen Bewegungsgesetz:

$$J d\Omega / dt = M_t - M \quad (2)$$

beschrieben. Dabei sind neben dem elektrischen Drehmoment  $M (= P/\Omega)$  der Synchronmaschine, das Trägheitsmoment J und das Turbinendrehmoment  $M_t$  bestimmende Grössen für die Winkelgeschwindigkeit  $\Omega$  des Rotors.

Berücksichtigt man die Beziehung zwischen dem Lastwinkel  $\delta$  und der Winkelgeschwindigkeit  $\Omega$

$$\Omega = \Omega_0 + d\delta / p dt \quad (3)$$

wobei  $\Omega_0$  die Kreisfrequenz des Netzes und p die Polpaarzahl sind, so erhält man (in bezogenen Grössen, mit der Basis der Nennscheinleistung  $S_N$ ) eine nichtlineare Differentialgleichung 2. Ordnung für die Abhängigkeit des Lastwinkels von der Turbinenleistung  $P_t = \Omega_0 M_t$  im Bereich des Synchronbetriebes

$$2(H/\Omega_0) d^2\delta / dt^2 + P_k \sin \delta = P_t \quad (4)$$

welche ein schwingungsfähiges System beschreibt. Dabei ist die Trägheitskonstante H das Verhältnis der im Rotor gespeicherten Energie  $\Omega_0^2 J / 2$  zur Nennleistung  $S_N$ .

Betrachtet man kleine Abweichungen des Lastwinkels  $\Delta\delta$  von der Gleichgewichtslage, so kann man eine Eigenfrequenz definieren, welche ziemlich unabhängig von der Grösse des Generators im Bereich von 0,5...2 Hz liegt, da üblicherweise die Kippleistung  $P_k$  1...3 p.u. und die Trägheitskonstante H 4...10 s beträgt.

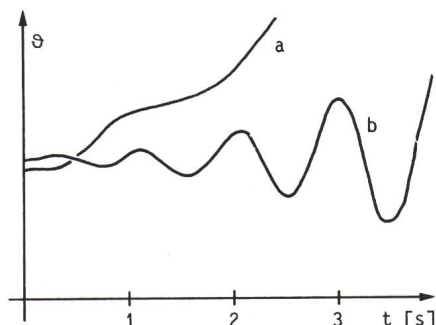
Bei dieser Frequenz bleibt der Erregerfluss ohne Regelung annähernd konstant. Dementsprechend sind für  $E_i$  und  $X_i$  die transienten Werte  $E'$  ( $\approx 1,1$  p.u.) und  $X'_d$  ( $\approx 0,3$  p.u.) einzusetzen.

Mit diesem Grundmodell können angenähert alle Synchronmaschinen eines Netzes beschrieben werden. Sie bilden dann ein System gekoppelter, schwingungsfähiger Elemente, welches im Betrieb sowohl kleinen als auch grossen Störungen ausgesetzt ist.

Bei den *kleinen Störungen*, welche z.B. durch Laständerungen verursacht werden, entwickelt der Generator eine synchronisierende und eine dämpfende Leistung:

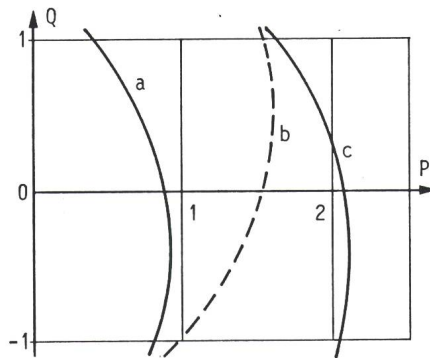
$$\Delta P = k_s \Delta \vartheta + k_D d(\Delta \vartheta)/dt \quad (5)$$

welche die Abweichung  $\Delta \vartheta$  des Lastwinkels vom stationären Wert günstig oder ungünstig, d.h. stabilisierend oder destabilisierend, beeinflussen kann. Eine Anordnung ist *statisch stabil*, wenn die synchronisierende Leistung  $k_s \Delta \vartheta$  und die dämpfende Leistung  $k_D d(\Delta \vartheta)/dt$  positiv sind. Der Generator wird *monoton instabil*, wenn die synchronisierende Leistung negativ ist, d.h., wenn der Lastwinkel  $\vartheta$  den Wert von  $90^\circ$  (Idealfall) übersteigt, eine Situation, welche nur in Ausnahmefällen erreicht wird. Eine *oszillatorische Instabilität* (Bild 2) tritt dann auf, wenn die inhärente, positive Dämpfung der Generatoren durch negative Effekte der Netzkonfiguration (grosse Netzreaktanz  $X_N$ ) und der Generatorspannungsregelung kompensiert wird. Ein wichtiger Einflussfaktor ist dabei die transiente Verstärkung der Spannungsregler. Bei grossen Verstärkungen kann sie entdämpfend wirken, wenn keine Zusatzsignale (Power-System-Stabilizer) aufgeschaltet sind (Bild 3). Für jede Netzsituation kann eine Stabilitätsgrenze im Leistungsdiagramm ( $P$ - $Q$ ) eines Generators angegeben werden, welche von der Netzbelastung, der Reaktanz  $X_N$  zwischen dem Generator und dem



**Bild 2** Erscheinungsformen der statischen Instabilität

- $\delta$  Lastwinkel (äusserer Polradwinkel)
- $t$  Zeit
- $a$  monotone Instabilität
- $b$  oszillatorische Instabilität



**Bild 3** Statische Stabilitätsgrenzen eines Schenkelpolgenerators

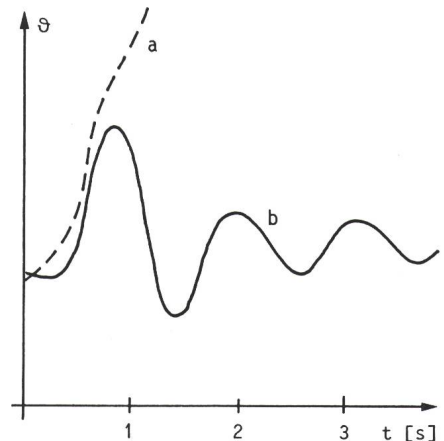
- $Q$  Blindleistung
- $P$  Wirkleistung
- Stabilitätsgrenzen:
- $a$  Verstärkung Spannungsregler: 100 p.u.
- $b$  ohne Spannungsregler
- $c$  Spannungsregler mit Zusatzsignalen

Netz und vor allem von der Verstärkung des Spannungsreglers bestimmt wird.

Während bei einer kleinen Störung der Energiefluss nur moduliert wird, kann eine *grosse Störung*, z.B. ein Kurzschluss auf einer Leitung oder eine Leitungsunterbrechung, zu einer wesentlichen Verschiebung der Energieflüsse führen, so dass das Gleichgewicht zwischen der Energiezufuhr von der Turbine her und der Energieabfuhr über die Synchronmaschine ins Netz zum Verbraucher empfindlich gestört wird. Die rotierenden Massen der Synchronmaschinen und der Turbine wirken dabei als Energiespeicher. Abhängig von der Situation werden sie beschleunigt oder gebremst. Es entstehen Drehzahl- und Lastwinkelpendelungen (vgl. Bild 4). Überwiegt dabei die Energiezufuhr, so wird die Synchronmaschine *transient instabil*, d.h., sie fällt ausser Tritt. Die maximal zulässige Leistung oder die Stabilitätsgrenze hängt von der Blindleistungsbelastung, vom Lastwinkel  $\vartheta$ , von der Netzreaktanz  $X_N$ , von der Fehlerart, vom Fehlerort und vor allem von der Fähigkeit des Netzschutzes, die Energieübertragung in möglichst kurzer Zeit wiederherstellen zu können, ab (vgl. Bild 5). Die Spannungsregelung hat einen kleineren Einfluss. Günstig wirken sich dagegen Blindleistungskompensatoren im Netz aus, welche entweder die Netzreaktanzen verkleinern (Seriekompensation) oder die Übertragungsspannungen stützen (Shuntkompensation). Die transient stabile Leistung einer Synchronmaschine (als Generator oder Motor) ist am kleinsten, wenn ein dreiphasiger Kurz-

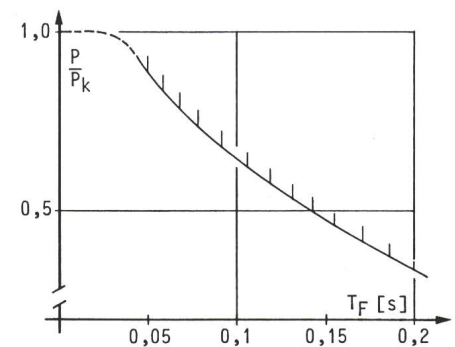
schluss in der Nähe der Maschine erst nach längerer Zeit abgeschaltet wird und wenn nachher zusätzlich noch die Netzreaktanz grösser wird, z.B. wegen des Ausfalls einer Leitung.

Nach einem Kraftwerksausfall kommt es zu einer Wechselwirkung zwischen den Kraftwerken mit ihren Energiespeichern und -quellen und den Verbrauchern. Wird dabei die Wirkleistungsbilanz der Erzeuger und Verbraucher gestört, so muss die Differenz zunächst aus den rotierenden Massen bezogen werden. Die Netzfrequenz nimmt so lange ab, bis das Wirkleistungsgleichgewicht durch eine Erhöhung der Kraftwerksleistung oder durch Lastabwurf wiederhergestellt werden kann (vgl. Bild 6). Man spricht daher von einer *Langzeit-Leistungs-Frequenzstabilität*. Die Grenze der  $P$ - $f$ -Stabilität, d.h. die Grösse der



**Bild 4** Erscheinungsformen der transienten Stabilität

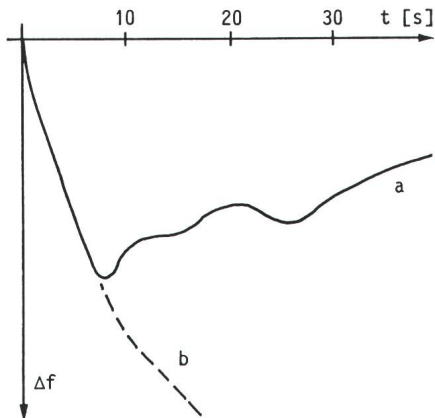
- $\delta$  Lastwinkel (äusserer Polradwinkel)
- $t$  Zeit
- $a$  instabil
- $b$  stabil



**Bild 5** Maximale, transient stabile Leistung  $P/P_k$  in Abhängigkeit von der Fehlerklärungszeit  $T_F$

für ungünstigsten Fall: Klemmenkurzschluss, dreiphasig

$P/P_k$  transiente, stabil zu erzeugende und zu übertragende Leistung  $P$ , bezogen auf die Kippleistung  $P_k$ .



**Bild 6 Erscheinungsformen der Langzeit-Leistungs-Frequenzstabilität**

- $\Delta f$  Frequenzabweichung
- $t$  Zeit
- a* stabil
- b* instabil, z.B. wegen unzureichender Kraftwerksleistung

zulässigen Ausfalleistung in einem Netz, hängt ab von der Grösse der schnell aktivierbaren Kraftwerksreserve und von deren Regelfähigkeit, von der Leistungsfähigkeit des Verbundnetzes und von der Fähigkeit des Netzschutzes, durch Netzentkoppelung und/oder Lastabwurf das Leistungsgleichgewicht wiederherstellen zu können.

In einem Wechselstromnetz wird die Netzspannung vor allem durch das Gleichgewicht der Blindleistungen bestimmt. Wird der Blindleistungsverbrauch der Längsreaktanzen (Induktivitäten) des Netzes bei der Energieübertragung durch die Blindleistungserzeugung der Querreaktanzen (Kapazitäten), der Synchronmaschinen, der Lasten und der Blindleistungskompensatoren nicht ausgeglichen, so kommt es zur sogenannten *Spannungsinstabilität* (vgl. Bild 7). Die Grenze der *U*-Stabilität, d.h. die maximal zulässige Netzbelastung oder Übertragungsleistung ( $P, Q$ ), hängt von den Netzreaktanzen, der Leistungsfähigkeit der Kompensationseinrichtungen, der Spannungsabhängigkeit der Verbraucherlasten, der Spannungsregelung der Übertragungs- und Verteiltransformatoren und von der Fähigkeit der Synchronmaschinen und Motoren zur Blindleistungserzeugung ab.

Bei allen Instabilitäten, vor allem aber bei den transienten, von grossen Störungen ausgelösten Ausgleichsvorgängen kann es zu unzulässigen elektrischen, thermischen und mechanischen Beanspruchungen der Netzelemente kommen, welche einen zusätzlichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit

und die Sicherheit der Energieversorgung haben können. Hervorzuheben sind hier die thermischen und mechanischen Beanspruchungen der Wicklungen der Transformatoren und Maschinen und die mechanischen Beanspruchungen der Wellenstränge der Maschinen bei Netzfehlern (z.B. Kurzschlüssen).

### Beurteilungskriterien für die Netzsituation

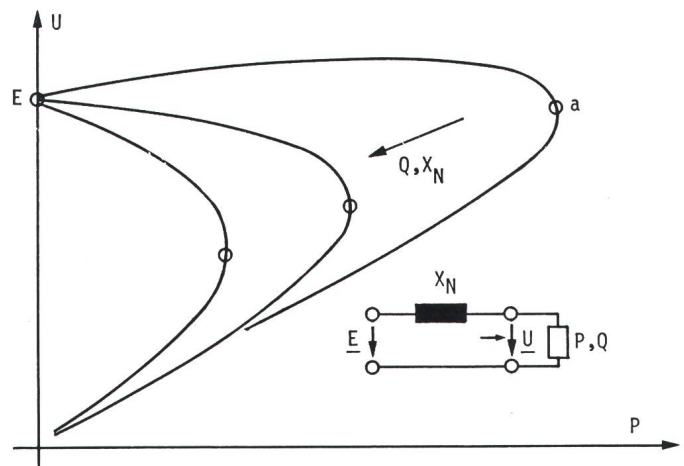
Die Probleme der Netzdynamik und Stabilität sind komplex und vor allem verkettet. Stabilitätsprobleme treten sehr selten in reinen Formen auf. Die Komplexität der Systeme, die Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen den Systemelementen können zu einer Kette von Ereignissen führen, welche vor allem durch eine mehrfache Wirkung der Einflussgrößen und durch die Verkettung der Schutzeinrichtungen bedingt sein kann.

Die folgende Ereigniskette ist denkbar: Wegen eines generatornahen, erst in der zweiten Stufe abgeschalteten Kurzschlusses wird eine grosse Synchronmaschine transient instabil und vom Netz getrennt. Eine entferntere Leitung wird wegen des Schutzversagens ebenfalls abgeschaltet. Die Leistung eines anderen Kraftwerkes muss daher über ein unterlagertes Netz mit einer grösseren Netzreaktanz ins Netz eingespeist werden. Dessen Generator wird statisch instabil und ebenfalls vom Netz getrennt. Damit wird das Leistungsgleichgewicht des Netzes so gestört, dass Verbundleitungen überlastet und nach einiger Zeit abgeschaltet werden. Wegen des Versagens der Lastabwurflogik überwiegt der Verbrauch.

Das Netz bricht frequenz- und spannungsmässig zusammen.

Für eine zuverlässige Beurteilung der Situation ist daher nicht nur die genaue Kenntnis der Abhängigkeiten und Verkettungen erforderlich, es müssen auch die Einflussgrößen und die Fehlerwahrscheinlichkeiten bekannt sein. Nur so können Aussagen über die Gefährdungssituation und über mögliche Abhilfemassnahmen gemacht werden. Gerade dabei ist der zeitliche Ablauf der Phänomene von entscheidender Bedeutung. Während die transiente Instabilität bei einer grossen Störung praktisch spontan auftreten kann, werden Stabilitätsprobleme, welche von den Regelungseinrichtungen verursacht werden, sich i.a. langsamer entwickeln. In Bild 8 wurde der Versuch unternommen, den verschiedenen Stabilitätsproblemen Einflussgrößen und Ereigniszeiten zuzuordnen. Sie zeigt eindeutig, wie auch schon die Grundgleichung (1) für die Energieübertragung, dass die Netzreaktanz  $X_N$  zwischen dem betrachteten Kraftwerk oder Generator und dem als starr zu betrachtenden Netz von entscheidender Bedeutung ist. Der Verbundbetrieb über ein ausgedehntes, vermaschtes Netz senkt die Netzreaktanz  $X_N$ . Er trägt damit wesentlich zu einer Verbesserung des Stabilitätsverhältnisse bei. Die Grösse der Netzreaktanz  $X_N$  an der Anschlussstelle einer Synchronmaschine oder eines Kraftwerkes kann aufgrund der Kurzschlussleistung  $S_K$  an der Anschlussstelle abgeschätzt werden. Für die Synchronmaschine ist dabei die Netzreaktanz  $X_N$  von Bedeutung, welche auf die Generatortennreaktanz  $X_G = U^2/S_G$  bezogen ist. Berücksichtigt man noch die Reaktanz  $X_{tr}(= u_k)$  des vorgeschal-

**Bild 7 Erscheinungsformen der Spannungsinstabilität**



Abhängigkeit der Verbraucherspannung  $U$  von der Verbraucherleistung  $P$   
*a* Stabilitätsgrenzleistung bei gegebener Verbraucherblindleistung  $Q$  und Netzreaktanz  $X_N$

teten Transformators gleicher Leistung, so erhält man für die charakteristische Reaktanz die Beziehung:

$$X_N = X_{tr} + S_G/S_k \quad (6)$$

Damit kann mit Hilfe der im Bild 9 dargestellten Grenzkurve für die transiente Stabilität die zulässige Fehlerdauer  $T_F$  abgeschätzt werden [1].

### Hat die schweizerische Energieversorgung Stabilitätsprobleme?

Die elektrische Energieversorgung der Schweiz erfolgt über ausgedehnte, zum Teil vermaschte Übertragungs- und Verteilnetze. Die räumlich sehr stark verteilten Kraftwerke sind zum grösseren Teil an das Übertragungsnetz angeschlossen. Kleinere Einheiten speisen ihre Leistung jedoch auch direkt in die Verteilnetze ein.

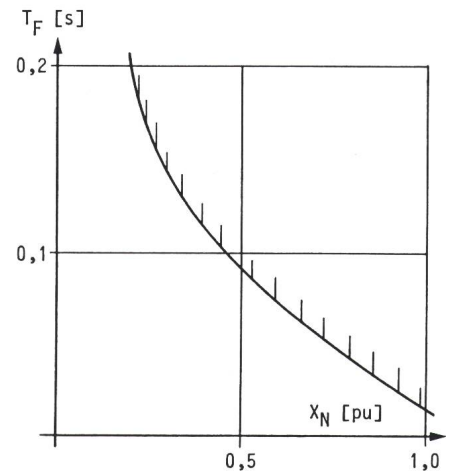
Im Übertragungsnetz erreicht die Netzreaktanz  $X_N$  auch bei den grössten

Kraftwerksleistungen im Normalbetrieb nur Werte im Bereich von 0,2...0,3 p.u.

In den Verteilnetzen können jedoch Werte im Bereich von 0,3...0,4 p.u. auftreten, vor allem dann, wenn grössere Leistungen in die unteren Spannungsebenen eingespeist werden. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens dreiphasiger Kurzschlüsse in den Übertragungsnetzen ist sehr viel kleiner als in den Verteilnetzen.

Im normalen, ungestörten Netzbetrieb sind daher Stabilitätsprobleme nur dann zu erwarten, wenn:

- der Netzschutz versagt,
- die Einspeisung in einer Randzone des Netzes mit einer grossen Netzreaktanz liegt,
- dezentral, im Verteilnetz grosse Leistungen in schwache, unkompenzierte Netze eingespeist werden,
- Industrienetze mit einer grossen Eigenerzeugung über schwache Leitungen und Transformatoren mit dem übergeordneten Netz verbunden sind.



**Bild 9 Kritische Fehlerklärungszeit  $T_F$  in Abhängigkeit von der Netzreaktanz  $X_N$**

für den ungünstigsten Fall: Klemmenkurzschluss, dreiphasig

Im verletzbaren oder gestörten Netzbetrieb, welcher dadurch gekennzeichnet wird, dass bei einer weiteren Störung die Versorgung ganz oder teilweise unterbrochen ist, muss dann mit einzelnen Stabilitätsproblemen gerechnet werden, wenn:

- die Spannungsregelung der grösseren Synchronmaschinen keine Pendeldämpfung (Zusatzsignale) hat,
- keine Netzentkoppelungs- und Lastabwurfssysteme vorhanden sind,
- die Blindleistungskompensation für die Spannungsstützung vor allem bei Unterfrequenzen unzureichend ist.

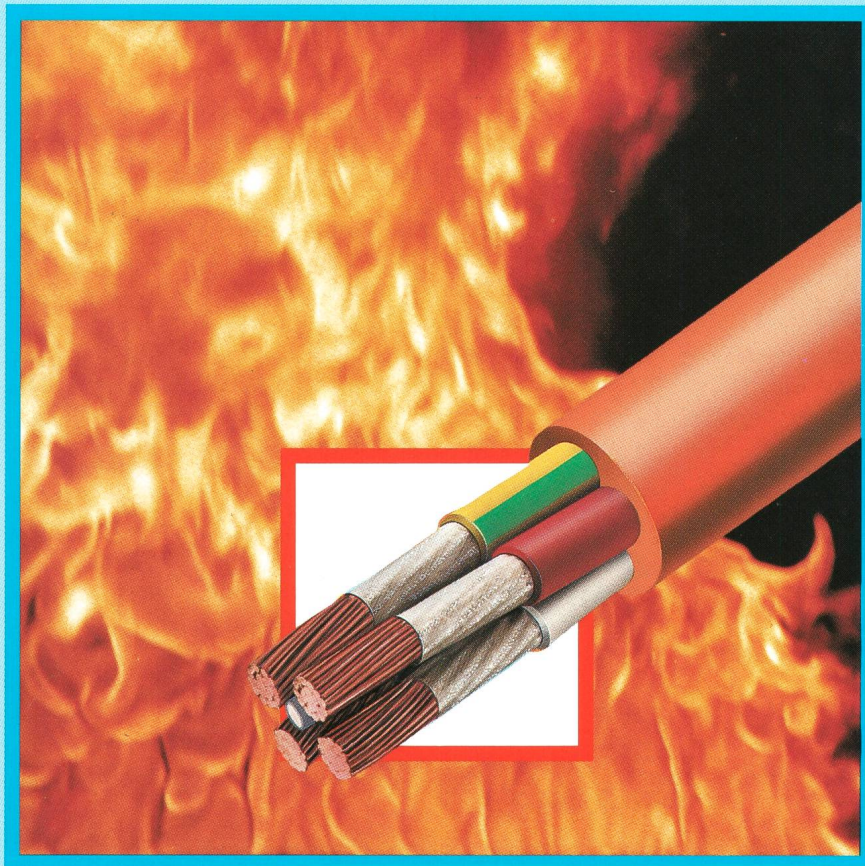
Diese Globalaussage ist nur als Anregung zum Nachdenken zu betrachten. Sie kann im einzelnen nur durch eine gezielte Schwachstellenanalyse und durch eine detaillierte Simulation des Netzverhaltens bei verschiedenen Störungen und Netzzuständen verifiziert werden. Allerdings ist es zweifelhaft, ob die dafür notwendigen Voraussetzungen einer hinreichend genauen Kenntnis der Netzsituation und der Maschinen- und Netzparameter insbesondere für den kritischen Fall der dezentralen Einspeisung gegeben ist. Es wäre daher empfehlenswert, wenn man sich jetzt mit der Beschaffung der für die Analyse des Stabilitätsproblems erforderlichen Daten und Modelle beschäftigen würde, um dann in einer zweiten Phase konkrete Aussagen machen zu können.

#### Literatur

- [1] H. Happoldt und D. Oeding: Elektrische Kraftwerke und Netze. 5. Auflage. Berlin/Heidelberg/New York, Springer Verlag, 1978

	Zeitkonstante, Zeitbereich, Periodendauer	Negative Einflussgrössen	Positive Einflussgrössen
Transiente Stabilität	$\leq 0,5$ s	Netzreaktanz gross, Fehlerdauer gross, Trägheitskonstante $H$ klein,	Starke Netzvermaschung, Verbundbetrieb, Blindleistungskompensation, Übergeordnete Lastverteilung
Statische Stabilität	0,5 ... 10 s	Netzreaktanz gross, Generatorspannungsregler mit grosser Verstärkung	Starke Netzvermaschung, Verbundbetrieb, Generatorspannungsregler mit Zusatzsignalen, Blindleistungskompensation
Langzeit-Leistung-Frequenz-Stabilität	1 ... 100 s	Ungenügende, langsam aktivierbare Kraftwerksreserve, Schwacher Verbundbetrieb	Grosse, schnell zu aktivierende Kraftwerksreserve, Verbundbetrieb, Frequenzabhängiger Lastabwurf, Netzentkopplung
Spannungsstabilität	$\leq 10$ s	Netzreaktanz gross, Netzbelastung gross, Blindleistungskompensation unzureichend	Starke Netzvermaschung, Kleine Netzreaktanzen, Regelbare Blindleistungskompensation, Übergeordnete Lastverteilung
Netzdynamik, Beanspruchungen	$\leq 1$ s	Kleine Netzreaktanz, Fehlerort in Generatornähe	

**Bild 8 Einflussgrössen der Netzstabilität und Dynamik**



**Im Brandfall während 3 Stunden  
voll funktionsfähig:**

## **RADOX TYP FR FEUERBESTÄNDIGE KABEL**

Feueralarmssysteme, Notbeleuchtungen, Ventilationen, Aufzüge und Kommunikationssysteme haben besonders im Katastrophenfall lebenswichtige Funktionen zu erfüllen. Feuerbeständige RADOX-Kabel Typ FR, mit einer kombinierten Flammbremse, sind halogenfrei und funktionieren auch im Brandfall noch während vollen 3 Stunden absolut zuverlässig.

Verlangen Sie unsere Dokumentation über RADOX-Sicherheitskabel.



**HUBER+SUHRNER AG**

**Geschäftsbereich Kabel**

CH-8330 Pfäffikon/ZH

☎ 01 952 22 11

CH-9100 Herisau

☎ 071 53 41 11