

Stabilitätsaspekte bei Ausdehnung von Verbundnetzen

E. Grebe, M. Lösing, Essen, H.-J. Haubrich, Aachen

1. Einleitung

Technische und wirtschaftliche Gründe führten weltweit zum Aufbau von Verbundsystemen für die elektrische Energieversorgung. Sie entwickelten sich in unterschiedlicher Größe und Ausdehnung abhängig von den geographischen und politischen Gegebenheiten, den Bevölkerungsdichten, dem Vorkommen standortgebundener Primärenergie und nicht zuletzt den technischen Voraussetzungen.

Flächenmäßig die größte Ausdehnung hat heute das System der früheren Sowjetunion mit einer Entfernung in Ost-West-Richtung von über 6.000 km, auch nachdem Teile westlicher Regionen wie Ungarn, Polen, Tschechien und Slowakei inzwischen von diesem Netz abgetrennt sind und den Parallelbetrieb mit dem UCPTE-Netz aufgenommen haben.

Der Aufbau des UCPTE-Netzes vollzog sich zunächst über nur relativ schwache grenzüberschreitende Verbindungen oder einzelne zwecks gegenseitiger Stromlieferungen im Richtbetrieb geschaltete Kraftwerksblöcke. Die Möglichkeiten des Stromhandels und der effektiven Stützung bei Störungen waren dementsprechend zunächst nur sehr begrenzt. Betriebliche Probleme des Spannungs-Blindleistungshaushalts und schwach gedämpfter Leistungs-pendelungen auf den Kuppelleitungen führten oftmals zu ungewollten Auftrennungen. Im Laufe der Zeit rückten derartige Stabilitätsprobleme innerhalb des UCPTE-Netzes im Zuge des weiteren Ausbaus und engerer Netzvermaschung in den Hintergrund. Stabilitätskritische Betriebssituationen treten heute überwiegend nur noch im Zusammenhang mit Netz- oder Kraftwerksstörungen auf /1/. Um Folgeschäden an Betriebsmitteln und Ausweitungen von Störungsabläufen mit schwerwiegenden Folgen für das Ge-

samtsystem zu verhindern, sind schon bei der Planung diesbezüglich geeignete Dimensionierungen des Netzes, des Schutzes und der Kraftwerksregelung zu beachten.

Die Entwicklung der in Europa nebeneinander existierenden Verbundsysteme vollzog sich bis vor kurzem stets in überschaubaren Schritten, so daß die mit der Erweiterung technischen Probleme und Risiken relativ begrenzt und vertretbar blieben.

Jüngste politische Veränderungen im Osten haben dazu geführt, daß zuerst mit der Parallelschaltung der Netze der neuen Bundesländer und unmittelbar darauf folgend der Central-Länder (Polen, Slowakai, Tschechien, Ungarn) Verbundnetzerweiterungen in bisher nicht bekannter Größenordnung durchgeführt wurden. Weitere Verbunderweiterungen stehen auch an den nördlichen und südlichen Grenzen des UCPT-Netzes zur Diskussion.

Auf technischer Ebene sind hierfür umfangreiche Vorbereitungen zu treffen. Wie bei jeder Netzänderung oder Erweiterung sind zunächst Lastfluß- und Kurzschlußstromberechnungen erforderlich. Diese beschränken sich aufgrund der physikalischen Gegebenheiten auf eine relativ begrenzte Umgebung der jeweils betrachteten Netzregion.

Die zwischen größeren Netzblöcken ablaufenden dynamischen Vorgänge hingegen wirken sich u. U. auf das gesamte Verbundsystem aus. Zuschaltungen größerer Netzblöcke erfordern daher umfangreiche Systemstudien, um die Auswirkungen auf die Verbundstabilität und geeignete Maßnahmen zur Wahrung des Parallelbetriebs zu untersuchen /2/.

Die unterschiedlichen physikalischen Wechselwirkungen auf Verbundebene beginnen unmittelbar nach Störungseintritt im Sekundenbereich mit Fragen nach monotoner oder oszillatorischer Instabilität (Kurzzeitdynamik) bis hin zu längerzeitigen Netzpendelungen. Diese Vorgänge entscheiden über die Wahrung des Synchronismus einzelner Blöcke oder Kraftwerksgruppen nach Netzfehlern (transiente und statische Stabilität). Im anschließenden Sekunden- bis Minutenbereich liegt die Dynamik der Frequenzstabilität durch Primär- und Sekundärregelung (Mittelzeit-

dynamik). Dem Zeitbereich von 15 bis 30 Minuten sind Vorgänge der Spannungsstabilität zuzuordnen.

Der Begriff "Verbundstabilität" wird verwendet, weil es sich um überregionale Vorgänge handelt, die sich auf das gesamte Verbundsystem erstrecken können. Dementsprechend werden anders als bei lokal begrenzten Abläufen, wie Polradpendelungen eines einzelnen Blocks oder dessen Synchronismus nach Netzfehlern, hierfür Modelle der großräumigen Wirkungsmechanismen benötigt.

2. Kurzzeitdynamik (Sekundenbereich)

2.1 Statische Verbundstabilität

Die statische Stabilität ist dann nicht mehr gegeben, wenn z. B. während des ungestörten Netzbetriebes durch geringfügige Netzzustandsänderungen, erhöhten Leistungstransport oder Schalthandlungen der stationäre Betrieb nicht mehr aufrecht erhalten bleibt, weil es zu dauerhaften oder sogar aufklingenden Schwingungen kommt /3/.

So stellte die statische Stabilität des jugoslawischen Netzes während der ersten Anschlußversuche (1973) an das UCPT-Netz ein Problem dar /4, 5, 6/. Damals kam es zu aufklingenden Schwingungen mit einer Eigenfrequenz von rund 0,2 Hz, die den Anschluß zunächst unmöglich machten. Dieses Verhalten ist nachvollziehbar, wie der Vergleich von Rechnung und Messung zeigt (Bild 1).

Der Verlust der statischen Stabilität kann durch spannungsstützende Maßnahmen (z. B. statische Kompensatoren SVC), Zusatzsignale auf die Generatorspannungsregler (z. B. Pendeldämpfungsgeräten, PSS) oder durch Netzverstärkung vermieden werden /7, 8/. Durch PSS an ausgesuchten Generatoren im jugoslawischen Netz konnte eine deutliche Verbesserung der Dämpfung erzielt werden, was dessen Anschluß an das UCPT-Netz erst ermöglichte.

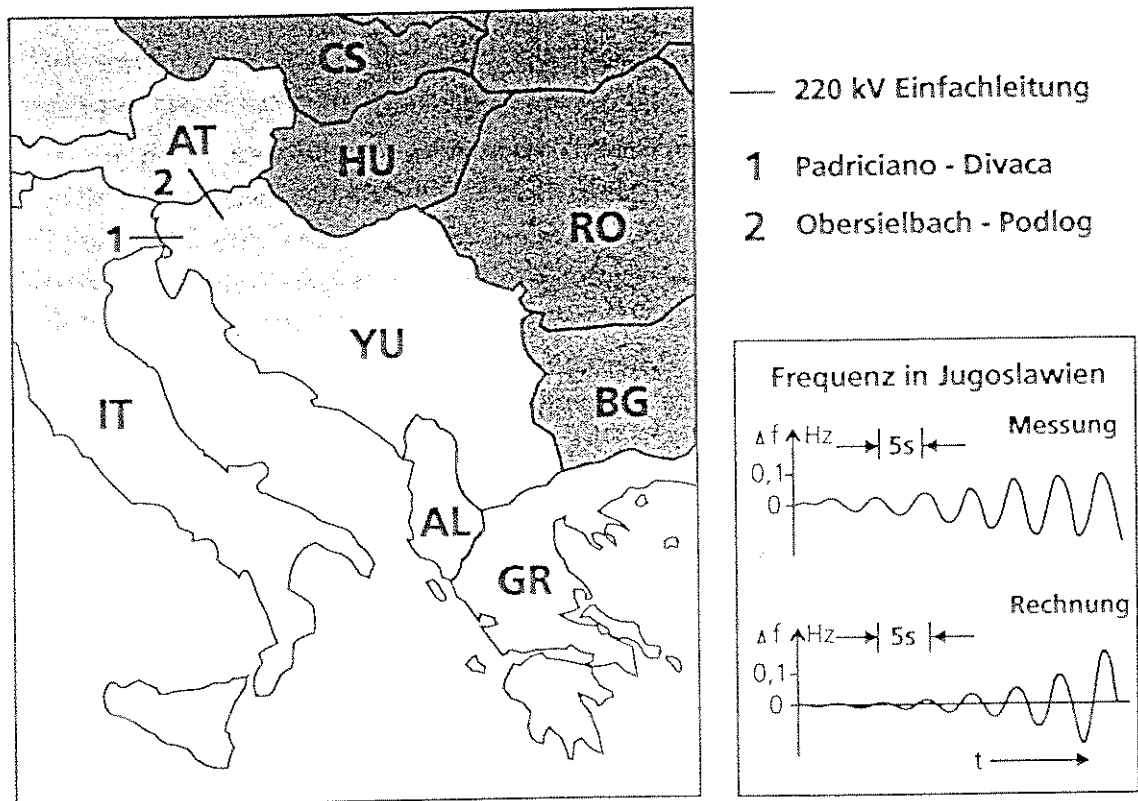


Bild 1: Statische Instabilität während der Parallelschaltversuche des jugoslawischen Netzes mit dem UCPT-Netz (1973)

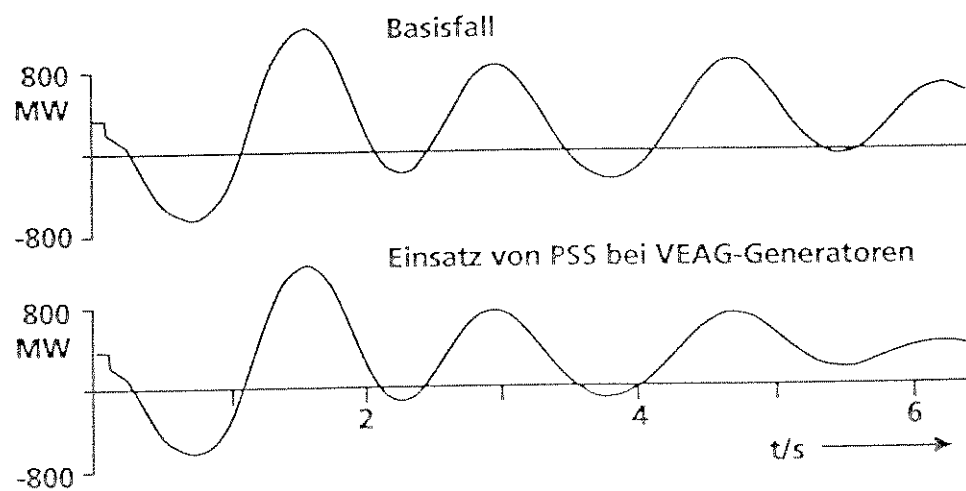


Bild 2: Statische Stabilität im deutschen Verbundnetz

Bild 2 zeigt den berechneten Verlauf der Wirkleistung auf einer der drei Kuppelleitungen zwischen den Netzen der alten und neuen Bundesländer nach einer schwachen Anregung durch einen weit entfernten Kurzschluß. In dem zugrunde liegenden Basisfall kommt es zu Wirkleistungspendelungen mit Amplituden von mehreren hundert MW, deren schwache Dämpfung nicht akzeptabel ist. Offensichtlich befindet sich das System sehr nahe an der Grenze der statischen Stabilität, so daß nach einer nur geringfügigen Zustandsänderung, z. B. infolge eines geänderten Lastflusses, die Gefahr einer Instabilität mit aufklingenden Pendelungen besteht.

Durch Ausrüstung aller größeren Generatoren im VEAG-Netz mit PSS wird, wie die Simulation zeigt, ein zufriedenstellendes Verhalten erzielt.

Ein zukünftig möglicher Problemfall mit statischer Instabilität könnte entstehen, wenn der UCPT-Verbund über das Gebiet der CENTREL-Länder hinaus nach Osten erweitert werden sollte und es zu einem größeren Leistungsaustausch über beispielsweise 1500 km Entfernung käme. Die für die "Kleinsignal"-Stabilität sehr gut geeignete Modalanalyse des realitätsnahen Systemabbildes zeigt zwei kritische Eigenwerte λ_1 und λ_2 (Bild 3) mit schwach gedämpften oder sogar aufklingenden Netzpendelungen. Der höherfrequente Eigenwert λ_2 weist auf Teilnetzpendelungen innerhalb des neu hinzukommenden Netzbereiches hin, die mit den vorhergenannten Maßnahmen wie PSS, SVC, u.a. beeinflussbar sind.

Kritisch für den Gesamtverbund ist vor allem λ_1 mit dem Schwingungsknoten im Kupplungsbereich der Verbunderweiterung (Bild 4). Diese niederfrequente Netzpendelung ist zwar durch zusätzliche Kuppelleitungen wirkungsvoll zu dämpfen, aber nur solange keine wesentlichen Transite hierüber stattfinden. Der stark entdämpfende Einfluß von Transitern macht die praktische Nutzung der Kuppelquerschnitte unmöglich (Bild 3). Um die Systeme hinsichtlich ihrer Stabilität und ihrer unterschiedlichen Betriebsweisen zu entkoppeln, empfehlen sich die Errichtung von Gleichstromverbindungen, deren Querschnitte problemlos an den beabsichtigten Stromhandel angepaßt werden können.

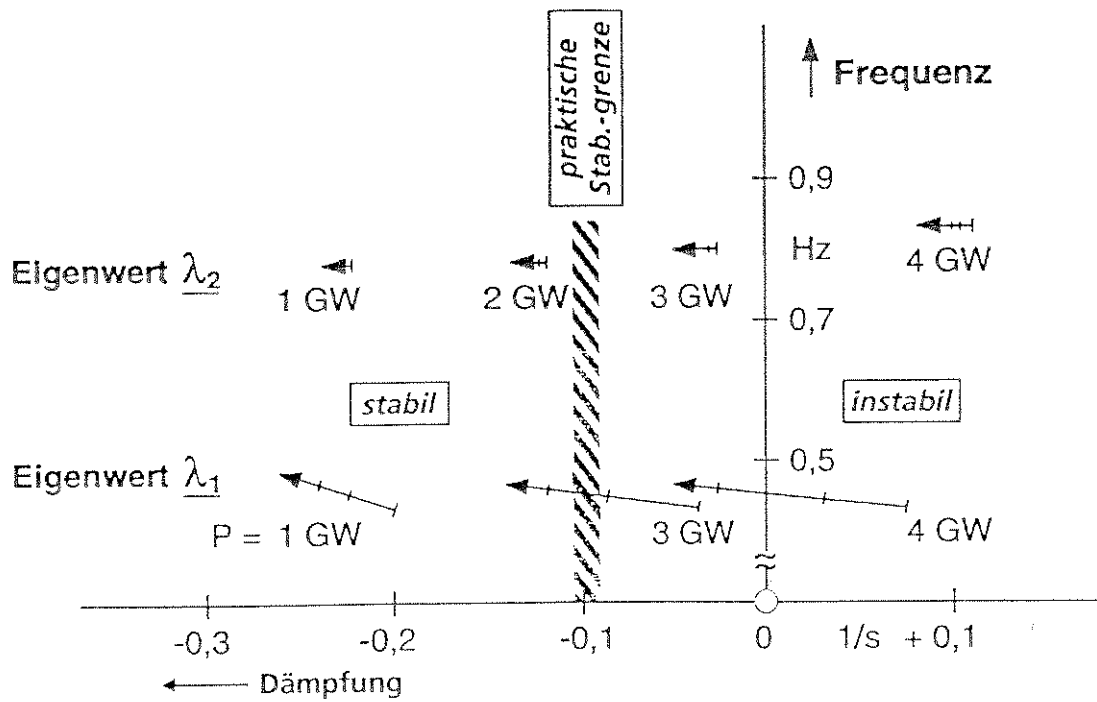
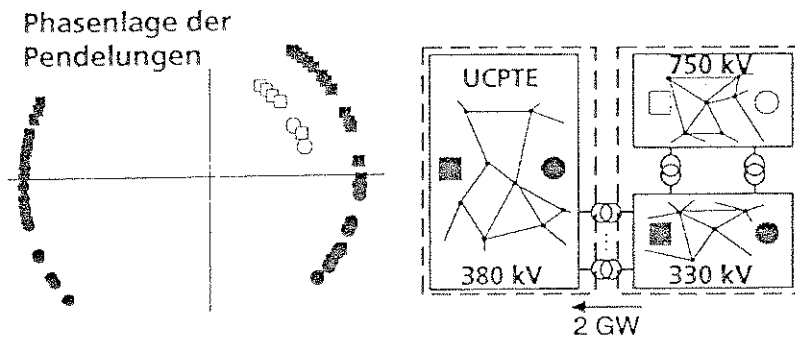


Bild 3: Dominante Eigenwerte eines UCPTe-Ukraine-Drehstromverbundes bei Leistungsaustausch P, ←+---+ : Einfluß des 380/330kV-Kuppelquerschnitts

Eigenwert λ_1 (0,5 Hz)



Eigenwert λ_2 (0,8 Hz)

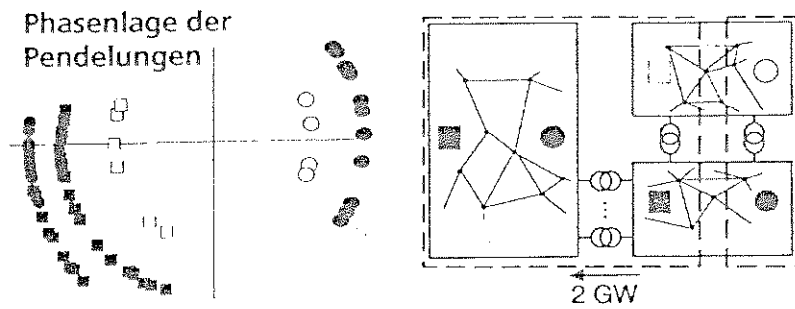


Bild 4: Kohärente Generatorgruppen eines UCPTe-Ukraine-Drehstromverbundes

2.2 Transiente Verbundstabilität

Die transiente Stabilität geht verloren, wenn während oder nach Netzstörungen (z. B. Kurzschlüsse) ein oder mehrere Kraftwerksgeneratoren oder sogar Teilnetze gegenüber dem Verbundsystem asynchron werden. Eine lokale Instabilität mit daraus folgendem Ausfall einzelner Generatoren bleibt für das Verbundsystem beherrschbar. Ein möglicher Asynchronlauf und Verlust von Generatorgruppen mit hohen Ausgleichsströmen zwischen den Netzbereichen stellt jedoch ein nicht akzeptables Risiko dar.

Die Gefahr einer solchen Verbundinstabilität besteht bei unzureichender überregionaler Einbindung von Kraftwerken, was insbesondere bei Standortkonzentration in Randlagen des Verbundsystems zu beachten ist. In einer durchgeführten Stabilitätsuntersuchung wurden drei Varianten für ein Teilnetz untersucht: Inselbetrieb, Verbundbetrieb mit schwacher bzw. zusätzlicher überregionaler Einbindung.

Bild 5 zeigt die zulässige Dauer eines 3poligen Netzfehlers, bei der alle Generatoren ihren Synchronismus gerade noch aufrecht erhalten können. Die längste Fehlerdauer erlaubt der In-

<i>Inselbetrieb</i>	<i>Verbund mit schwacher Einbindung</i>	<i>Verbund mit zusätzlicher Einbindung</i>
	Verbund-Instabilität <i>ca. 200 ms</i>	Block-Instabilität <i>ca. 230 ms</i>
<i>< 150 ms</i>		
↑ <i>Ausschaltzeit UCPT</i>	<i>Stabilität</i>	

Bild 5: Maximale Fehlerdauer bis zur transienten Instabilität

selbetrieb. Während des Fehlers werden alle in der Nähe des Fehlerorts befindlichen Generatoren infolge ihrer engen elektrischen Kopplung innerhalb des Teilnetzes annähernd gleichmäßig beschleunigt, so daß ihr Synchronismus erst bei sehr langen Fehlerzeiten verloren geht.

Dieses kohärente Verhalten der untereinander eng gekoppelten Generatoren bleibt auch im Verbundbetrieb erhalten. Allerdings darf die Beschleunigungsphase des Fehlers 200 ms nicht überschreiten, da sonst der Synchronismus mit dem Verbundnetz verloren geht. Diese Verbundinstabilität bedeutet, daß die Generatoren des fehlerbetroffenen Netzgebietes zwar untereinander noch synchron bleiben, aber dieses Teilnetz insgesamt gegen das Verbundsystem schlüpft.

Die Simulationsergebnisse in Bild 6 zeigen, daß hohe Leistungspendelungen auf den Kuppelleitungen auftreten. Es besteht die Gefahr, daß nach Schutzauslösungen und aufgrund von Spannungsschwankungen im Eigenbedarf mehrere Kraftwerke vom Netz getrennt werden, deren Leistungsausfall für den Verbund nicht mehr beherrschbar ist. Eine Verbesserung der Schutztechnik kann nicht in vollem Umfang zufriedenstellen, da sich die Eintrittswahrscheinlichkeit eines solchen Ereignisses zwar verringert, jedoch die grundsätzliche Systemeigenschaft einer möglichen Verbundinstabilität nicht beseitigt wird.

Eine wirkungsvolle Abhilfe ist durch zusätzliche überregionale Einbindungen der bezüglich ihrer Stabilität kritischen Kraftwerksstandorte möglich, Bild 7. Die zulässigen Fehlerzeiten erhöhen sich zwar nur unwesentlich, jedoch wird bei genügender Netzvermaschung nur noch der direkt vom Fehler betroffene Generator instabil. Eine solche lokale Generatorinstabilität wird für den Fall eines Schutz- oder Schalterversagens aus Sicht des Verbundbetriebs als vertretbares Risiko angesehen.

3. Primärregelung (Sekunden- bis Minutenbereich)

Erst die Zusammenschaltung mehrerer Teilnetze zu einem Verbundsystem ermöglicht es, den Ausfall großer Kraftwerkseinheiten regeltechnisch frequenzstabil zu beherrschen. Nachdem ein Leistungsausfall zunächst aus der kinetischen Energie aller syn-

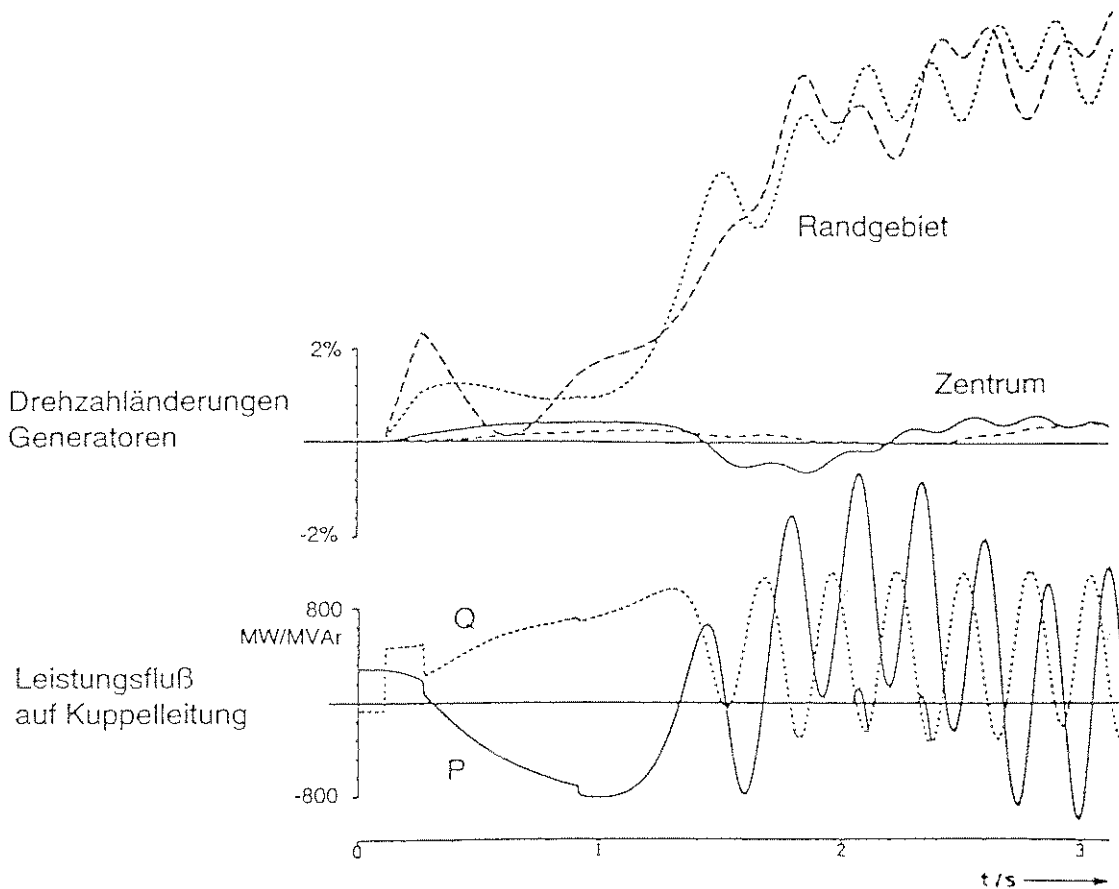


Bild 6: Verbundinstabilität bei schwacher Einbindung der Kraftwerksstandorte

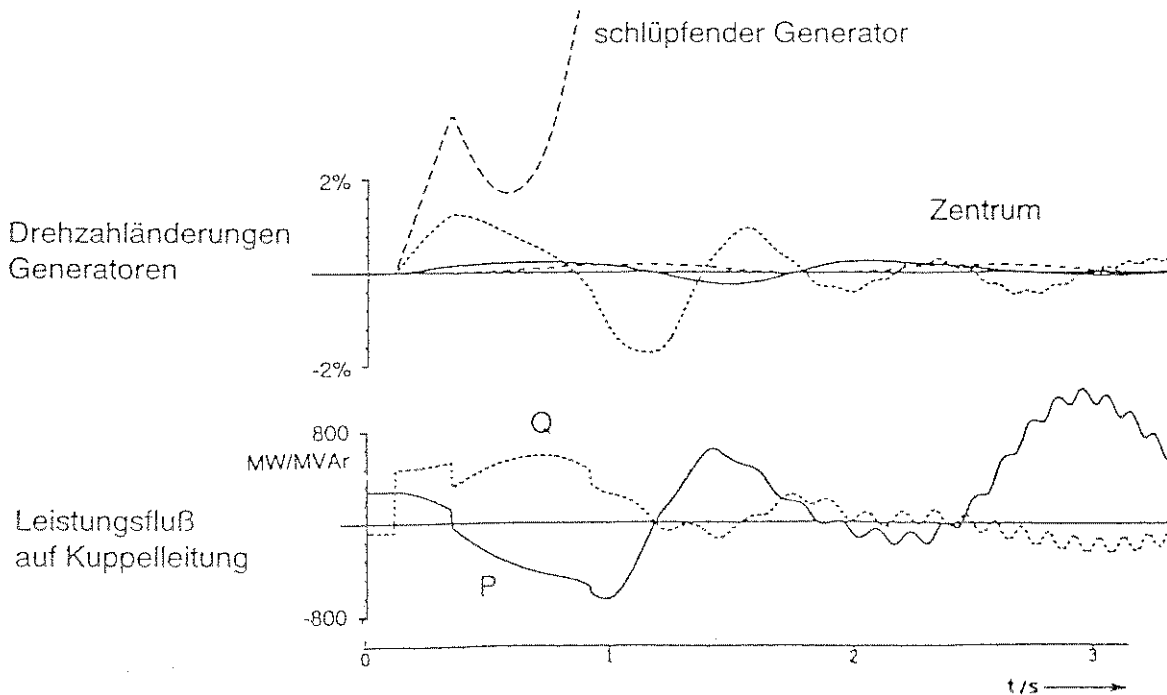


Bild 7: Lokale Generatorinstabilität bei zusätzlicher über-regionaler Einbindung der Kraftwerksstandorte

chron umlaufenden Schwungmassen gedeckt wird, muß die Primärregelung noch im Sekundenbereich wieder für Leistungsgleichgewicht sorgen, damit die Frequenz nicht unzulässig absinkt.

Mit zunehmender Verbundausdehnung haben auch Laufzeiteffekte /9/ der örtlich auftretenden Frequenzabweichungen für die Aktivierung der Sekundenreserve eine zunehmende Bedeutung. Bild 8 zeigt die für verschiedene Orte berechneten Frequenzverläufe in dem um die Centrel-Länder erweiterten UCPT-Netz nach einem angenommenen Ausfall von 1300 MW in Ungarn. Am Ausfallort bricht die Frequenz nahezu unverzögert ein, in ca. 1200 km Entfernung erst nach ca. 1 s. Hieraus läßt sich für den Frequenzeinbruch eine elektro-mechanisch bestimmte Ausbreitungsgeschwindigkeit von etwa 1200 km/s abschätzen.

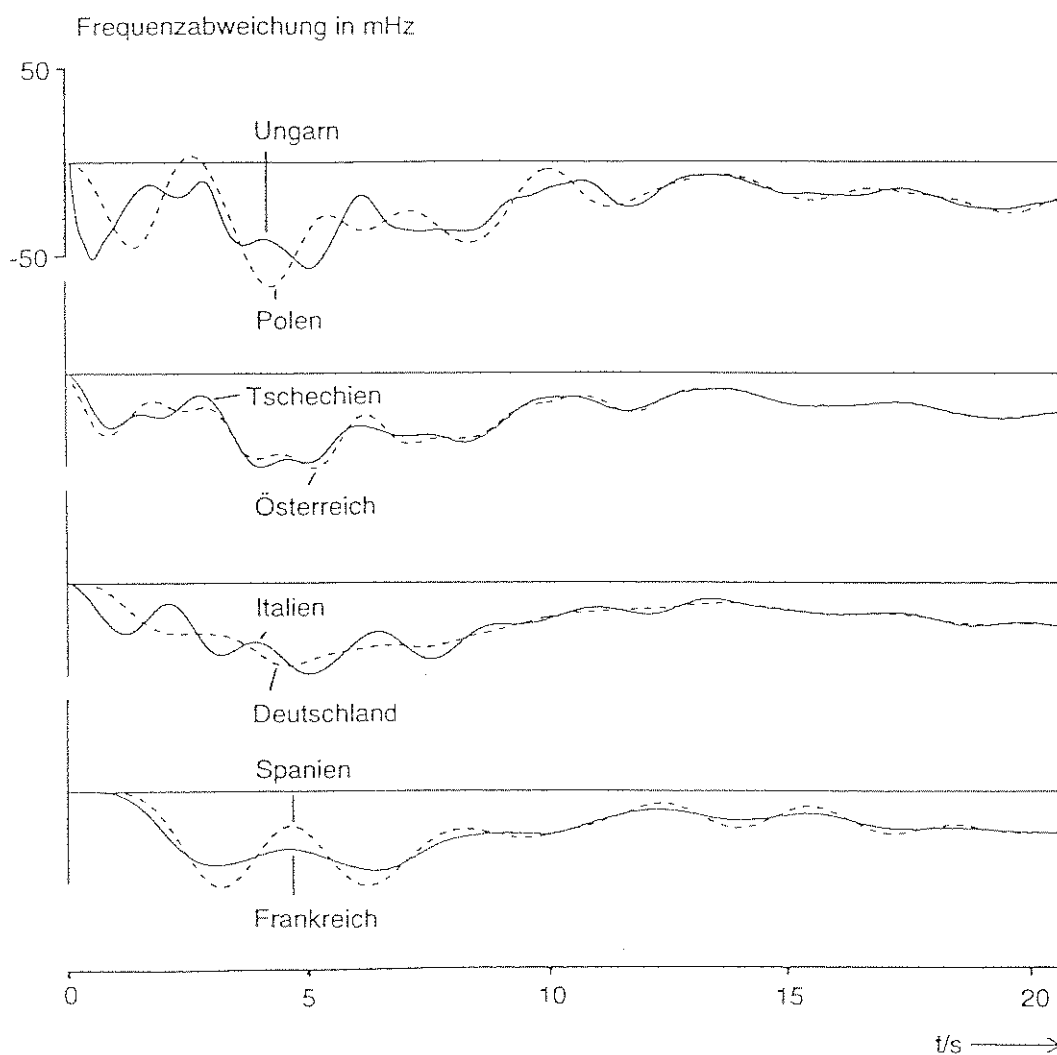


Bild 8: Frequenzverläufe an verschiedenen Orten nach Ausfall von 1300 MW in Ungarn

Die Primärregelung weiter entfernt liegender Kraftwerke wird also zeitlich verzögert aktiviert mit der Folge von Netzpendelungen. Es muß vermieden werden, daß insbesondere die kritischen, häufig schwach gedämpften niederfrequenten Netzpendelungen u.a. durch zu große Totbänder, zu geringe Stellgeschwindigkeit der Turbinenventile oder zu hohe Reglerverstärkungen (kleine Statik) angefacht werden.

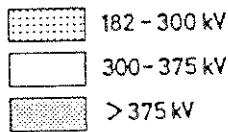
Ferner muß beachtet werden, daß im weiträumigen Verbund die dezentrale Sekundenreserve über weite Entfernungen in das ausfallbetreffene Netzgebiet herangeführt werden muß. Trotz insgesamt ausreichender Regelreserve können Engpässe im Übertragungsnetz Grenzen für die Aushilfslieferung darstellen und u. U. zu ungewollten Verbundnetzauftrennungen führen. Ein Auslegungskriterium für die Primärregelung ist also neben dem zu beherrschenden Auslegungsstörfall auch die Übertragungsfähigkeit des Netzes in das gestörte Gebiet.

4. Spannungsstabilität (Minuten- bis Stundenbereich)

Hohe Wirkleistungstransporte über lange Entfernungen erfordern besondere Maßnahmen zur Spannungshaltung, um den Blindleistungsbedarf des Verbundnetzes zu decken. Da Blindleistung nicht über größere Entfernungen transportiert werden kann, muß regional für eine ausgeglichene Bilanz gesorgt werden. In einem durch Transportaufgaben hoch belasteten Verbundnetz besteht sonst die Gefahr einer Spannungsinstabilität, die ein über mehrere Minuten andauerndes nicht mehr aufzuhaltendes Absinken der Netzspannung bis zum völligen Netzzusammenbruch zur Folge hat /10/.

Bild 9 zeigt eine Großstörung in Frankreich, wo große Gebiete längere Zeit spannungslos waren, nachdem infolge eines Kälteeinbruches ein hoher Wirkleistungsbedarf entstand, der durch Transporte aus den ausländischen Netzen gedeckt werden mußte.

Spannungsniveau im 400-kV-Netz (11.50 Uhr):



— Einfachleitung
 = Doppelleitung
 • Station

Kraftwerke:

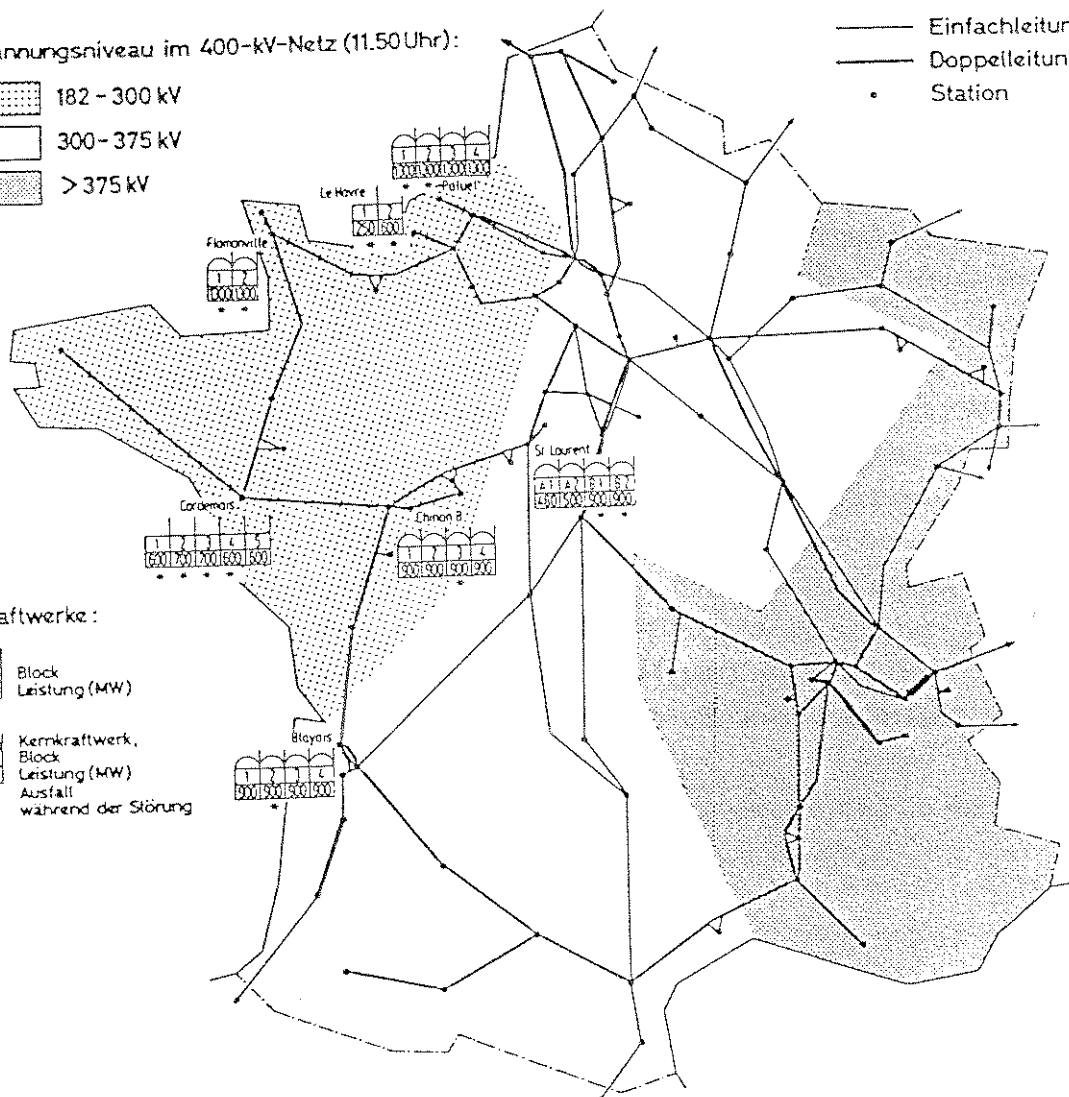
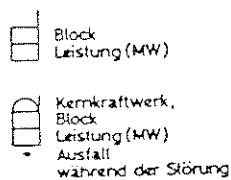


Bild 9: Großstörung in Frankreich am 12. Januar 1987

Nahezu alle großen Netzsammenbrüche der letzten 20 Jahre waren die Folge von Spannungsinstabilitäten. Ihre Auswertungen haben gezeigt, daß hierfür sowohl netz- als auch kraftwerksseitige Ursachen zu nennen sind.

4.1 Kraftwerksseitig bedingter Spannungskollaps

Die Analyse von Regel- und Schutzkonzepten bestehender Kraftwerksblöcke hat gezeigt, daß u. U. schon bei nur geringem Spannungseinbruch sich Generatoren vorzeitig vom Netz trennen und eine Kettenreaktion mit weiteren Ausfällen bis zum völligen Kollaps auslösen können. Die in Bild 9 gezeigte Großstörung in Frankreich ereignete sich, nachdem viele Generatoren wegen Überstrom in der Erregung sich sukzessive vom Netz trennten.

Damit nicht, wie in diesem Fall, der Generator durch Blindleistungsabgabe überlastet wird, werden in der Regel automatische Begrenzungsregelungen eingesetzt. Bei deren Eingriff wird der Erregerstrom konstant gehalten, so daß bei sinkender Netzspannung die Generatorklemmenspannung die zulässige 95-%-Grenze unterschreitet und der hierdurch steigende Ständerstrom zu Auslösungen führen kann.

Ohne Anpassung der Blocktransformatorstufung kann dieser Fall bei unveränderter Abgabe der Bemessungscheinleistung bereits unterhalb einer Netzspannung von 380 kV eintreten (Bild 10). Durch Rückstufung des Blocktransformators läßt sich der Generator- und damit der gesamte Blockbetrieb weitgehend von derartigen kritischen Netzsituationen entkoppeln. Bei Einstellung des niedrigsten Übersetzungsverhältnisses kann der in Bild 10 betrachtete Generator noch bis zu einer Netzspannung von 320 kV seine volle Scheinleistung in das Netz abgeben. Mit dieser Maßnahme hilft der Generator, auch bei extrem niedriger Netzspannung den Netzbetrieb so lange wie möglich aufrechtzuerhalten /11/.

4.2 Netzseitig bedingter Spannungskollaps

Steigende Leistungstransporte führen bei konstanter Einspeisung und annähernd konstantem Leistungsfaktor des Verbrauchs stets zu sinkender Spannung an den Lastknoten. Bild 11 zeigt das typische Verhalten am Beispiel eines 2-Knoten-Netzes. In der Nähe der kritischen Spannung wird der Gradient der Spannungsänderung so groß, daß bereits eine geringe Laststeigerung zu hohem Spannungseinbruch oder zum völligen Zusammenbruch der Spannung führt.

Diese Netzeigenschaft beruht auf der spannungsunabhängigen Entnahme der Scheinleistung aus dem Hochspannungsnetz, wie es bei automatischer Spannungsregelung der Transformatoren für die unterlagerten Spannungsebenen übliche Betriebspraxis ist. Nach Blockieren der automatischen Stufenverstellung hat die im Hochspannungsnetz wirksame Last annähernd Impedanzverhalten, und das netzseitige Stabilitätsproblem existiert nicht. Aus diesem

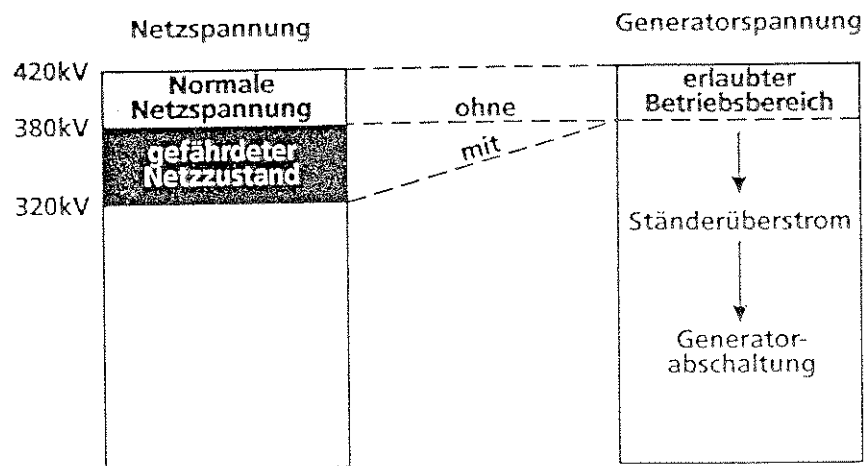


Bild 10: Rückstufung des Blocktrafos bei sinkender Netzspannung

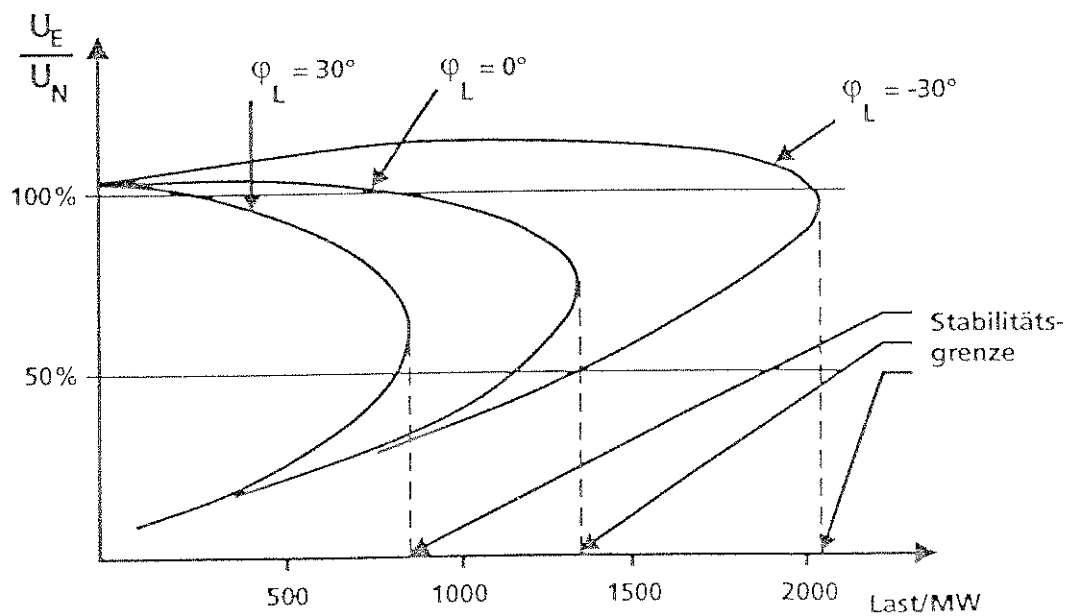
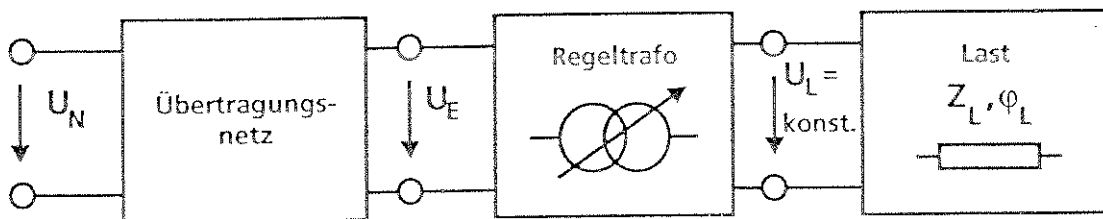


Bild 11: Prinzipbeispiel für Spannungsinstabilität

Grund sollten automatische Spannungsregler an den Transformatoren der Verbundebene bei drohendem Spannungskollaps per Fernsteuerung außer Betrieb genommen werden /12/.

5. Zusammenfassung

Durch enge physikalische Kopplungen zwischen Kraftwerk und Netz bedingte dynamische Wechselwirkungen erstrecken sich über mehrere Teilnetze hinweg und führen in ausgedehnten Verbundnetzen zu großräumigen Ausgleichsvorgängen. Diese dürfen bei Verbundnetzerweiterungen weder den Betrieb des bestehenden Systems noch des zugeschalteten Netzteils beeinträchtigen.

Stabilitätsstudien haben gezeigt, daß die Zuschaltung eines weiteren Netzteils einen an seine Systemgröße angepaßten Kupplungsquerschnitt sowie eine ausreichende überregionale Einbindung großer Kraftwerksstandorte erfordert. Erst hierdurch wird die Voraussetzung für die Wirksamkeit weiterer stabilitätsverbessernder Maßnahmen im Kraftwerk und Netz geschaffen. Zur Wahrung des Synchronismus zählen hierzu statische Kompensatoren sowie geeignete Auslegung von Spannungs- und Turbinenregelung.

Eine synchrone Parallelschaltung großer bestehender Verbundsysteme, wie z. B. UCPTU-Ukraine, ist aus Stabilitätsgründen mit vertretbarem Netzausbau nicht möglich. Hierfür bieten sich HGÜ oder Gleichstrom-Kurzkupplungen an, wodurch die Systeme auf technischer Ebene weitgehend entkoppelt werden.

Zur Vermeidung weltweit bereits mehrfach aufgetretener Netzzusammenbrüche nach einer Spannungsinstabilität aufgrund hoher Auslastung der Verbundebene eignen sich relativ einfach realisierbare Steuerungs- und Regelungskonzepte für Block- bzw. Netztransformatoren.

6. Literatur

- /1/ H. P. Asal; H. A. Lader; L. Wong; K. Goldschmith:
"Störungen im westeuropäischen Verbundnetz",
Bull. SEV (Schweiz) Jg. 71 (1980) Nr. 13, S. 673-679

- /2/ H. P. Asal; E. Welfonder; Th. Schäfer:
Erfahrungen mit einem detaillierten dynamischen Netz-
modell für den westeuropäischen Verbundbetrieb,
Bull. SEV/VSE 77 (1986) 18, 20. Sept., S. 1171-1176
- /3/ Proposed Terms & Definitions For Power System Stability,
IEEE Trans. on PAS Vol. 101, No. 7,
July 1982, p. 1894-1898
- /4/ V. Arcidiarcono; E. Ferrari; R. Marconato; E.N.E.L.;
DSR/CRA (Italy); T. Brkic; M. Niksic, Jugel (Yugoslavia);
M. Kajari, Rade Concar Institute (Yugoslavia):
Studies and experimental results on electromechanical
oscillation damping in Yugoslav power system,
IEEE Meeting 1975, San Francisco
- /5/ V. Arcidiarcono; E. Ferrari; R. Marconato &
F. Saccomanno, E.N.E.L, Italy:
Analysis of factors affecting the damping of low-frequen-
cy oscillations in multimachine systems,
Cigre, Paris 1976
- /6/ E. Epitropakis, P.P.C.; V. Arcidiarcono; E. Ferrari,
R. Marconato; F. Saccomanno, DSR/CRA, E.N.E.L., Italy;
R. Brkic, Jugel, Yugoslavia:
Results of some recent measurements of low-frequency
oscillations in european power system with lonitudinal
structure,
Cigre, Paris 1976
- /7/ F. P. De Mello; C. Concordia:
"Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected
by Excitation Control",
IEEE, Vol PAS88, April 1969, p. 316-329
- /8/ G. Brauner; A. Wabi; H.-J. Haubrich; M. Wolfahrt:
Interaction of generators with Power System Stabilizers
in large networks,
CIGRE 38-15, 1986

-
- /9/ H.-J. Haubrich
Vorteile des Verbundsystems für Versorgungssicherheit und
Frequenzhaltung
VDI-Bericht Nr. 764, 1989, S. 57-74
- /10/ Planning against voltage collapse,
Electra 111, March 1987
- /11/ Maßnahmen für den Weiterbetrieb des Kraftwerksblocks
am Netz bei Abweichungen der Netzspannung von ihrem
Nennwert,
Deutsche Verbundgesellschaft e.V. Heidelberg, Juni 1993
- /12/ Netzseitige Maßnahmen zur Spannungshaltung im Verbundbe-
trieb
Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, Juni 1995