

# 1 Einleitung

Bereits seit etwa 100 Jahren wird der Begriff *Verbund* für das Zusammenwirken verschiedener Kraftwerke verwendet. Motivation für eine solche Zusammenarbeit über Unternehmensgrenzen hinweg war und ist es immer, den Netzbetrieb möglichst zuverlässig und wirtschaftlich zu gestalten. Seit mehr als 50 Jahren haben sich deshalb Unternehmen auf deutscher Ebene zum Verbund der Netzbetreiber (VDN) als Nachfolger der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) und auf europäischer Ebene zur Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE) zusammengeschlossen. Koordiniert wird von diesen Organisationen der unternehmens- und länderübergreifende, synchrone Betrieb der Hochspannungsnetze mit einer Frequenz von 50 Hz. Ziel ist es dabei, einen sicheren und verlässlichen Betrieb des resultierenden Verbundnetzes mit möglichst weitgehender Spannungs- und Frequenzstabilität für den Endverbraucher zu gewährleisten und zugleich die Kosten auf einem möglichst niedrigen Niveau zu halten. Um dies zu erreichen, werden Leistungsansätze koordiniert und Leistungsreserven länder- und netzübergreifend gemeinsam vorgehalten. Aus diesen Gründen ist das Verbundnetz auch immer weiter ausgebaut und auf weitere Länder ausgedehnt worden, sodass seine geographische Ausdehnung heute von Portugal bis Polen und von Dänemark bis Italien reicht. Inzwischen werden von der UCTE 400 Millionen Menschen in einem der weltweit größten synchronen Verbundnetze mit elektrischer Energie versorgt.

Standen in der Vergangenheit die Sicherheit und Qualität der Versorgung im Vordergrund, ist mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft das Verbundnetz zugleich zu einem Markt konkurrierender Wettbewerber geworden. Bis zur Liberalisierung sind im europäischen Verbundnetz vergleichsweise geringe Energiemengen zwischen den einzelnen Ländern ausgetauscht worden. Im Westen der USA dagegen übernimmt das dortige Verbundnetz zusätzlich zur Sicherung der Frequenz- und Spannungsstabilität auch die Aufgabe, kostengünstige Energie aus Kanada in die Lastzentren Kaliforniens über weite Entfernungen zu transportieren. Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa haben aber hier ebenfalls die Leistungsansätze zugenommen.

In Zukunft dürften sich beide Trends – Zunahme von geographischer Ausdehnung und von Leistungsansätzen – weiter fortsetzen. Im Südosten könnte sich eine Ausweitung um die Türkei und im Osten bis zur Ukraine ergeben; sogar ein Ringchluss im Süden um das Mittelmeer herum wird diskutiert. Mit der Ausdehnung

drängt Billigstrom aus dem Osten auf den europäischen Markt. Hinzu kommen geplante Offshore-Windparks mit großen installierten Leistungen in Nord- und Ostsee, die über weite Strecken zu den Verbraucherzentren transportiert werden müssen.

Nun hat sich aber gezeigt, dass gerade diese beiden Faktoren, Leistungsansprüche und geographische Ausdehnung, eine negative Auswirkung auf die Stabilität von Verbundnetzen zeigen können. In einem elektrischen Energieversorgungsnetz ist zwischen *statischer* und *transienter* Stabilität zu unterscheiden. Dabei liegt statische Stabilität – auch als Stabilität im Kleinen bezeichnet – vor, wenn das Netz, ausgehend von einem stationären Zustand, nach einer kleinen Störung in den ursprünglichen oder einen sehr nahe zu ihm liegenden stationären Zustand zurückkehrt [1]. Solche kleinen Störungen treten durch Laständerungen und Schwankungen der eingespeisten Leistung ständig im Netz auf. Demgegenüber liegt transiente Stabilität (Stabilität im Großen) vor, wenn das System nach einer großen Störung wieder zu einem stationären, synchronen Betrieb zurückfindet. Große Störungen sind dabei Kurzschlüsse oder Abschaltungen von Generatorblöcken. Transiente Instabilität kann sich beispielsweise in einer aufklingenden Pendelschwingung der Läufer äußern. Damit verbunden treten ebenfalls aufklingende Ströme auf, die schließlich zu einer Ausschaltung des entsprechenden Generators und damit durch sukzessive weitere Abschaltungen zum Zusammenbruch der Energieversorgung führen können. Genau eine solche transiente Instabilität ist in den USA beobachtet worden. Durch eine aufklingende Pendelung ist es zum Zusammenbruch des Verbundnetzes gekommen, was zum Stromausfall bei Millionen von Verbrauchern geführt hat [2].

Messungen und Simulationen im europäischen Verbundnetz haben gezeigt, dass schwach gedämpfte elektromechanische Schwingungen mit zunehmender Netzgröße und großen Leistungsansprüchen verstärkt auftreten und immer weiter entdämpft werden. Um auch in Zukunft einen möglichst sicheren und wirtschaftlichen Betrieb der Netze zu gewährleisten und eine weitere Ausdehnung zu ermöglichen, werden seit längerem Anstrengungen unternommen, solche Leistungsansprüche zu unterbinden. Trotz dieser Bemühungen sind die zugrunde liegenden Mechanismen weitgehend unverstanden, sodass nur beschränkt effiziente Gegenmaßnahmen ergriffen werden können. Zum Teil treten bereits heute Erscheinungen dieser Pendelungen auf, die bei Simulationsrechnungen im Rahmen von Ausbauplanungen zur Anbindung des osteuropäischen CENTREL-Netzes an das UCTE-Netz nicht vorhergesehen worden sind. Dabei sind die Schwingungen immer als Folge einer *ungünstigen Reglerparametrierung* und nicht als *systemimmanente Eigenschaft* des Energieversorgungsnetzes angesehen und mit numerischen Verfahren untersucht worden. Um hier einen anderen Weg einschlagen zu können, ist eine stärkere analytische Durchdringung des transienten Verhaltens von Energieversorgungsnetzen wünschenswert.

Dieses Ziel verfolgt die vorliegende Arbeit, in der ein semianalytisches Verfahren zur Berechnung von elektromechanischen Schwingungen in Energieversorgungsnetzen entwickelt wird. Bislang werden Ausgleichsvorgänge in Energieversorgungsnetzen mit gängigen numerischen Methoden wie dem Differenzleitwertverfahren berechnet, in dem für die Netzelemente Differenzgleichungen aufgestellt, zum Netz verknüpft und gelöst werden. Ein derartiges Vorgehen weist den Nachteil auf, dass keine Netzeigenwerte geliefert werden und auch kein analytischer Lösungsansatz möglich ist. Abhilfe bietet hier das Aufstellen einer Zustandsform. Diese Aufgabe ist ein bekanntes Problem der Systemtheorie, zu dem aber bisher keine systematische Lösung bekannt ist, die mit vertretbarem Aufwand eine *minimale* Zahl von Zustandsvariablen liefert. Gelöst wird dieses Problem durch das in Kapitel 3 vorgestellte Verfahren, das für den passiven Teil eines Energieversorgungsnetzes Zustandsgleichungen mit einer minimalen Zahl von Zustandsgrößen liefert. Nach Einführung dieser Methode gilt es, numerisch stabile Algorithmen zu formulieren, sodass auch eine Anwendung auf große Verbundnetze möglich wird; dies geschieht in Kapitel 4.

Im nächsten Schritt werden die Zustandsform des passiven Netzes und die Differenzialgleichungen der aktiven Elemente zu einem Differenzialgleichungssystem gekoppelt. Die resultierenden Modellgleichungen beschreiben sowohl das stationäre Verhalten als auch die Dynamik des gesamten Energieversorgungsnetzes. Ausgangspunkt für die Untersuchung von Ausgleichsvorgängen nach Zustandsänderungen in Energieversorgungsnetzen ist zunächst aber immer der ungestörte, stationäre Zustand. Dessen Bestimmung erfolgt in Kapitel 5. Auch hier ist bei der Formulierung des Algorithmus zu berücksichtigen, dass bei längeren Leitungen keine Konvergenz-Probleme durch die Berücksichtigung von Betriebskapazitäten der Freileitungen auftreten. Mit dem stationären Zustand sind die Anfangsbedingungen bekannt, sodass der transiente Strom- und Spannungsverlauf in Verbundnetzen nach Zustandsänderungen untersucht werden kann. Hierzu wird in Kapitel 6 zunächst die Mechanik der Generatoren unberücksichtigt gelassen, und es werden zwei analytische Lösungsansätze der Modellgleichungen des Energieversorgungsnetzes entwickelt. Die resultierenden Verfahren sind unabhängig und können untereinander und mit einem kommerziellen Paket für transiente Berechnungen in Energieversorgungsnetzen, dem SimPowerSystem, verglichen bzw. einander gegenübergestellt werden.

Im letzten Schritt wird dann noch die Mechanik in Form zusätzlicher Bewegungsgleichungen für die Generatorläufer berücksichtigt. Durch Kombination mit den analytischen Lösungsansätzen ergibt sich ein semianalytisches Berechnungsverfahren, das in Kapitel 7 eingeführt wird. Das resultierende Verfahren kann dann auf Energieversorgungsnetze angewendet werden, um Inter-Area-Schwingungen anzuregen und deren Dämpfungsverhalten zu untersuchen. Es wird in Kapitel 8 gezeigt, dass gewisse Konfigurationen und Fehlerfolgen in der Lage sind, system-

immanente Pendelungen mit *negativer Dämpfung* anzuregen.

Als Grundlage für das weitere Vorgehen sind zunächst die Betriebsmittel, aus denen sich die Energieversorgungsnetze zusammensetzen, zu modellieren.