

Netzstabilitätskriterien

Dynamisches Verhalten von Übertragungsnetzen

Auf einen Blick

Viele elektrische Netze werden mit zunehmend höherer Belastung betrieben, was häufig zu Instabilität führt. Um ernstzunehmende Stabilitätsprobleme zu vermeiden, ist es wichtig, die Schlüsselfaktoren zu bestimmen und zu analysieren, wie die Stabilität des Netzes verbessert werden kann.

- Siemens Power Technologies International (Siemens PTI) kann Sie darin unterstützen, ein besseres Verständnis der relevanten Netzvorgänge zu bekommen: Durch die Bestimmung und Analyse individuell relevanter Stabilitätskriterien für das Netz
- Dank leistungsstarker Simulationstools der PSS® Produktreihe zur Modellierung des dynamischen Netzverhaltens

Dadurch kann selbst bei hoher Belastung ein sicherer und zuverlässiger Betrieb des Netzes erreicht werden.

Die Aufgabenstellung

In den letzten Jahren haben unterschiedliche Störungen gezeigt, dass die Kenntnis der statischen Sicherheitsgrenzen der Systeme nicht ausreicht, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb bei steigender Systembelastung zu gewährleisten. Die Kenntnis der Systemdynamik und -stabilität ist

von sehr hoher Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht nur die Stabilität der Generatoren zu überprüfen, sondern auch die Spannungsstabilität.

Unsere Lösung

Siemens PTI verfügt über leistungsfähige Werkzeuge, um die Erfassung von für die Netzstabilität relevanten Daten zu erleichtern.

Im Einzelnen sind die folgenden Gesichtspunkte zu überprüfen:

- Stabilitätskriterien
- Transiente Stabilität
- Polradwinkelschwingung
- Dämpfung von Schwingungen
- Pendeldämpfungsgeräte (Power System Stabilizers)
- Spannungsstabilität
- Kleinsignal-Stabilität
- Kriterien für Frequenzstabilität

Stabilitätskriterien

Ein Netz gilt als stabil, wenn es nach einer Störung in einen stabilen oder Gleichgewichtszustand zurückkehrt. Dies gilt für alle Belastungsbedingungen und Kraftwerksfahrpläne, unter normalen Betriebsbedingungen, beim Ausfall eines jeden Kraftwerks und auch für die schwerwiegendsten

Fehler. Bei Planung und Betrieb eines Netzes muss berücksichtigt werden, dass eine Reihe von Stabilitätsproblemen auftreten könnten. Zwei Arten von Stabilitätskriterien sind hierbei relevant: Polradwinkelstabilität und Spannungsstabilität.

Transiente Studien

Die transiente Stabilität ist die Fähigkeit eines Netzes, bei Störungen, wie zum Beispiel dreiphasigen Fehlern auf Stromleitungen, Erzeugungsausfällen oder Lastwegfall, stabil zu bleiben und die Netzsynchrität zu erhalten. Solch große Störungen müssen innerhalb einer gewissen Zeitspanne geklärt werden, um Netzininstabilität, und damit Schäden an Anlagen, zu verhindern. Transiente Stabilität wird anhand der ersten Winkelschwingung nach einem dreiphasigen Fehler an der kritischsten Stelle eines Netzes bestimmt, wenn der Fehler von der ersten Schutzstufe nicht geklärt wird.

Polarwinkelschwingung

Im Allgemeinen gilt eine erste Generatoren-Polradschwingung als stabil, wenn 160° (praktisches Limit) nicht überschritten werden. Bei einem größeren Polradwinkel besteht eine große Gefahr des Polschlüpfens. Bei einer ersten Polradschwingung von über 180° kann es zu einmaligem oder sogar wiederholtem Polschlüpfen kommen, was als instabil gilt. Das Polradwinkelkriterium für Instabilität basiert auf dem Polradwinkel zwischen zwei synchronen Maschinen. Bei zwei oder mehr Generatorgruppen sind korrelierte Maßnahmen erforderlich, um Probleme, wie zum Beispiel transiente Spannungseinbrüche, zu beheben.

Schwingungsdämpfung

Alle elektromechanischen Schwingungen, die aus einer mehr oder weniger großen Störung im Netz resultieren, müssen gedämpft werden und das Netz in einen stabilen Zustand zurückkehren. Der Dämpfungsgrad für Schwingungen sollte mindestens 5 % betragen. Für Interarea-Schwingungen kann ein niedrigerer Dämpfungsgrad akzeptabel sein, allerdings sollte die Halbierungszeit der Dämpfung der Schwingungen nicht mehr als 5 Sekunden betragen.

Pendeldämpfungseinrichtungen
Netzsimulationen können Probleme aufgrund zu geringer Dämpfung im Netz identifizieren, die in vielen Fällen am besten durch den Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten (Power System Stabilisierst) behoben werden. Diese müssen an diejenigen Generatoren installiert werden, wo sie am effektivsten die Dämpfung im ganzen Netz erhöhen. Eine Eigenwertanalyse kann den optimalen Einbauort ermitteln. Die Geräte sollten über eine große Frequenzspanne reagieren und einstellbar sein, Frequenzen von 0,7 Hz bis 1,3 Hz sind typisch. Die Dämpfungssysteme können mittels Eigenwertanalyse optimal eingestellt werden.

Spannungsstabilität

Spannungsstabilität ist abhängig von den dynamischen Eigenschaften der Netzlasten. Ein Netz gilt als spannungsstabil, wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Fehler auftritt und danach die Spannungen an jeder Stelle

des Netzes innerhalb einer akzeptablen Zeitspanne ein Gleichgewicht erreichen. Störungen können in ihrem Ausmaß variieren, daher können Zeiten von Zehntelsekunden bis hin zu mehreren Stunden zufriedenstellend sein.

Meistens haben Spannungsinstabilitäten Spannungszusammenbrüche zur Folge, sie können jedoch unter bestimmten Bedingungen auch zu extrem hohen Spannungswerten führen. Um das Netz vor Spannungsinstabilität zu schützen, sollte eine ausreichende und passende Blindleistungskompensation möglich sein. Dies kann durch den Einsatz von Leistungskondensatoren und Reihenkompensation und / oder Reaktoren, statischen Blindleistungskompensatoren (SVCs), synchronen Kondensatoren etc. erreicht werden.

Kleinsignalstabilität (Eigenwertanalyse)

Für den Betrieb in einem bestimmten stationären Zustand gilt ein Netz als kleinsignalstabil, wenn es nach einer kleineren Störung einen Gleichgewichtszustand erreicht, der gleich oder annähernd gleich dem Ausgangszustand ist. Als kleine Störungen gelten hierbei sich kontinuierlich verändernde Netzlasten und kleinere Schaltvorgänge. Kleinsignalinstabilitäten können zu Schwingungen führen, wenn sich angedämpfte Polradschwingungen aufschaukeln, oder monoton werden, wenn sich Polradwinkelabstände einseitig erhöhen. In jedem Fall kann es

dazu kommen, dass Generatoren asynchron laufen und Polschlüpfungen auftreten.

Kleinsignalstabilität wird anhand des Kriteriums für Dämpfungsdesign ermittelt. Demnach ist die Dämpfung in einem Netz ausreichend, wenn Simulationen zeigen, dass der Dämpfungskoeffizient mindestens 5 % beträgt.

Kriterium für Frequenzstabilität

Das Kriterium für Frequenzstabilität hängt mit dem Zeitverhalten der Netzfrequenz nach Abweichungen vom stationären Zustand zusammen. Um den Ausfall von Erzeugungskapazitäten auszugleichen, können zwei Methoden angewandt werden, um die Nennfrequenz wiederherzustellen: Reserve durch Generatoren oder Unterfrequenz-Lastabwurf (UFLS).

Anwendungsbeispiel

Die Grafik zeigt Interarea-Schwingungen im europäischen Netz nach Lastflussänderungen in Frankreich und Spanien.

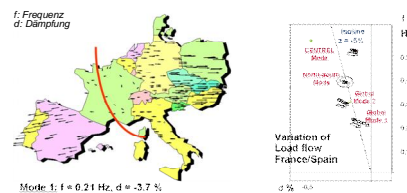


Abbildung 1: Interarea-Schwingungen nach Lastflussänderungen in F und ES

Herausgeber
Siemens AG 2016

Energy Management Division
Freyeslebenstraße 1
91058 Erlangen, Deutschland

Kontaktieren Sie uns:
power-technologies.energy@siemens.com

Änderungen und Irrtümer vorbehalten.
Die Informationen in diesem Dokument enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsabschluss ausdrücklich vereinbart werden.