

Engpassvermeidung in Übertragungsnetzen durch Online Dynamic Security Assessment

Rainer Krebs, Chris-Oliver Heyde, Uros Kerin

Siemens AG, IC SG, Freyeslebenstr. 1, D-91058 Erlangen, +49 9131 301640,
Rainer.Krebs@Siemens.com, www.siemens.com/power-technologies

Kurzfassung: Die Zunahme fluktuierender Einspeisungen in Übertragungsnetze in Form grosser offshore Windparks wie auch kleiner, verteilter Erzeuger in Verteilnetzen, bedingen neue Strategien in der Netzbetriebsführung.

Einerseits muss die Übertragungskapazität der Netze wie gewohnt stationär (n-1)-sicher geplant und ausgebaut sein. Andererseits müssen auch schnelle ungeplante Änderungen der Einspeisesituation beherrscht werden, ohne dass Engpässe entstehen. Solche hochdynamischen Änderungen treten nicht nur lokal, sondern auch über große Distanzen auf und benötigen eine betriebliche Koordination zwischen verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern. In der Vergangenheit genügte quasistationäre Größen zur Führung des Betriebs. Heute muss zunehmend die Stabilität des Netzes kontinuierlich bewertet und Abstände zu Stabilitätsgrenzen ermittelt werden. Dies kann mit einem sogenannten „Online Dynamic Security Assessment“ erfolgen, welches auf regelmäßigen State Estimator Snapshots der Netzleitstelle aufsetzt und vorausschauend mögliche Ausfallszenarien analysiert. Wichtig sind dabei ebenso prognostizierte Systemzustände basierend auf Handelsdaten sowie Wind- und Lastprognosen. Werden Ausfallszenarien als dynamisch kritisch erkannt, müssen mögliche Maßnahmen vorgeschlagen und verifiziert werden.

Auf der Basis einer derart erweiterten Netzleitstelle sind frühzeitig auch dynamische Engpässe erkennbar und durch präventive oder nachgelagerte Maßnahmen vermeidbar. Damit kann das Transportnetz wesentlich flexibler und im Störfall bis an seine Stabilitätsgrenzen betrieben werden.

Keywords: Netzbetrieb, Netzsicherheit, Systemstabilität, Engpassmanagement

Dynamic Security Assessment

Die Bewertung der dynamischen Netzsicherheit eines Übertragungsnetzes kann allgemein in drei Methodiken unterteilt werden.

1. Analyse bereits vergangener Störungen

Die Analyse von Systemstörungen auf Basis von Störschrieben und Protokollen erlaubt es Schwachstellen, Engpässe und auch falsche Schutzeinstellungen aufzufinden und Verbesserungen für die Zukunft vorzuschlagen. Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass die Störungen schon stattgefunden haben müssen um die Schwachstellen identifizieren zu können.

2. Beobachtung des aktuellen Systemzustands

Mit sogenannten „Phasor Measurement Units (PMUs)“ können GPS zeitgestempelte und winkelgerechte Messungen der Ströme, Spannungen und Frequenzen durchgeführt werden. Im Raster von einer oder mehrerer Perioden stehen dann die Zeiger der Messgrößen auch zur Auswertung von Netz- und Generatorpendelungen zur Verfügung. Diese Methodik ermöglicht es online das Schwingungsverhalten des Netzes zu beobachten. Es gelingt jedoch nur in den seltensten Fällen direkt aus der Beobachtung sich entwickelnder dynamischer Probleme Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Vorhersage des Systemzustands und Vorschlag verifizierter Maßnahmen

Netzstörungen wie Kurzschlüsse und Betriebsmittelausfälle, Netzänderungen durch Schalthandlungen, Laständerungen und fluktuierende regenerative Erzeuger verursachen elektromechanische Ausgleichsvorgänge. Ob diese Vorgänge die Netzstabilität nicht nur statisch sondern auch dynamisch gefährden können, kann mit dem Siemens „Dynamic Security Assessment“ System (SIGUARD® DSA) untersucht werden.

Dabei wird in regelmäßigen Zeitabständen (z.B. 15Min) ein Snapshot vom State Estimator der Leitstelle übernommen. Dieser Snapshot ist der aktuelle stationäre Zustand des Übertragungsnetzes. Der stationäre Netzdatensatz wird automatisch um die Generator-, Turbinen- und Transformatorregler erweitert, ggf. auch um Schutzrelais in wichtigen Systemkorridoren. Ausfallszenarien werden nun zunächst für den aktuellen Systemzustand simuliert und dessen Verhalten durch Stabilitätsindizes bewertet. Dann werden Last- und Erzeugungprognosen sowie zur Verfügung stehende Handelsdaten berücksichtigt und damit wiederum die Ausfallszenarien simuliert. Dies ermöglicht eine Prognose der Entwicklung der Systemstabilität in den nächsten Stunden.

Typisch werden etwa 3000 verschiedene Szenarien alle 15 Min. analysiert und bewertet. Die riesige Menge an Ergebnissen wird für eine schnelle Information des Netzbetriebsführers in Form einer Stabilitätsampel visualisiert, wobei er für alle Fälle auch detaillierte Informationen zur Verfügung haben kann. Werden stabilitätskritische Szenarien erkannt, können Gegenmaßnahmen getestet und verifiziert werden. Ein Beispiel für die Ergebnisdarstellung zeigt das folgende Bild.

