

Mit vereinten Kräften

Statnett, SINTEF und ABB arbeiten gemeinsam an der „Zähmung“
des norwegischen Stromnetzes

Petr Korba, Ernst Scholtz, Albert Leirbukt, Kjetil Uhlen

Stromnetze wie das in Norwegen können sich über Tausende von Kilometern erstrecken, um Generatoren und Verbraucher über zahllose Unterstationen und ein riesiges Netz aus Kabeln und Freileitungen miteinander zu verbinden. In einem gut funktionierenden Netz werden Störungen ausreichend gedämpft, um einen Zusammenbruch des Netzes zu verhindern. Mit der zunehmenden Auslastung der Netze aufgrund des stetig steigenden Strombedarfs ist die Grenze des stabilen Betriebs jedoch fast erreicht.

Um das Netz als Gesamtsystem ausgeglichen zu halten, ist eine Weitbereichsüberwachung und -regelung erforderlich. Dies klingt einfach, doch in einem komplexen, oszillierenden System wie einem Stromnetz ist es eine echte technische Herausforderung. Daher haben sich der norwegische Netzbetreiber Statnett, die norwegische Stiftung für wissenschaftliche und industrielle Forschung SINTEF und ABB als Technologieanbieter zusammengeschlossen, um dieses Problem zu lösen.

Norwegen ist ein typisches Beispiel für ein Stromnetz mit großer geografischer Ausdehnung. Da die leistungsstarken Wasserkraftwerke im Westen und die meisten Verbraucher im Osten des Landes liegen, müssen große Mengen an Strom über das Übertragungsnetz transportiert werden **1**. Die großen Entfernungen zwischen den Erzeugern und Verbrauchern sind ein Grund für die hohe Belastung des Netzes [1]. Für den Betreiber des norwegischen Übertragungsnetzes Statnett ist es daher wichtig, kritische Betriebszustände frühzeitig zu erkennen und entsprechende Korrekturmaßnahmen einleiten zu können, bevor sich Störungen oder lokale Instabilitäten zu großflächigen Blackouts entwickeln. Neben einem Netz aus Messgeräten sind hierfür Algorithmen zur Erkennung instabiler Situationen, Abhilfestrategien und eine geeignete Entscheidungsunterstützung für das Bedienpersonal erforderlich.

Was theoretisch möglich ist

Ein ausgedehntes Stromnetz mit Tausenden von Unterstationen, Erzeugungseinheiten und verstreuten Verbrauchern ist ein äußerst komplexes System, das einen weiträumigen Überblick über die vielfältigen Oszillationen erfordert. In der Fachliteratur wurden bereits viele Lösungen für das Stabilitätsproblem vorgeschlagen und beschrieben, und es wurden eine Reihe entsprechender Überwachungs-, Regelungs- und Schutzfunktionen untersucht.

Bisher waren die Betrachtungen einer solchen automatischen Regelung jedoch hauptsächlich akademischer Natur. Doch nun haben sich ABB Corporate Research und die norwegische Stiftung für wissenschaftliche und industrielle Forschung SINTEF einen tieferen Einblick in die Materie verschafft.

Verknüpfung von Bedürfnissen und technischen Möglichkeiten

Die Forschungszusammenarbeit von ABB, Statnett **Infobox 1** und SINTEF **Infobox 2** reicht bereits mehrere Jahrzehnte zurück, und es gibt zahlreiche Beispiele, in denen die Ergebnisse einer solchen Zusammenarbeit in Form von neuen Technologien erfolgreich in das norwegische Netz inte-

Infobox 1 Statnett

Statnett ist als nationaler Übertragungsnetzbetreiber für ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Stromerzeugung und -verbrauch in Norwegen verantwortlich. Außerdem ist das Unternehmen landesweit für die kosteneffiziente Entwicklung der Stromnetzinfrastruktur zuständig, um eine zuverlässige Energieübertragung und somit günstige Bedingungen für einen effizienten Strommarkt zu gewährleisten. Statnett besitzt ca. 85 % der Anlagen im Hauptnetz. Im Jahr 2005 beschäftigte Statnett 630 Mitarbeiter und erwirtschaftete einen Umsatz von rund 5,2 Mrd. NOK.

www.statnett.no

Infobox 2 Die SINTEF-Gruppe

Die SINTEF-Gruppe (*Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning*) ist die größte unabhängige Forschungsorganisation Skandinaviens und beschäftigt 1800 Wissenschaftler, die hauptsächlich in Trondheim und Oslo tätig sind. Projektpartner ist in diesem Fall die *SINTEF Energy Research Ltd.*, eine Gesellschaft der SINTEF in Trondheim, die als anerkanntes Beratungsunternehmen arbeitet und über das erforderliche fundierte Fachwissen über das skandinavische Stromnetz und die mit umfangreichen Energieexporten verbundenen Herausforderungen und Beschränkungen verfügt.

www.sintef.no

1 Das nordische Übertragungsnetz mit installierten PMUs (rote Kreise)



griert wurden. Am bekanntesten sind wohl die Hochspannungs-Gleichstromübertragungssysteme (HGÜ) aus den 1970er Jahren. Seit 1999 arbeitet ABB mit Statnett und SINTEF in mehreren F&E-Projekten zusammen, die sich mit dem Einsatz von Weitbereichsüberwachungssystemen (Wide Area Monitoring Systems, WAMS) und der Weitbereichsregelung zur Steigerung der Energieübertragung des norwegischen 420-kV-Übertragungsnetzes befassen. Die Arbeit ist in zwei Hauptphasen unterteilt:

1999 bis 2004

Das Projekt „Norwegian Intellectric“ mit dem Ziel, die Auslastung und Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes mithilfe intelligenter Überwachungsanwendungen und Regelungskonzepte auf der Grundlage neuer Mess- und Kommunikationstechnologien zu erhöhen.

2005 bis heute

Das Projekt „Secure Transmission“ zur Implementierung eines WAMS im 420-kV-Netz und Demonstration neuer Konzepte für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes.

Eines der ersten Überwachungskonzepte auf der Basis neuer Messtechnologien, die getestet wurden, war der Voltage Instability Predictor (VIP) von ABB. Dieser liefert dem Netzbetreiber lokale Informationen über den Leis-

tungsspielraum bis zum Zusammenbruch der Spannung an einer bestimmten Unterstation [2]. Später wurde die Vektormessung entwickelt, bei der Vektormessgeräte (Phasor Measurement Units, PMUs) zeitsynchronisierte Werte der Amplituden und Winkel von lokalen Sinussignalen mit hoher zeitlicher Auflösung liefern [3]. Die PMU-Signale werden dann von einem Verarbeitungsalgorithmus ausgewertet, um die Funktionalität des verwendeten Energiemanagementsystems zu unterstützen. Durch eine direkte Anbindung an flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (FACTS) können so drohende Instabilitäten schnell beurteilt werden.

Weitere Zusammenarbeit

Jedes große Stromnetz weist charakteristische Oszillationen zwischen einzelnen Gebieten auf. Die im skandinavischen Netz hauptsächlich auftretenden Oszillationen haben eine Frequenz von 0,3 bis 0,5 Hz. Diese sind den Planungsabteilungen der Netzbetreiber aus Offline-Untersuchungen bekannt. Quantitativ lassen sich Oszillationen durch verschiedene frequenz- und zeitbezogene Parameter wie die Eigenfrequenz und -dämpfung, Amplitude und Phase charakterisieren. Einer der bedeutenden Vorteile eines WAMS ist die Möglichkeit, weiträumige dynamische Phänomene wie elektromechanische Oszillationen in Echtzeit zu erkennen

und direkte Gegenmaßnahmen einleiten zu können.

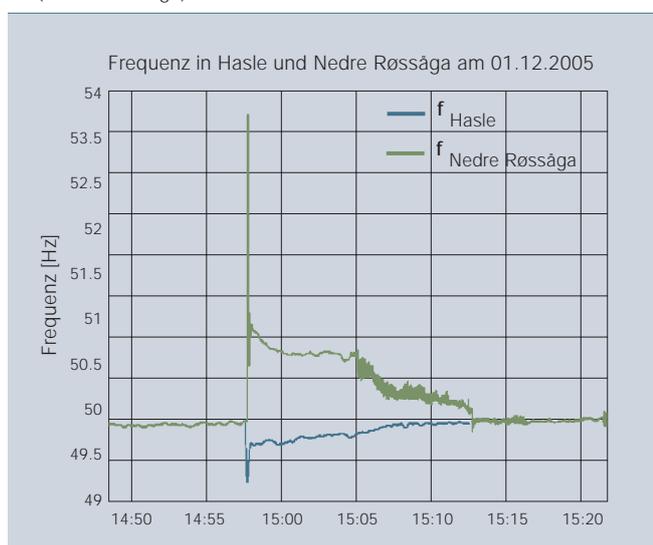
Um mit so wenigen Messstellen wie möglich einen umfassenden Überblick über die Oszillationen zu erhalten, galt es zunächst die geeigneten Standorte für die wenigen PMUs zu bestimmen. Dabei musste Folgendes gewährleistet sein:

- die Möglichkeit zur Erkennung der charakteristischen Schwingungsarten
- der Zugriff auf Spannungs- und Strommessungen von Messgeräten und Zählern
- der Zugriff auf bestehende Ethernet-Kommunikationsverbindungen zur raschen Übertragung der umfangreichen Daten von einem PMU an eine Datenverarbeitungseinheit

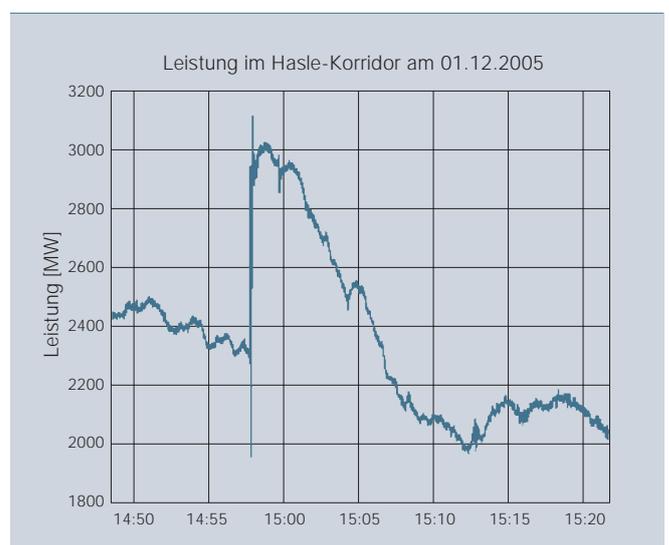
Mithilfe einer detaillierten, gemeinsam mit dem Kunden durchgeführten Analyse und dessen fundierten Kenntnissen des Systems wurden vier geeignete Standorte bestimmt: die Unterstationen in Hasle, Fardal, Kristiansand und Nedre Røssåga [1].

An diesen vier PMU-Stationen wurden zahllose Messdaten gesammelt und analysiert, um die Informationen des Systems unter nominalen Betriebsbedingungen und die dynamische Reaktion bei kritischeren Systemstörungen zu bestimmen. Am 1. Dezember 2005 kam es zu einer größeren Störung im nordischen Stromnetz, die

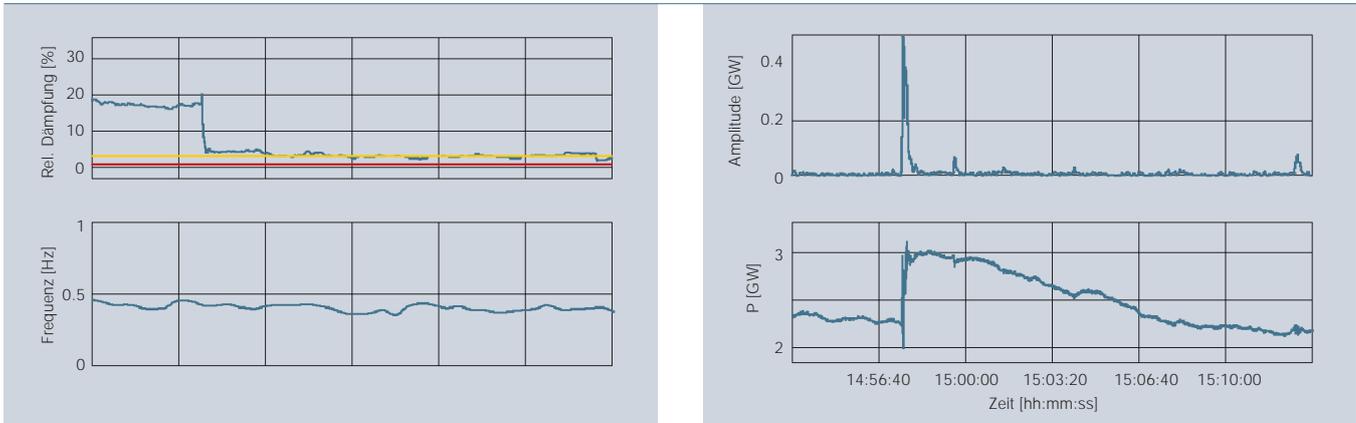
2 Erfasste Netzfrequenzen in Südnorwegen (Hasle) und Mittelnorwegen (Nedre Røssåga)



3 Leistungsfluss in 420-kV-Leitungen von Hasle nach Schweden



4 Ergebnisse der Überwachung: Die relative Dämpfung, Frequenz und Amplitude sind Echtzeit-Schätzungen auf der Basis der vorherrschenden Oszillationsart in der gemessenen Reaktion P.



durch einen Fehler in Nordschweden ausgelöst wurde. Abschaltpläne, die zu einer Trennung von Generatoren in Norwegen hätten führen sollen, schlugen fehl, sodass es zu einem Erzeugungüberschuss und infolgedessen zu einer Überlastung der übrigen Übertragungsleitungen in Nordnorwegen kam. Die Folge war ein unkontrollierter Zusammenbruch und die Bildung mehrerer Versorgungsinseln in Nordnorwegen.

Die weiträumige Auswirkung dieser lokalen Störung ist deutlich – und dank der zeitsynchronisierten Aufzeichnung in Echtzeit – in den in 2 und 3¹⁾ dargestellten PMU-Messungen zu sehen. 2 zeigt die aus Spannungsvektormessungen in Hasle (Südnorwegen) bzw. Nedre Røssåga (Nordnorwegen) ermittelte Systemfrequenz. Die Zeitpunkte der Netztrennung und Resynchronisation sind gut zu erkennen. Die Unsymmetrie aufgrund der Abschaltung eines Gebiets mit bedeutendem Erzeugungüberschuss im Norden Skandinaviens führte zur Aktivierung von Primärreserven im restlichen System. Der plötzliche Anstieg des Leistungsflusses im Hasle-Korridor in Richtung Schweden zeigt, dass ein großer Teil des Leistungsdefizits durch Erzeugungseinheiten in Südnorwegen kompensiert wird.

Um die Stabilität des gesamten, ausgedehnten Stromnetzes in Echtzeit abzuschätzen, werden sorgfältig gewählte PMU-Signale einer modellbasierten Analyse²⁾ unterzogen. Dabei ermittelt ein autoregressives Modell

mit zeitveränderlichen Koeffizienten und Kalman-Filterverfahren die am besten geeigneten Modellparameter [4]. Diese Methode zur Online-Erkennung von Oszillationen wurde auf die gemessene Reaktion der Leistungs-

5 Reglerabstimmung auf eine Oszillationsfrequenz von 0,33 Hz zur Regelung des SVC in Sylling auf der Basis von Winkelmessungen aus Nedre Røssåga und Kristiansand



Fußnoten

¹⁾ Früher wäre die Erstellung einer solchen dynamischen Weitbereichsansicht sehr schwierig und zeitaufwändig und nur nach Eintreten des Ereignisses möglich gewesen.

²⁾ In Zukunft ist die Erweiterung zu einem modellbasierten Reglerdesign möglich.

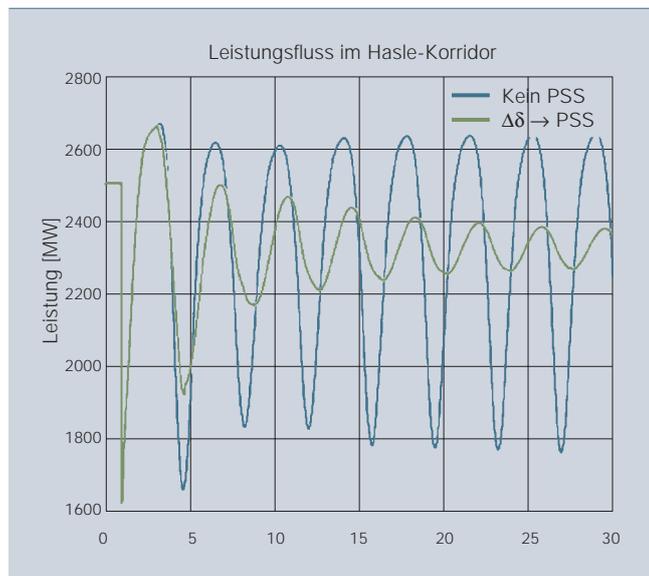
übertragung über den Hasle-Korridor **3** während der Störung im Dezember 2005 angewandt.

Die resultierende Schätzung der vorherrschenden Oszillation ist in **4** dargestellt. Der stufenartige Abfall der relativen Dämpfung von etwa 15 % vor dem auslösenden Ereignis auf 4–7 % im Zeitraum nach der Störung ist deutlich zu sehen. Die Frequenz der Oszillation – die auch von der aktuellen Netztopologie und den Leistungsflüssen abhängt – bleibt hier nahezu unverändert. Sie bewegt sich um ihren Mittelwert herum und steigt nach der Störung nur leicht von 0,39 auf 0,42 Hz. Ähnlich steigt auch die geschätzte Amplitude in den ersten 15 Sekunden nach dem Ereignis vorübergehend an. Durch die Wahl geeigneter Schwellwerte lässt sich diese Art von Information zur automatischen Alarmierung des Bedienpersonals verwenden.

Nachdem diese Warnungen eingegangen sind, muss das Bedienpersonal entsprechende Korrekturmaßnahmen einleiten, um das System zu stabilisieren. Zurzeit sind mehrere statische Blindleistungskompensatoren (Static Var Compensator, SVC – ein FACTS-Gerät) im norwegischen Netz mit einer Dämpfungsfunktion (Power-Oscillation Damping, POD) ausgestattet, bei der lokale Messungen (z. B. Sammelschienenspannung bzw. -leistung) zur Dämpfung von elektromechanischen Oszillationen zwischen einzelnen Gebieten herangezogen werden. Dies funktioniert zwar gut, doch sind lokale Messungen möglicherweise nicht in allen Fällen ausreichend, um eine hinreichende Schwächung von kritischen Oszillationen zwischen einzelnen Netzbereichen zu gewährleisten.

Das Ziel des gemeinsamen Projekts von Statnett, SINTEF und ABB besteht darin, die Verwendung von PMU-Fernmessungen als Eingangssignale zur Dämpfung der kritischen Oszillationen im erweiterten Netz mithilfe der vorhandenen SVC-Einheiten zu untersuchen.

6 Leistungsfluss im Hasle-Korridor mit und ohne Dämpfungsregelung



Als erster Schritt wurde eine Computersimulationsstudie mit den PMU-Messungen aus Hasle, Kristiansand, Nedre Røssåga und Fardal durchgeführt. Zur Ermittlung der optimalen Parameter für den Dämpfungsregler wurden verschiedene bestehende Verfahren zur automatischen Regelung (Lead-Lag, H-unendlich und adaptive Methoden) getestet. **5** und **6** zeigen, wie die SVC-Einheit in Sylling bei Oslo mithilfe von Spannungswinkeln der PMUs in Kristiansand und Nedre Røssåga zur Dämpfung von Oszillationen um 0,33 Hz abgestimmt werden kann.

Die daraus resultierende Dämpfung der Niederfrequenz-Oszillation zeigt deutlich den Vorteil der WAMS-Technologie, die es ermöglicht, fundierte und frühzeitige Regelungs- und Schutzmaßnahmen auf der Grundlage von hochauflösenden PMU-Messungen zu treffen.

Fazit

Die enge Zusammenarbeit von Technologieanbietern wie ABB und Tech-

nologienutzern wie Statnett ist der einzige praktikable Weg, um Lösungen für die Herausforderungen eines so komplexen Systems wie eines Stromnetzes zu entwickeln. Die hier behandelten technischen Probleme gelten in ähnlicher Form auch für viele andere Energiesysteme und deren Betreiber. Die einzigartigen Erfahrungen, die ABB im Rahmen dieser gemeinsamen F&E-Arbeit gewonnen hat, fließen als kritisches Feedback richtungweisend in die Entwicklung neuer Produkte ein, um eine bessere und zuverlässigere Nutzung vorhandener Stromnetze zu gewährleisten.

Petr Korba

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil, Schweiz
petr.korba@ch.abb.com

Ernst Scholtz

ABB Inc USA, Corporate Research
Raleigh, NC, USA
ernst.scholtz@us.abb.com

Albert Leirbukt

ABB Norway, Power Systems
Oslo, Norwegen
albert.leirbukt@no.abb.com

Kjetil Uhlen

SINTEF, Norwegen

Literaturhinweise

- [1] Korba, P., Larsson, M., Oudalov, A., Preiss, O.: „Blick in die Zukunft, neue Wege in der Netzregelung“, ABB Technik 2/2005, S. 35–38
- [2] Leirbukt, A., Uhlen, K., Palsson, M. T., Gjerde, J. O., Vu, K., Kirkeluten, Ø.: „Voltage Monitoring and Control for Enhanced Utilization of Power Grids“, IEEE PSCE, New York, 2004
- [3] Leirbukt, A., Gjerde, J. O., Korba, P., Uhlen, K., Vormedal, L. K., Warland, L.: „Wide Area Monitoring Experiences in Norway“, Power Systems Conference & Exposition (PSCE), Atlanta, 29. 10. – 1. 11. 2006
- [4] Korba, P.: „Real-Time Monitoring of Electromechanical Oscillations in Power Systems“, IEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution, Bd. 1, S. 80–88, Januar 2007