Erfahrungen im deutschen Netzregelverbund

Autor(en): **Haller, Matthias / Scherer, Marc / Geissler, Bernd**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 8

PDF erstellt am: **04.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856510

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Erfahrungen im deutschen Netzregelverbund

Eine erste Bilanz nach einem Jahr operativen Betriebs

Unter Netzregelung versteht man den Prozess zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten im Stromnetz. Der Netzregelverbund ist ein Ansatz, die Netzregelung verschiedener Länder miteinander zu koppeln. Die Schweiz ist im März 2012 der ersten Stufe des deutschen Netzregelverbunds beigetreten. Vorliegender Artikel gibt einen Einblick in die ersten Betriebserfahrungen und einen Überblick über die energetischen Einsparungen.

Matthias Haller, Marc Scherer, Bernd Geissler

Eine zentrale Aufgabe der Elektrizitätsversorgung ist die Sicherstellung eines nahezu permanenten Gleichgewichts zwischen Einspeisung und Bezug elektrischer Energie, um die elektrische Frequenz im Stromnetz in einer schmalen Bandbreite nahe 50 Hz zu halten. Diese kontinuierliche Netzregelung umfasst die Primär-, Sekundär- sowie Tertiärregelung. [1] Für die Primärregelung wird verbundweit in den beteiligten Ländern proportional zur Abweichung der Frequenz elektrische Leistung erhöht oder abgesenkt, unabhängig davon, woher die Störung kommt. Die Sekundär- und Tertiärregelung gleichen dann die Differenz zwischen der geplanten und der tatsächlichen Austauschleistung einer Regelzone – meistens deckungsgleich mit dem geografischen Gebiet eines Landes – in Echtzeit aus.

Infolgedessen setzen die Länder Sekundär- und Tertiärregelung jeweils unabhängig voneinander um. Systemimmanent bedingt kommt es dabei zu Situationen, in denen einige Regelzonen positive und andere negative Leistungsungleichgewichte aufweisen. Energetisch betrachtet liegt in einer solchen gegenläufigen Aktivierung von Regelleistung ein Einsparpotenzial.

Das Konzept des Netzregelverbundes, das im Bulletin 5/2012 vorgestellt wurde [2], hat nun zum Ziel, dieses Potenzial auszuschöpfen. Es gliedert sich in vier Module, wobei jedes höhere Modul die unterlagerten umfasst. Heute wird im internationalen Kontext nur Modul 1 eingesetzt. Es hat zum Ziel, die gegenläufige Aktivierung der Sekundärregelung zu unterbinden. Dazu werden die Leistungsungleichgewichte addiert und die verbleibende Abweichung durch die teilnehmenden Länder anteilsmässig ausgeglichen. Dadurch reduziert sich der Abruf von Regelenergie. Das folgende einfache Beispiel verdeutlicht die Funktionsweise: Ausgehend von drei Regelzonen mit den Leistungsungleichgewichten von –50 MW, –150 MW und 300 MW berechnet die Optimierungslogik des Netzregelverbunds das Einsparpotenzial und verteilt dieses wiederum an die Regelzonen. Das summierte Leistungsungleichgewicht für die drei Regelzonen beträgt 100 MW. Die erste Regelzone erhält ein Korrektursignal von +50 MW aus der dritten Regelzone und die zweite eines von +150 MW derselben. Die dritte Regelzone erhält somit –200 MW aus den ersten beiden. Diese weisen dadurch kein Ungleichgewicht mehr auf. Die dritte hingegen nur noch eines von 100 MW. Allerdings entsteht dadurch bewusst ein vom Fahrplan abweichender Lastfluss an den Grenzleitungen, d.h. es fliesst mehr Strom über die Landesgrenzen als ursprünglich geplant, und es muss sichergestellt sein, dass die benötigte Kapazität verfügbar ist.

Die Schweiz ist am 1. März 2012 dem ersten Modul des deutschen Netzregelverbundes beigetreten. Des Weiteren sind (West-)Dänemark mit Energienet.dk zum 1. Oktober 2011, die Niederlande mit Tennet TSO B.V. zum 1. Februar 2012, Tschechien mit ČEPS zum 4. Juni 2012 und Belgien mit Elia System Operator S.A. zum 1. Oktober 2012 beigetreten.

Abrechnung und Energieaustausch

Die Abrechnung der ausgetauschten Energieüberschüsse verfolgt das Ziel, die durch den vermiedenen Einsatz von Re-

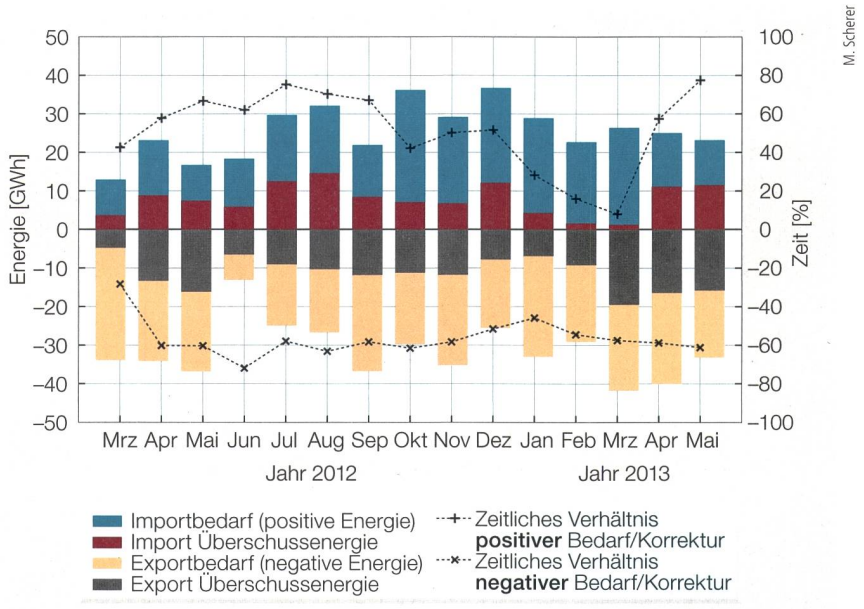


Bild 1 Monatliche Energiemengen, aufgeteilt nach Energiebedarf und -überschuss.

gelenergie zwischen den teilnehmenden Ländern erzielten Einsparungen fair aufzuteilen. Insbesondere sollen bei der Vergütung die Opportunitätskosten berücksichtigt werden. Die Schwierigkeit besteht dabei in der Bezifferung, da ihnen unterschiedliche Marktmodelle zugrunde liegen.

Für die Schweiz entspricht der Opportunitätspreis dem Sekundärregelenergiepreis. Dieser basiert wiederum auf dem SwissIX mit einem Aufschlag von ±20% sowie Cap und Floor bei der Wochenbase. [3] Durch die Saldierung der erbrachten Sekundärregelenergie ergibt sich für jede Viertelstunde der gleiche Preis für Import und Export.

Der Abrechnungspreis ergibt sich dadurch als mengengewichteter Durchschnitt auf Basis der Opportunitätskosten der teilnehmenden Länder. Gelieferte und bezogene Energiemengen für jedes Land werden mit den entsprechenden Opportunitätspreisen multipliziert und die so ermittelten Opportunitätskosten wiederum addiert. Diese Summe der Opportunitätskosten wird anschliessend durch die gesamte Menge positiver und negativer Energielieferungen dividiert, d.h. der Preis je Viertelstunde ist für alle gleich. Die resultierende Zahlung oder Einnahme wird bestimmt durch Anwendung des Abrechnungspreises auf Importe und Exporte für dieselben viertelstündlichen Abrechnungsperioden.

Bild 1 zeigt die summierten historischen monatlichen Energiemengen von März 2012 bis Mai 2013 – aufgeteilt in Energieüberschüsse, die im Netzregelverbund ausgetauscht wurden und die als Bedarf beim Netzregelverbund angemeldet wurden.

Ferner ist das Verhältnis der Zeiten zwischen angemeldetem Bedarf und effektiver Lieferung an Energieüberschüssen abgebildet. Die Korrelation zwischen diesem Verhältnis und den effektiv gelieferten Energieüberschüssen zeigt die Effektivität des Netzregelverbunds auf: Durchschnittlich unterstützt der Netzregelverbund die Netzregelung der Schweiz im Falle von positiven Energieüberschüssen in 51% der Zeit und im Falle von negativen Energieüberschüssen in 56% der Zeit. Der durchschnittliche Import pro Monat beträgt rund 7,8 GWh – dies entspricht dem jährlichen Verbrauch von etwa 1400 Haushalten – und der durchschnittliche Export pro Monat rund 11,3 GWh. Demnach kompensiert die Schweizer Regelzone mit Teilnahme im deutschen Netzregelverbund mehr positive als negative Ungleichgewichte, wobei saisonal bedingt die Werte an ausgetauschten Energieüberschüssen stark variieren können.

Operative Betriebserfahrung

Der Netzregelverbund entlastet den Sekundärregler, indem eine Teilmenge der Differenz aus geplanter und tatsächlicher Austauschleistung entweder im Netzregelverbund aufgenommen oder abgegeben wird, wodurch ungeplante Stromflüsse zwischen den Ländern entstehen können: In der bisherigen Betriebsphase wurden allerdings keine negativen Auswirkungen auf den Betrieb des Schweizer Übertragungsnetzes festgestellt. Der durch den Netzregelverbund hervorgerufene Leistungsaustausch führte zu keinen zusätzlichen Engpässen, und eine Suspendierung der Teilnahme, die bei betrieblichen Problemen vorgesehen ist, war nicht notwendig.

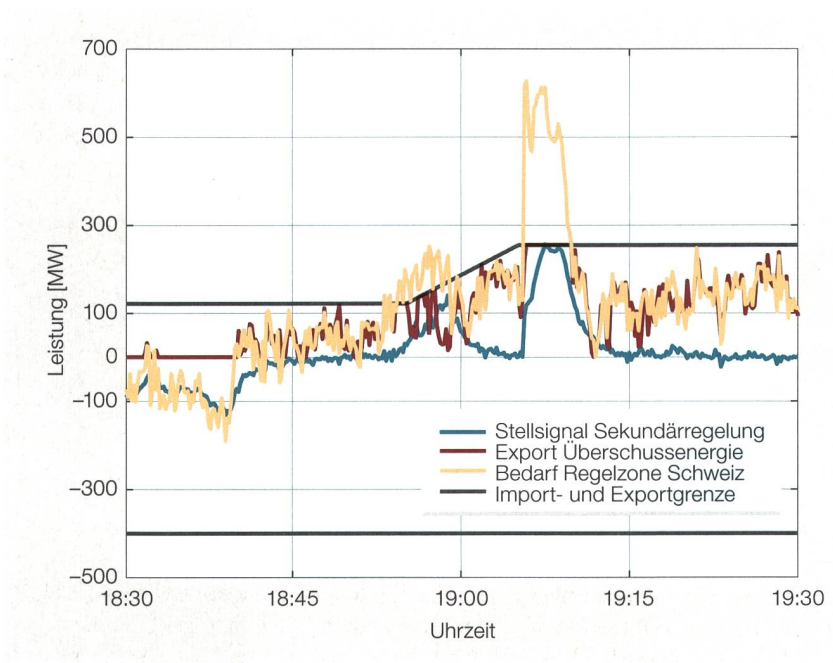
Bild 2 zeigt eine Situation, in welcher der Bedarf an Regelleistung aufgrund eines Kraftwerksausfalls die tatsächlich zur Verfügung stehende Menge deutlich überschreitet. Der Netzregelverbund verhinderte ein Leistungsdefizit, d.h. eine Aktivierung der maximalen positiven Sekundärregelleistung von +400 MW, indem die Hälfte des Bedarfs der Regelzone Schweiz mit Energieüberschüssen aus dem Ausland gedeckt wurde.

Im Zeitraum von März 2012 bis Mai 2013 hat der Netzregelverbund während rund 18 Stunden Situationen verhindert und somit ggf. ein Leistungsdefizit, in denen die in der Schweiz zur Verfügung stehende Sekundärregelleistung nicht ausgereicht hätte, um den Bedarf zu decken.

Konzeptionelle Grenzen

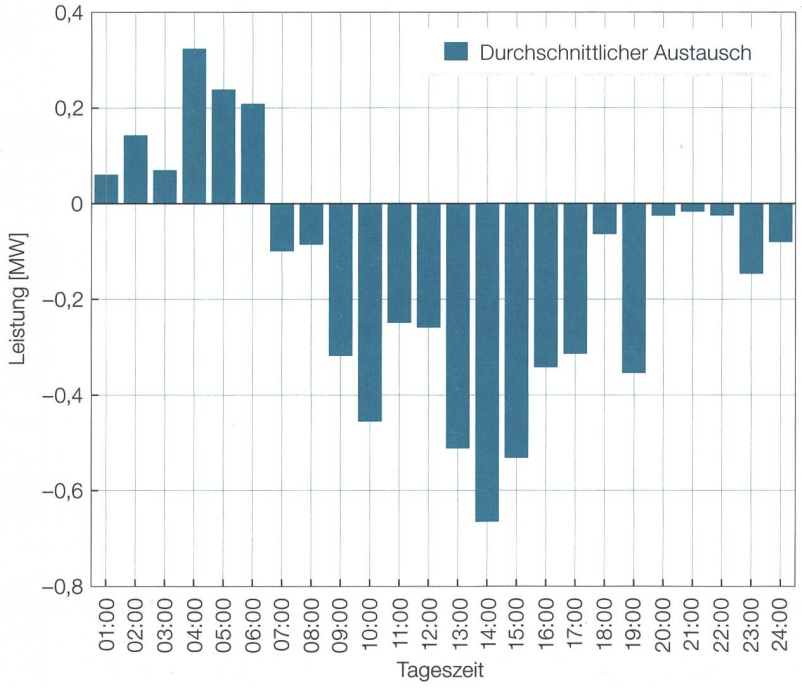
Die für den Netzregelverbund verfügbaren Kapazitäten der Grenzleitungen stellen eine wesentliche Limitierung dar. [2] Diese werden heute auf dem freien ATC («Available Transmission Capacity») basierend und somit viertelstündlich festgelegt, d.h. nur die nichtauktionierte Kapazität wird der Optimierungslogik übermittelt.

Die bekannten, oft grossen Fahrplanwechsel zur vollen Stunde sowie die morgendlichen und abendlichen Lastrampen können einen hohen Bedarf an Regelleistung verursachen. [3] Von diesen Einflüssen sind allerdings alle im Netzregelverbund angeschlossenen Länder betroffen. Die Abweichungen weisen das gleiche Vorzeichen auf – der Netzregelverbund kann nicht für den Ausgleich sorgen. Im Verlauf des Tages ist dabei ein Profil zu erkennen. **Bild 3** zeigt hierzu die durchschnittliche stündliche Leistung, um welche der Sekundärregler entlastet wurde. Ein deutliches Profil ist zu erkennen: In Stunden schnell steigender und fallender Last ist der Saldierungseffekt kleiner als nachts und nachmittags. Das heisst, der Netzregelverbund unterstützt vor allem bei stochastisch auftretenden Ungleichgewichten und weniger bei Abweichungen, die eine hohe Prognostizierbarkeit aufweichen.



B. Geissler

Bild 2 Bedarf an Sekundärregelenergie am 23. März 2013 aufgrund eines Kraftwerksausfalls.



M. Haller

Bild 3 Durchschnitliche stündliche Entlastung des Sekundärreglers zwischen März und Dezember 2012.

Die unterschiedliche Struktur der Energiemärkte kann kontraproduktive Effekte verursachen. Aufgrund der gemittelten Opportunitätspreise ist es nicht in jedem Fall gewährleistet, dass durch Energie aus dem Netzregelverbund Kosten eingespart werden können. Es besteht die Möglichkeit, dass der Austausch von Regelenergie höhere Kosten verursacht, als wenn die Regelenergie konventionell im eigenen Land erbracht würde.

Der bereits heute hohe Grad an volatiler Einspeisung und die damit einhergehende Unsicherheit und Komplexität beim Lastfluss- und Engpassmanagement werden mit der Anzahl der teilnehmenden Regelzonen zudem weiter steigen. Die damit einhergehenden betrieblichen und informationstechnischen Herausforderungen sind heute nur bedingt abschätzbar und die Obergrenze für die Grösse eines gemeinsam betriebenen Netzregelgebietes ist somit noch zu bestimmen.

Ausblick

Mit der internationalen Erweiterung des deutschen Netzregelverbundes koordinieren bereits fünf Länder in Kontinentaleuropa ihre Sekundärregelung. Regionale Projekte wie die des tschechisch-slowakischen Netzregelverbundes im Modul 1 bestätigen den Trend zur Abkehr vom herkömmlichen Prinzip, wonach die Sekundärregelung unabhängig je Land zu betreiben ist. So plant auch die Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin nach den ersten Erfahrungen im deutschen Netzregelverbund an einem regionalen Netzregelverbund im Alpenraum mitzuarbeiten. Mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG (APG) wurde bereits ein entsprechendes Projekt gestartet. Mit weiteren Teilnehmern wurden erste Wertschöpfungsanalysen durchgeführt.

Die Aussicht auf eine Kostenreduktion im Bereich der Systemdienstleistungen findet indes europaweit einen breiten Anklang, dies nicht nur bei den Übertragungsnetzbetreibern. So wurde auf politischer Ebene durch den Verband der europäischen Regulatoren ACER ein erster Grundstein gelegt: Die «Framework Guidelines on Electricity Balancing» [4] sehen eine breite Implementierung eines dem Netzregelverbund ähnlichen Konzeptes für ganz Europa vor. Eine Einschätzung der Handhabbarkeit steht allerdings noch aus.

Referenzen

[1] OpHB-Team, UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, Version 3.0, März 2009.
[2] Marc Scherer, Bernd Geissler, Das Konzept Netzregelverbund – Hintergründe der Kooperation von Übertragungsnetzbetreibern, Bulletin SEV/VSE 5/2012, S. 27-29.
[3] Martin Beck, Netzregelung in der Schweiz: Von sieben zu einer Regelzone mit grenzüberschreitender Leistungsvorhaltung, ETG-Fachbericht 127, 2011.
[4] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Framework Guidelines on Electricity Balancing, FG-2012-E-009, September 2012.

Angaben zu den Autoren

Marc Scherer, MSc ETH, ist Fachspezialist für Netzregelung in der Abteilung Netzzugang und -nutzung. Swissgrid AG, CH-5080 Laufenburg
Swissgrid AG, CH-5080 Laufenburg
marc.scherer@swissgrid.ch

Matthias Haller, MSc EPFL, ist Projekt- und Studieningenieur in der Abteilung Support Systemführung.
matthias.haller@swissgrid.ch

Bernd Geissler, Dipl.-Ing. (FH), ist Gruppenleiter Energieeinsatz in der Abteilung Systembetrieb.
bernd.geissler@swissgrid.ch

Résumé

Expériences faites au sein de l'Association allemande de réglage des réseaux

Premier bilan après une année d'exploitation opérationnelle

Par «réglage des réseaux», on sous-entend le processus visant à maintenir l'équilibre des puissances dans le réseau électrique. Un de ses objectifs est de regrouper le réglage des réseaux de divers pays au sein de l'Association de réglage des réseaux. En mars 2012, la Suisse a adhéré au premier module de l'Association allemande de réglage des réseaux. Le Danemark, les Pays-Bas, la Belgique et la Tchéquie sont aussi membres de l'association. Après plus d'une année d'adhésion, les premières conclusions peuvent être tirées. Depuis, aucune répercussion négative n'a été constatée sur l'exploitation du réseau de transport suisse. Entre mars 2012 et mai 2013, l'association de réglage des réseaux a permis d'éviter durant environ 18 heures des situations au cours desquelles la puissance de réglage secondaire n'aurait pas suffi en Suisse pour couvrir le besoin.

Vu les différentes structures des marchés énergétiques, il n'est néanmoins pas toujours garanti que le soutirage des excédents d'énergie soit plus avantageux que l'appel de puissance de réglage dans le pays concerné. La part élevée de l'injection volatile renforce encore davantage l'insécurité et la complexité dans la gestion des charges et de l'énergie. À l'heure actuelle, les défis qui en découlent ne peuvent être évalués que partiellement. Toutefois, la tendance générale montre clairement un détournement du principe selon lequel le réglage secondaire est exploité indépendamment du pays. Suite aux expériences faites dans l'Association allemande de réglage des réseaux, le gestionnaire du réseau de transport suisse prévoit de collaborer à une association régionale dans la région alpine. Des projets correspondants ont déjà été lancés. Se