

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 98 (2007)

Heft: 19

Artikel: Anwendung dynamischer Netzmodelle in Netzplanung und -betrieb

Autor: Weber, Harald / Leskien, Rainer / Sattinger, Walter

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857484>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 07.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Anwendung dynamischer Netzmodelle in Netzplanung und -betrieb

Szenarien für den Wiederaufbau in drei separaten Inselnetzen des Schweizer Netzes

Elektrische Energieverbundnetze werden infolge der Globalisierung immer ausgedehnter. Die vorhandene Netzinfrastruktur wird zunehmend intensiver für den weiträumigen Energietransport genutzt. Dabei kommt es sehr häufig zu Situationen, in denen die räumliche Entfernung zwischen Einspeisung und Verbrauch sehr gross ist. Dadurch steigt das Risiko von Störfällen aufgrund von Unterbrechungen entlang der Transitkorridore, was zur Reduzierung der synchronisierenden und dämpfenden Kräfte zwischen den beteiligten Netzbereichen führt. Mit einem dynamischen Netzmodell werden verschiedene Szenarien zum Wiederaufbau des Schweizer Netzes untersucht.

Infolge von Liberalisierung und Unbundling in Energienetzen hat die Anzahl der Marktteilnehmer und somit auch die Anzahl der zu koordinierenden Schnittstellen zugenommen. Der wirtschaftliche Druck auf die einzelnen Partner führt dabei zu individuellen Optimierungsprozessen, an deren Ende wieder neue Schnittstellen entstehen, die aufeinander abzustimmen sind. Alle

Harald Weber, Rainer Leskien,
Walter Sattinger

diese neuen Herausforderungen führen dazu, dass der Netzbetrieb noch besser als bisher für die Beherrschung dieser Vielzahl von vernetzten Prozessen gerüstet sein muss. Zur Beherrschung auch extremer Netzsituationen ist es unabdingbar, statische und dynamische Vorgänge im Netz sorgfältig und vorausschauend zu planen. Die Ereignisse der letzten Jahre haben dabei deutlich gezeigt, dass vermehrt auch mit dynamischen Instabilitäten durch Verlust der synchronisierenden und dämpfenden Kräfte zwischen Netzbereichen gerechnet werden muss. Daher kommt vorausschauenden dynamischen Netzrechnungen immer mehr Bedeutung zu.

Modellerstellung

Ausreichend genaue Modelle zur Nachbildung der wichtigsten dynamischen Komponenten des Netzes, nämlich der Kraftwerke mit ihren dynamischen Eigenschaften,

sind die Voraussetzung für zuverlässige dynamische Netzberechnungen. Die Schweiz verfügt über eine lange Tradition in der detaillierten dynamischen Modellierung ihres Kraftwerksparks [1–5]. So wurde bereits vor mehr als 10 Jahren mit dem Aufbau eines Netzdynamikmodells begonnen. Innerhalb der PSEL¹⁾-Projekte DynaSim²⁾ I und II wurden mithilfe gezielter Dynamikanregungen und -messungen in 14 Kraftwerken (Bild 1) dynamikrelevante Modellparameter identifiziert (Bearbeitungsliste in Tabelle I). Die gemessenen Kraftwerke wurden

Messdaten	Kraftwerk	Leistung [MVA]	Typ
Dez. 92	Filisur	2x36,5	Francis
Febr. 94	Sassello	2x13,5	Pelton
Juni 94	Bärenburg	4x67,5	Francis
Mai 98	Löntsch	2x37,5	Francis
Sept. 98	Innertkirchen 1	5x52	Pelton
Okt. 98	Biasca	4x80	Pelton
Aug. + Nov. 98	Stalden	2x100	Pelton
April 99	Limmern	3x100	Pelton
Sept. 99	Veytaux	4x75	Francis
Okt. 99	Lucendro	2x30	Pelton
Nov. 99	Innertkirchen 2	2x37,5	Francis
Mai 00	Sedrun	3x60	Pelton
Mai 03	Tinizong	2x26, 1x18	Pelton
März 04	Verbano	4x32	Francis

Tabelle I Gemessene, modellierte und parameteridentifizierte Kraftwerke.

entweder wegen ihrer strategisch wichtigen Lage im Netz oder als Stellvertreter für einen bestimmten Turbinen- oder Reglertyp ausgewählt. Die für die Identifikation notwendigen Dynamikvorgänge der gemessenen mechanischen, hydraulischen und elektrischen Grössen wurde dabei dadurch

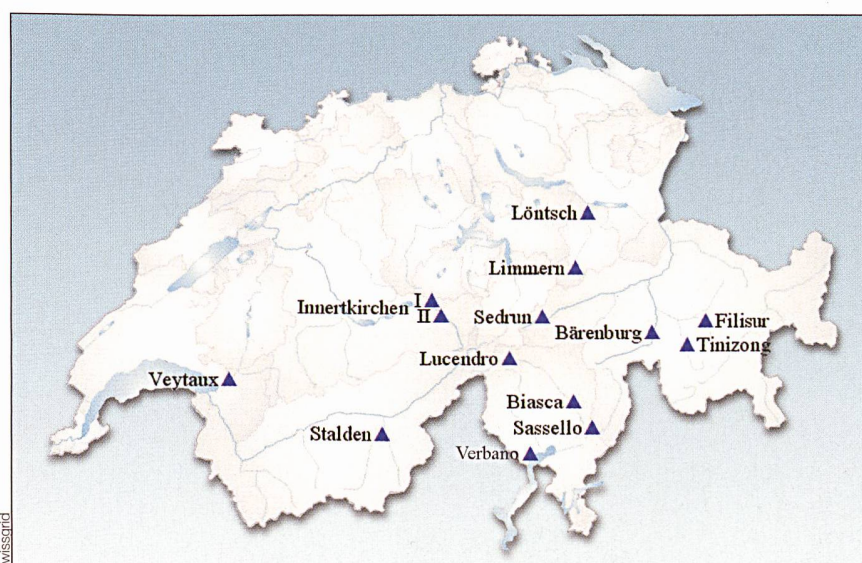


Bild 1 Gemessene, modellierte und parameteridentifizierte Kraftwerke.

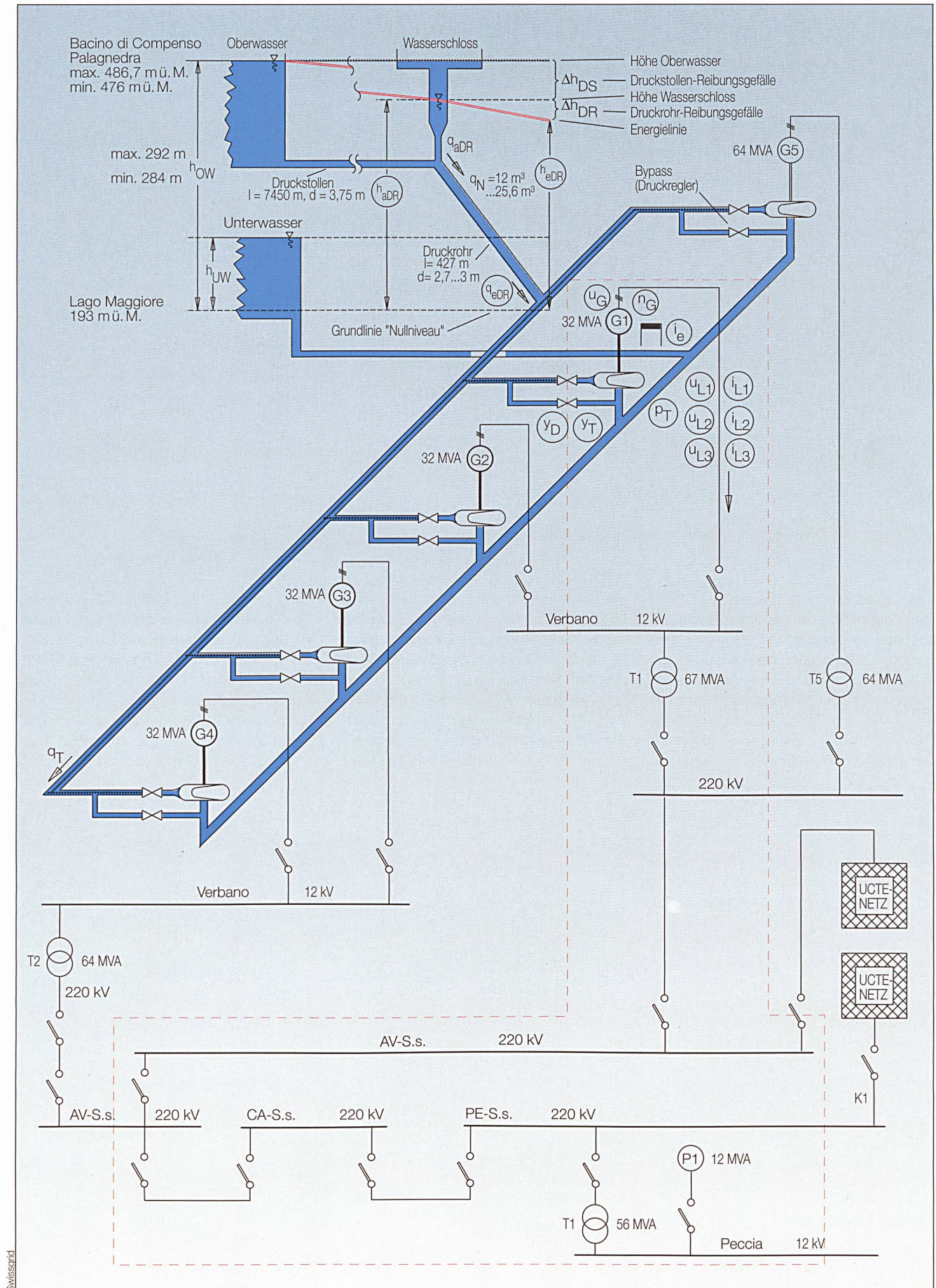


Bild 2 Anlagenschema des Kraftwerks Verbano.

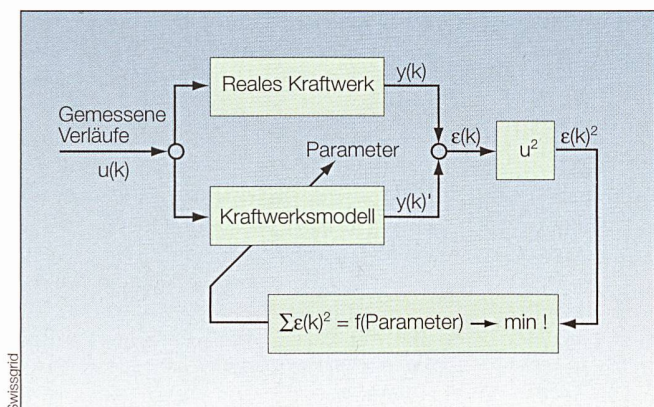


Bild 3 Least-Square-Parameteridentifikation.

Kennlinien des Kraftwerks ermittelt. Ein zuverlässiges Modell zeichnet sich dadurch aus, dass es für den ganzen Arbeitsbereich zwischen geringer Belastung und Vollast die realen Verhältnisse mit genügend hoher Genauigkeit abbildet. Voraussetzung dafür sind genügend Messdaten über den gesamten Arbeitsbereich und eine umfangreiche Dokumentation des Kraftwerks. Die Wahl der zu messenden Signale muss so durchgeführt werden, dass die Identifikation in einzelnen Teilabschnitten durchgeführt werden kann, und zwar in der Regel auch entsprechend getrennter Funktionseinheiten.

angeregt, indem die Leistungsausspeisung jeweils einer Maschine des Kraftwerks von Verbundbetrieb auf die Versorgung einer vorher vorbereiteten Inselast umgelenkt wurde, wodurch sich der Arbeitspunkt der Generatorleistung innerhalb normaler, sicherer Betriebsbereiche sprunghaft änderte.

Mit der verfügbaren Dokumentation der Wasserkraftwerke und ihrer zugehörigen Regeleinrichtungen wurden dann mathematische Modelle der hydraulischen und elektrischen Komponenten erstellt. Durch anschließende Identifikationsberechnungen unter Verwendung der obigen Modelle wurden die Parameter der Kraftwerke ermittelt. Die daraus resultierenden genauen Einzelmodelle der Kraftwerkskomponenten können dann auch als Grundlage für die nicht gemessenen Kraftwerke verwendet werden, mit welchen dann – als sogenannte

Standardkraftwerke – das gesamte Netz dynamisch modelliert werden kann.

Die in Bild 2 eingekreist dargestellten hydraulischen, mechanischen und elektrischen Größen wurden während der Identifikationsversuche messtechnisch erfasst, digital gespeichert und anschliessend ausgewertet.

Bei der Aufbereitung der Messdaten kommen unterschiedliche Filterungen (z.B. nicht lineares Nachlauffilter, Butterworth-Filter), Interpolation, Extrapolation, Synchronisierung und eventuell Offsetverschiebung zum Einsatz, um eine gute Grundlage für die Identifikation zu bekommen. Nach der Aufbereitung der Messdaten folgt die Analyse der stationären Messdaten, die grösstenteils im Verbundbetrieb (Öffnungs- bzw. Leistungsregelung) aufgezeichnet wurden. Aus diesen Daten werden dann die stationären Zusammenhänge und

Identifikation der Kraftwerksparameter und Vergleich Messung/Modell

Bild 3 zeigt das Prinzip einer Parameteridentifikation bei einem Kraftwerk. Dabei wird durch die Minimierung der Quadrate $\varepsilon^2(k)$ der Abweichungen $\varepsilon(k)$ zwischen den Messwerten aus dem realen Kraftwerk $y(k)$ und den simulierten Werten aus dem Kraftwerksmodell $y'(k)$ schrittweise der Wert der einzelnen Modellparameter bestimmt.

Das Endergebnis einer Identifikation der Parameter des Turbinenreglers (Bild 4) kann den Kurvenverläufen aus Bild 5 entnommen werden. Im vorliegenden Versuch wurde ein Übergang von Leistungsexport (16 MW) auf Inselast (12 MW) ausgewertet. Dabei steigt die Frequenz (nG) im Inselnetz für einige Sekunden um etwa 3% wegen des kurzzeitigen Ungleichgewichts zwischen Leistungserzeugung und Leistungs-

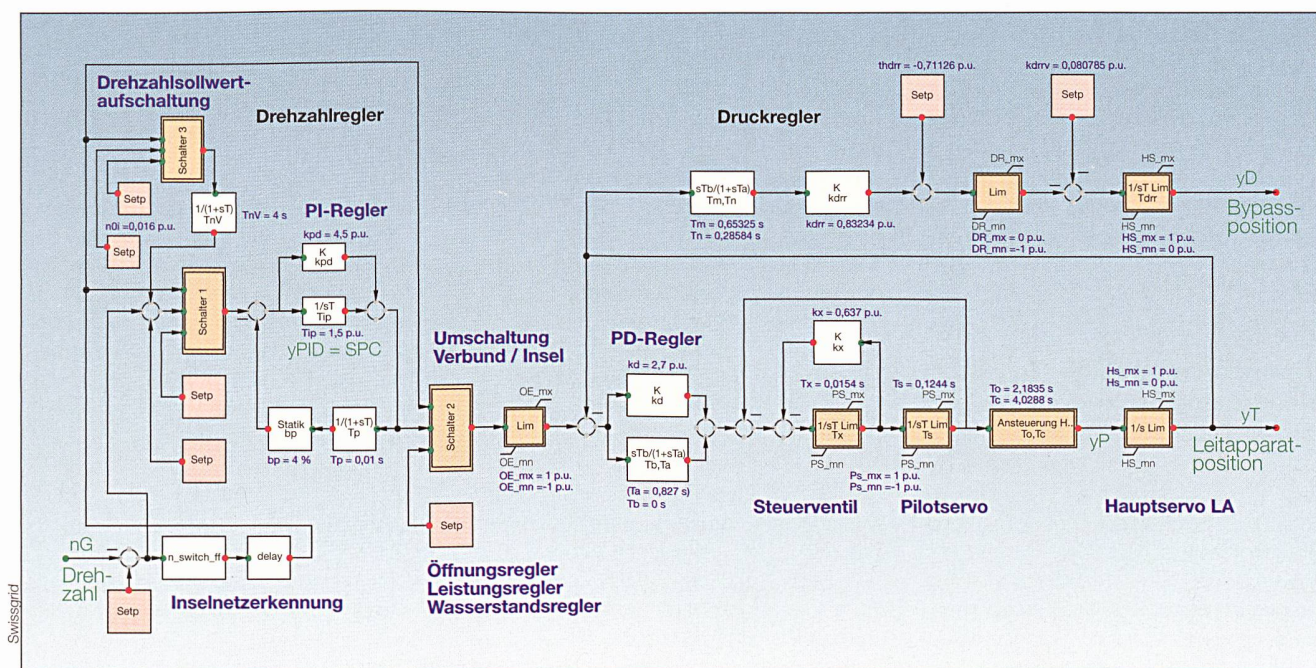


Bild 4 Blockschaftbild und identifizierte Parameter des Turbinenreglers Verbano.

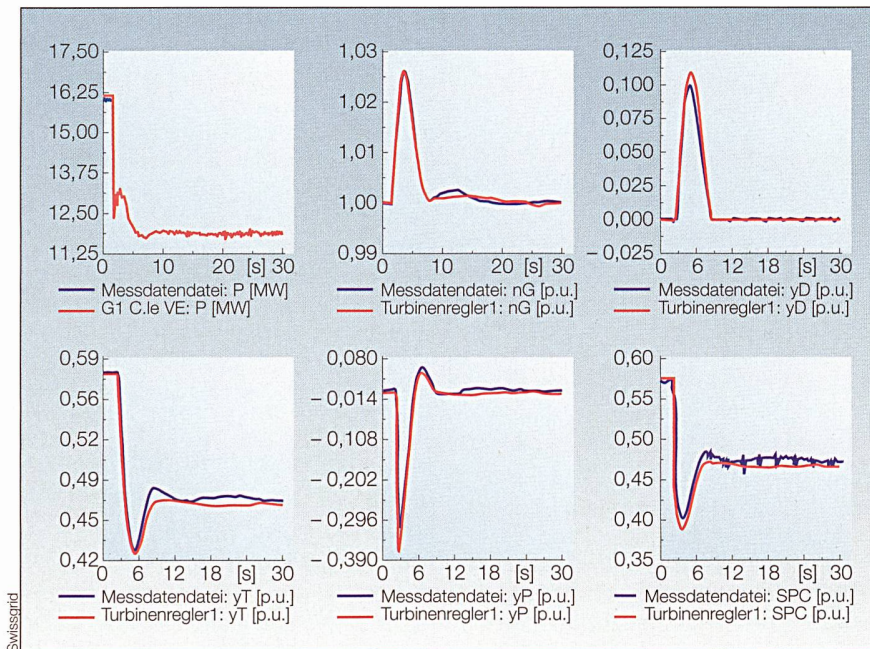


Bild 5 Vergleich Messung/Rechnung Turbinenregler Verbano.

verbrauch an. Das Überdruckventil (yD) öffnet kurzzeitig etwa 10%, um den Druckanstieg im Druckrohr zu mindern. Infolge der Überdrehzahl schliesst das Turbinenventil bzw. der Leitapparat (yT) von 58 auf 48%. Pilot servo (yP) und Ausgang des PI-Reglers (SPC) dokumentieren wichtige Zwischengrössen im Modell-Turbinenregler des Kraftwerkes Verbano.

Mit diesen sehr präzisen Kraftwerksmodellen können verschiedene Kraftwerks-situationen simulatorisch untersucht und bewertet werden. Ein weiterer positiver Nebeneffekt der Kraftwerksmessung und -analyse war das Aufzeigen von möglichen Schwachstellen im Kraftwerksbetrieb, die durch nicht alltägliche Betriebszustände aufgedeckt wurden, und das Kraftwerkspersonal konnte Erfahrungen über das dynamische Verhalten des Kraftwerks im Normal- (Öffnungs- oder Leistungsregelungsbetrieb) und im Inselnetzbetrieb sammeln.

Anwendungsbeispiel – Teilnetz-Wiederaufbau ohne Spannungs-vorgabe von aussen

Nach erfolgreichem Fertigstellen des Kraftwerksmodells wurden die einzelnen Modelle der Kraftwerke mit den dynamischen Lastmodellen der Verbraucherschwerpunkte, den Freileitungsmodellen und den Schutzeinrichtungen zu einem dynamischen Netzmodell der Schweiz mit reduziertem Abbild des umgebenden UCTE-Netzes³⁾ zusammengefasst.

Mit diesem Netzdynamikmodell wurden im Projekt DynaSim II die Untersuchungen zum Netzwiederaufbau nach einem Black-out ohne Spannungsvorgabe von aussen priorisiert. Die Netzwiederaufbausimulationen erfolgten nach vorhandenen dynamisch noch nicht getesteten Wiederaufbauplänen separat in drei Blöcken gleichzeitig mit Synchronisation der Inselnetze (Blöcke) in Laufenburg.

Die anschliessende Analyse der Ergebnisse sollte darüber Aufschluss geben, ob die dynamischen Vorgänge während des Aufbaus eventuell zu Schutzauslösungen und somit zu Verzögerungen im kritischen Pfad des Netzwiederaufbaus führen könnten.

Für die Netzwiederaufbauuntersuchungen wurden die erstellten Kraftwerks-, Last- und Freileitungsmodelle von den schwarzstartfähigen⁴⁾ Kraftwerken bis nach Laufenburg zugeschaltet, und das dynamische Verhalten des Inselnetzes in den einzelnen Aufbausritten hinsichtlich der Frequenz- und Spannungsabweichungen, dem Vermögen der Generatoren, die benötigte Ladeleistung der 220-kV-Freileitungen bereitzustellen, der Frequenz- und Leistungsschwingen sowie der Polradpendelungen wurde untersucht.

Bild 6 dokumentiert einzelne Schritte während des Aufbaus des Teilnetzes Ost. Dabei sind die elektrischen Grössen Frequenz (Δf), Spannung (U) sowie der Druck am Ende des Druckrohrs (heDr) bzw. die Turbinenleistung (pT) von drei Kraftwerken: Linth-Limmern (rot), Sedrun (schwarz) und Grytau (blau), aufgezeichnet. Bei einer

Lastzuschaltung (LZ) ist deutlich der Frequenz-, Spannungs- und Druckabfall aufgrund des plötzlichen Leistungsmehrverbrauchs mit einer dann durch den Turbinenregler veranlassten ansteigenden Turbinenleistung (pT) erkennbar. Bei diesen Netzwiederaufbausimulationen wurde auch der Fall eines Lastabwurfs untersucht (Spalte 4 in Bild 6).

Durch die Netzwiederaufbausimulationen konnte gezeigt werden, dass es bei den Wiederaufbausritten zu keinen unerwünschten oder kritischen Instabilitäten kommt, und der vorhandene Wiederaufbauplan konnte, was die dynamischen Vorgänge anbelangt, bestätigt werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die präzise Modellierung wichtiger Wasserkraftwerke mit jeweils über 50 identifizierten Parametern und vielen nicht linearen Zusammenhängen inklusive der Betriebsdiagramme der Generatoren ist ein Grundbaustein für ein dynamisches Gesamtnetzmodell geschaffen worden. Mit diesem Netzmodell wurden dann in drei separaten Inselnetzen (West, Mitte und Ost) verschiedene Netzwiederaufbauszenarien untersucht.

Die durchgeführten Studien haben eine ganze Reihe von Erkenntnissen gefestigt und bestätigt:

- Max. 10–15% der gesamten Maschinenleistung sollten jeweils nur auf einmal zugeschaltet werden, um unzulässige Abweichungen von Frequenz und Spannung zu vermeiden.

- Im Inselbetrieb sollten so viele Maschinen wie nur möglich frühzeitig synchronisieren, um genügend Reserven zur Verfügung zu haben.

- Um die Generatoren im Inselbetrieb vor Untererregung zu schützen, sollte der Aufbau mit möglichst kurzen Freileitungen beginnen.

Als nächste Etappen in der Modellverfeinerung und Modellerweiterung sind die permanente Überprüfung der Modelle durch Vergleiche von Messung und Rechnung mithilfe von signifikanten dynamischen Messungen (WAM⁵⁾ usw.), die Modellvereinfachung und die Echtzeitfähigkeit (späterer Einbau ins Netzleitsystem) geplant.

Mit dem in langjähriger Arbeit entwickelten und erweiterten Netzdynamikmodell sind nun weitere Möglichkeiten der Analyse gegeben, wie beispielsweise

- Untersuchungen der Leistungsflussstransite unter Beachtung der Regelfähigkeit der Kraftwerke.
- Präventive Simulationen, um Stabilitätsprobleme zu vermeiden.

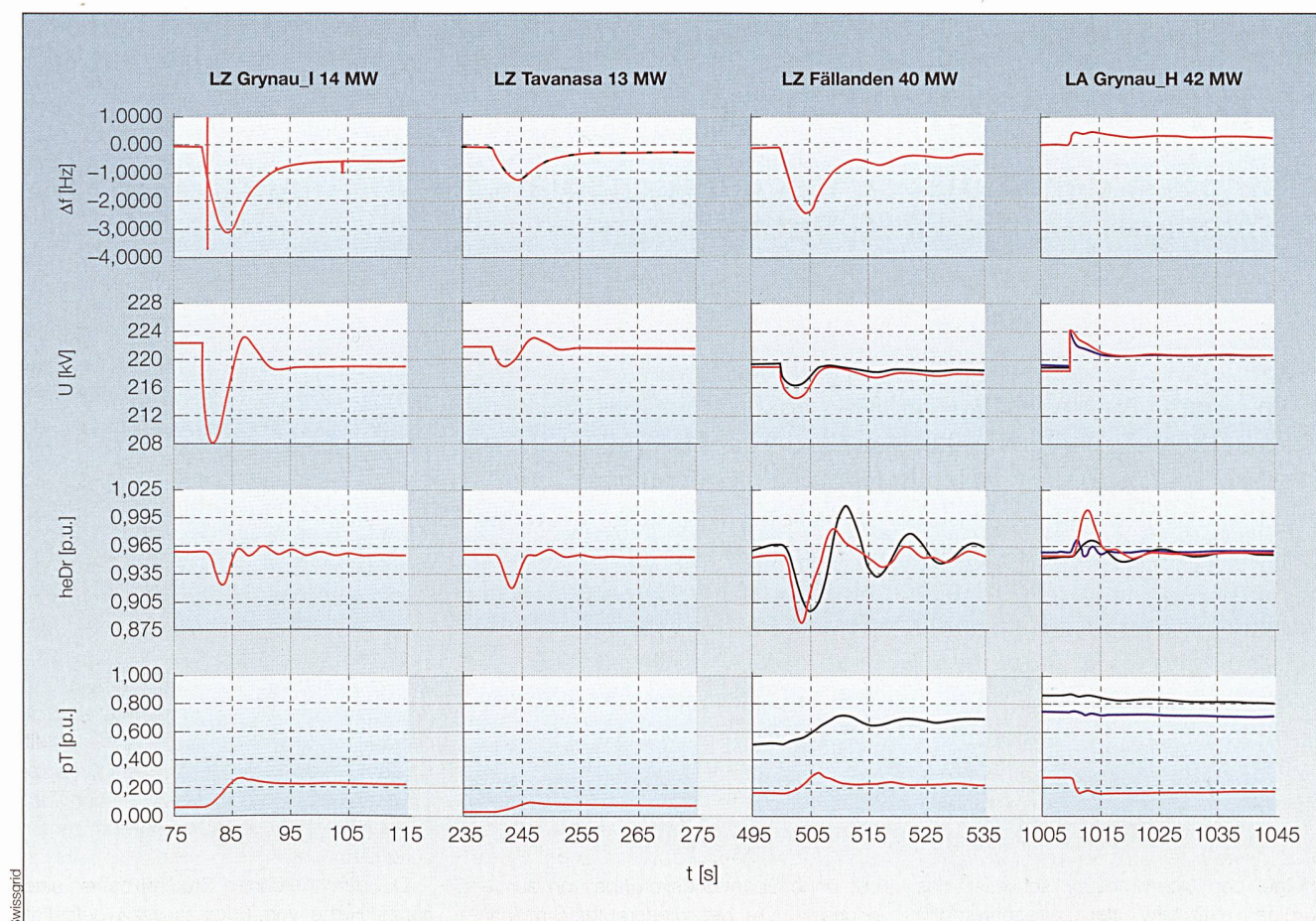


Bild 6 Lastzuschaltungen (LZ) und Lastabschaltung (LA) im Teilnetz Ost, Wiederaufbau ohne Spannungsvorgabe.

- Erkennung und Beseitigung von kritischen Netzzuständen.
- Basis für Echtzeitsimulationsstudien.
- Untersuchungen des Netzwiederaufbaus nach einem Blackout mit und ohne Spannungsvorgabe.
- Überprüfung der Regelfähigkeit von Kraftwerken durch Vergleich von Messung und Rechnung.

Swissgrid hat somit ein weiteres Werkzeug zur Verfügung, um schon vor dem Eintritt kritischer Netzsituationen rechtzeitig notwendige Vorkehrungen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs treffen zu können.

Referenzen

- [1] K. Imhof, W. Sattinger, H. Weber, T. Haase: Untersuchung des Netzwiederaufbaus in der Schweiz nach einem Blackout. ETG Berlin 2004.
- [2] K. Imhof, D. Zimmermann, H. Weber: Funktioniert der Netzwiederaufbau nach einem Blackout? Bulletin SEV/VSE Nr. 4/2001.
- [3] H. Weber, D. Zimmermann: Inselbetriebsverhalten von Wasserkraftanlagen. VDI Bericht Nr. 1529, 2000.
- [4] H. Weber, D. Zimmermann: Inselbetriebsversuche im Kraftwerk Bärenburg (KHR). Bulletin SEV/VSE Nr. 2/1996.

- [5] H. P. Asal, R. Widmer, H. Weber, E. Welfonder, W. Sattinger: Simulation des Netzwiederaufbaus nach Grossstörungen im schweizerischen Hochspannungsnetz, Bulletin SEV/VSE Nr. 22/1992.

Angaben zu den Autoren

Prof. Dr. **Harald Weber** war von 1990 bis 1997 bei der EGL AG Laufenburg beschäftigt und ist seit 1997 Institutsdirektor des Instituts für Elektrische Energietechnik der Universität Rostock, Deutschland. Er ist Mitglied des VDE-Fachausschusses «Netzregelung und Systemführung».

harald.weber@uni-rostock.de

Dr.-Ing. **Walter Sattinger** ist seit 2003 bei der Etrans – heute Swissgrid – an der Nahtstelle zwischen Netzplanung und Netzbetrieb tätig. Swissgrid AG, 5080 Laufenburg.

walter.sattinger@swissgrid.ch

Dipl.-Ing. **Rainer Leskien** ist Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energietechnik der Universität Rostock.

rainer.leskien@uni-rostock.de

¹⁾ PSEL: Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft, www.psel.ch.

²⁾ Mit DynaSim wurde ein dynamisches Modell des Höchstspannungsnetzes der Schweiz erstellt, mit welchem der Netzwiederaufbau in der Schweiz simuliert werden kann.

³⁾ UCTE: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, www.ucte.org.

⁴⁾ Schwarzstartfähigkeit: Fähigkeit eines Kraftwerksblocks, vom abgeschalteten Zustand ausgehend unabhängig vom Stromnetz hochzufahren und einen Teil des Stromnetzes mit elektrischer Energie zu versorgen. Im Gegensatz zu Wasserkraftwerken, wo meist nur wenige

Schieber zu öffnen sind, um die Stromerzeugung aufzunehmen, sind Kraftwerksblöcke mit hohem Eigenbedarfsanteil wie bspw. Kernkraftwerksblöcke üblicherweise nicht schwarzstartfähig.

⁵⁾ WAM: Wide Area Monitoring.

Résumé

Application de modèles dynamiques de réseau dans la planification et l'exploitation des réseaux

Scénarios pour la reconstitution du réseau suisse en trois réseaux séparés. La mondialisation fait que les réseaux interconnectés sont de plus en plus étendus. L'infrastructure de réseau à disposition est utilisée de manière de plus en plus intensive pour le transport d'énergie à longue distance. Et il apparaît souvent des situations où la distance entre l'injection et la consommation est très longue. Ceci augmente le risque de perturbations par suite d'interruptions le long des corridors de transit, aboutissant à une réduction des forces de synchronisation et d'amortissement entre les zones de réseau concernées. Au moyen d'un modèle dynamique de réseau, divers scénarios sont examinés en vue d'une reconstitution du réseau suisse.