Ergebnisse des PSEL-Projekts "DynaSim" und Implikationen für den Netzwiederaufbau nach einem Black-out

Autor(en): **Spreng, Stefan / Zimmermann, Daniel / Imhof, Karl**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **93 (2002)**

Heft 8

PDF erstellt am: **30.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855403

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

Ergebnisse des PSEL-Projekts «DynaSim» und Implikationen für den Netzwiederaufbau nach einem Black-out

Realitätsnahe Modellierung auf Basis von Inselbetriebsversuchen in acht Schweizer Hochdruckwasserkraftwerken liefern die Grundlage für ein Netzmodell der Schweiz, mit dem dynamische Vorgänge simuliert werden können. Erkenntnisse aus einer Simulationsrechnung zum Netzwiederaufbau nach einem Black-out legen Anpassungen in der Vorgehensweise bei der Spannungshaltung und bei der Aufnahme von Lasten nahe. Bei den Inselbetriebsversuchen wurden zum Teil technische Probleme in Anlagen erkannt, die im üblichen Betrieb nicht entdeckt werden konnten. Die erarbeiteten Kraftwerkmodelle und Simulationsrechnungen können zum Nachweis der im GridCode CH definierten Anschlussbedingungen verwendet werden.

■ Stefan Spreng, Daniel Zimmermann und Karl Imhof

Einleitung

In [1] wurde über die ersten Ergebnisse des Projekts «Messung und Simulation zum dynamischen Verhalten des Schweizer Netzes (DynaSim)» berichtet. Die Frage, ob der Netzwiederaufbau in der Schweiz nach einem Black-out, das heisst einem vollständigen Netzzusammenbruch, funktioniert, wurde damals nicht abschliessend beantwortet, weil die Ergebnisse des Teilprojekts «Gesamtmodellierung und Simulation» noch nicht vorlagen. Der Schwerpunkt in [1] lag auf den Ergebnissen der Inselbetriebsversuche in acht Schweizer Hochdruckwasserkraftwerken. Es zeigte sich unter anderem, dass Kraftwerke mit Francisturbinen bei plötzlichen Leistungsanforderungen und – zum Beispiel Lastzuschaltungen während des Netzwiederaufbaus – ein günstigeres Regelverhalten haben als Kraftwerke mit Peltonturbinen. Weil sich bei vergleichbaren hydraulischen Verhältnissen und gleicher Bemessungsleistung der Leitapparat einer Francisturbine schneller öffnen lässt als die Düse einer Peltonturbine, können Francisturbinen schneller als Peltonturbinen Last aufnehmen. Somit ist auch die in der ersten Sekunde nach der Leistungsanforderung auftretende maximale Drehzahlabsenkung bei Francisturbinen deutlich kleiner als bei Peltonturbinen und dauert auch weniger lange an. Die gewonnenen Erkenntnisse legen nahe, die aktuell gültigen Konzepte für den Netzwiederaufbau hinsichtlich des Einsatzes von Kraftwerken mit Peltonturbinen zu überprüfen.

Im vorliegenden Beitrag werden anhand eines realitätsnahen Beispiels die im DynaSim-Teilprojekt «Gesamtmodellierung und Simulation» erarbeiteten Methoden vorgestellt, um zu zeigen, welche Möglichkeiten zur Untersuchung des Netzverhaltens sich durch die Dynamiksimulation eröffnen. Als Demonstrationsbeispiel wurde der Wiederaufbau des

Adresse der Autoren:
Dr. *Stefan Spreng* (Leiter Teilprojekt «Gesamtmodellierung und Simulation»)
Atel Netz AG
Bahnhofquai 12
4601 Olten

Dr. *Karl Imhof* (Projektleiter)
Dr. *Daniel Zimmermann* (Leiter Teilprojekt «Messung und Identifikation»)
ETRANS AG
Werkstrasse 12
5080 Laufenburg

Projektmitarbeiter
Dr. *P. A. Chamorel*, eos
Dipl.-Ing. *T. Haase*, Universität Rostock
Dipl.-Ing. *M. Hladky*, Universität Rostock
Dipl.-Ing. *M. Höckel*, Prof., HTA Biel
Dipl.-Ing. HTL *H.-P. Leber*, ETRANS
Dipl.-Ing. EPFL *Ch. Moser*, BKW
Dipl.-Ing. EPFL *J.-M. Morex*, NOK
Dr. *F. Prillwitz*, Universität Rostock
Dr. *H. Weber*, Prof., Universität Rostock
Dipl.-Ing. EPFL *Y. Zumwald*, früher eos.

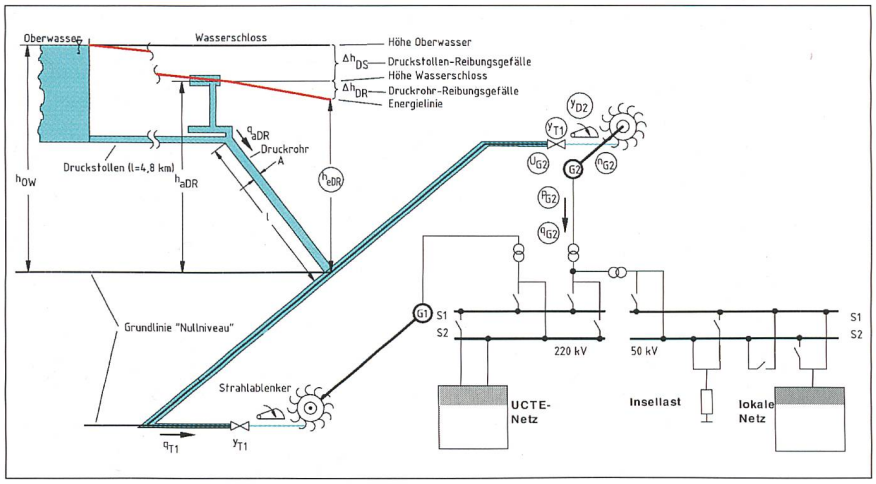

Bild 1 Kraftwerk mit zwei Peltongruppen [5, 6].

Das Anlagenschema zeigt ein Peltonkraftwerk mit zwei Generatorgruppen zu 30 MVA und die Messkonfiguration (Stationsschema im rechtem Bildteil) für die Inselbetriebsversuche mit Generator G2. Generator G1 hat während den Messungen eine konstante Leistung ins Verbundnetz (UCTE-Netz) eingespeist. Die gemessenen Signale sind durch Kreise markiert.

h_{edr} = Druck am Turbineneingang, q_T = Turbinendurchfluss, y_T = Stellgrösse des Turbinenreglers für die Düse, y_D = Stellgrösse des Turbinenreglers für den Ablenker, n = Drehzahl, p_G = Wirkleistung, q_G = Blindleistung, u_G = Generatorklemmenspannung. Ebenfalls gemessen, hier nicht dargestellt, die Erregerspannung u_{errs}.

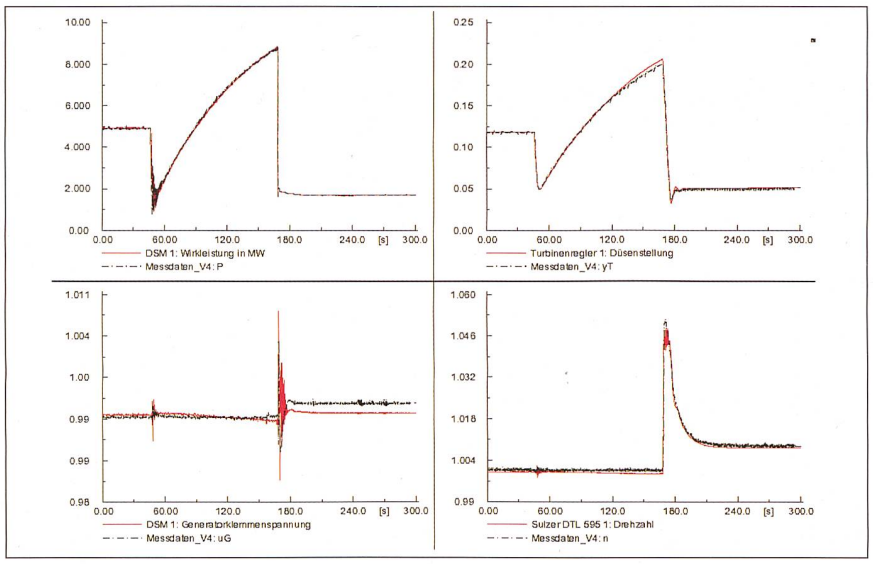

Bild 2 Realitätsnahe Kraftwerkmodelle, Vergleich Messung und Simulation.

Die Grafiken zeigen simulierte (durchgezogene Linie) und gemessene (strichpunktierte Linie) Werte für das in Bild 1 gezeigte Peltonkraftwerk. Dargestellt sind Werte in per unit (p. u.), ausser bei der Wirkleistung, von verschiedenen Signalen für den Übergang von Gruppe 2 vom Verbund- in den Inselbetrieb: Wirkleistung *P* in MW (oben links), Stellsignal des Turbinenreglers für die Düse *yT* (oben rechts), Generatorklemmenspannung *uG* (unten links) und Drehzahl *n* (unten rechts).
Zunächst speist der gemessene Generator eine konstante Wirkleistung von 4,9 MW ins Verbundnetz ein. Zum Zeitpunkt *t* = 46,1 s wird ein neuer Leistungssollwert vorgegeben. Die abgegebene Leistung steigt an, die Drehzahl bleibt jedoch konstant (*t* = 46,1 bis 168,5 s). Beim Versuch wurde bei Erreichen von etwa 8,8 MW (*t* = 168,5 s) der Kuppelschalter geöffnet, so dass der Generator eine Lastverminderung um 7,1 MW auf etwa 1,7 MW beim Übergang in den Inselbetrieb abzufangen hatte. Messwerte und Simulationsergebnisse zeigen, dass die Anlage diesen Fall sehr gut beherrscht, die angeregten Ausgleichsvorgänge klingen rasch ab, das gilt auch für die Spannung: Der Generator arbeitet stabil im Inselbetrieb.

Westteils des Schweizer Hochspannungsnetzes nach einem Black-out ausgewählt.

«DynaSim» ist ein Gemeinschaftsprojekt der Schweizer Verbundunternehmen Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel), BKW FMB Energie AG (BKW), Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (EGL), Energie Ouest Suisse (eos) und Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK), der ETRANS AG sowie dem Bereich Energieversorgung an der Hochschule für Technik und Architektur Biel und dem Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung an der Universität Rostock/Deutschland. Das Projekt wurde durch den Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) mitfinanziert.

Modellierung (Bilder 1 und 2)

Die Nachbildung des 220- und 380-kV-Netzes mit Leitungen und Transformatoren erfolgt wie für Lastflussuntersuchungen. Angeschlossene Verteilnetze werden vereinfachend als Mischlasten modelliert (Haushaltungen, Gewerbe, Industrie). Die Einteilung in diese Kategorien und die Zusammenstellung der Lastwerte erfolgte auf Basis von Kundendaten und Angaben des Bundesamts für Statistik sowie den regelmässig durchgeführten Erhebungen für Lastflussdaten. Die Lasten wurden als spannungs- und frequenzabhängig modelliert, wobei für die Abhängigkeiten auf Literaturangaben zurückgegriffen werden konnte [2].

Die verwendete Simulationssoftware *DIgSILENT Power Factory* [3] erlaubt es, neben den elektrischen Netzelementen, Kraftwerkmodelle mit allen für das dynamische Verhalten wichtigen Komponenten (Reglern, Hydrauliksystem) zu erstellen. Grundlage für die Kraftwerkmodellierung bildeten die Messdaten von den Inselbetriebsversuchen und die Parameteridentifikation sowie technische Dokumentationen, die von den Kraftwerkbetreibern zur Verfügung gestellt werden konnten. Die Auswahl der gemessenen Kraftwerke erfolgte unter anderem im Hinblick darauf, dass möglichst viele der in der Schweiz eingesetzten Reglertypen untersucht werden konnten.

Auf dieser Grundlage wurde eine Reglerbibliothek aufgebaut, um auch für andere, nicht gemessene Kraftwerke Dynamikmodelle erstellen zu können. Bei Integration zu dem Gesamtdynamik-Netzmodell der Schweiz war sicherzustellen, dass die Simulationsmodelle das gleiche Verhalten haben, wie die zuvor mit *MATLAB/SIMULINK* [4] erstellten Identifikationsmodelle. Ob das tatsächlich der Fall war, wurde durch einen direkten Vergleich von Messung und Simulation überprüft.

Wie wird beim Netzwiederaufbau vorgegangen?

Die Schweizer Übertragungsnetzbetreiber haben für verschiedene Black-out-Szenarien Konzepte für das Vorgehen beim Wiederaufbau vorgelegt [7]. Wegen der bestehenden Versorgungspflicht ist es jedoch unmöglich, diese Netzwiederaufbaupläne unter realen Bedingungen zu testen. Bisher bestand die Möglichkeit zur Überprüfung dieser Ablaufpläne einzig darin, dass die einzelnen Netzzustände mit Hilfe von Lastflussstudien untersucht wurden. Die beim Netzwiederaufbau entscheidenden dynamischen Vorgänge können damit jedoch nicht erfasst werden. Insbesondere bleibt die Wirkung der zahlreichen in den einzelnen Kraftwerken eingebauten Regel- und Steuerungseinrichtungen, insbesondere Spannungs- und Turbinenregler, sowie der Einfluss der Dynamik der Hydrauliksysteme im Dunkeln.

Der GridCode CH stellt für den Netzwiederaufbau folgende Anforderungen an die Kraftwerke [8]:

- Schwarzstartfähigkeit
- Inselnetzfähigkeit
- Abfangen auf beliebiger Teillast im Verbund- und Inselbetrieb.

Die zuvor beschriebenen Schwierigkeiten bei der Überprüfung der Netzwiederaufbaukonzepte und die Anforderungen im GridCode CH waren die Hauptmotivation des Projekts. Speziell wurde das Konzept für den Wiederaufbau des Westteils des Schweizer Netzes nach einer Generalstörung, das heisst nach einem vollständigen Black-out, mit Spannungsvorgabe ab Deutschland via Laufenburg untersucht. Neben der KSVB-Richtlinie für den Netzwiederaufbau wurden die detaillierten Netzwiederaufbaupläne der in diesem Fall betroffenen Übertragungsnetzbetreiber BKW und *eos* in die Simulationsstudie miteinbezogen.

Beim Wiederaufbau des Teilnetzes West wird in einer ersten Phase die in Laufenburg vom UCTE-Netz her anstehende Spannung weitergegeben, bis der «Ring» in Mühleberg geschlossen werden kann (Bild 3). Solange der Netzwiederaufbau noch nicht mit eigenen Mitteln erfolgen kann, weil in der Anfangsphase noch keine eigenen Kraftwerke am Netz sind, muss die gesamte Blindleistung vom UCTE-Netz aufgenommen werden. Sobald im weiteren Verlauf des Netzwiederaufbaus die Spannung an ein Unterwerk weitergegeben worden ist, an dem ein schwarzstartfähiges Kraftwerk angeschlossen ist, wird dieses Kraftwerk an das bereits bestehende Netz genommen.

Dann können spannungslose Verteilnetze unterer Spannungsebenen mit Verbrauchern und auch kleineren Kraftwerken zugeschaltet werden. Die Aufnahme von Wirk- und Blindlast darf nur in sehr kleinen Schritten und angepasst an die momentan zur Verfügung stehende Leistung erfolgen.

Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen haben gezeigt, dass in dieser Phase die äusseren, betrieblich noch zulässigen Spannungsgrenzen nur durch Eingriffe in die Spannungsregelung eingehalten werden können. Das hohe Spannungsniveau und der damit einhergehende hohe Blindleistungsbedarf sind eine Folge der kapazitiven Ladeleistung der bereits zugeschalteten, aber praktisch unbelasteten relativ langen Leitungen.

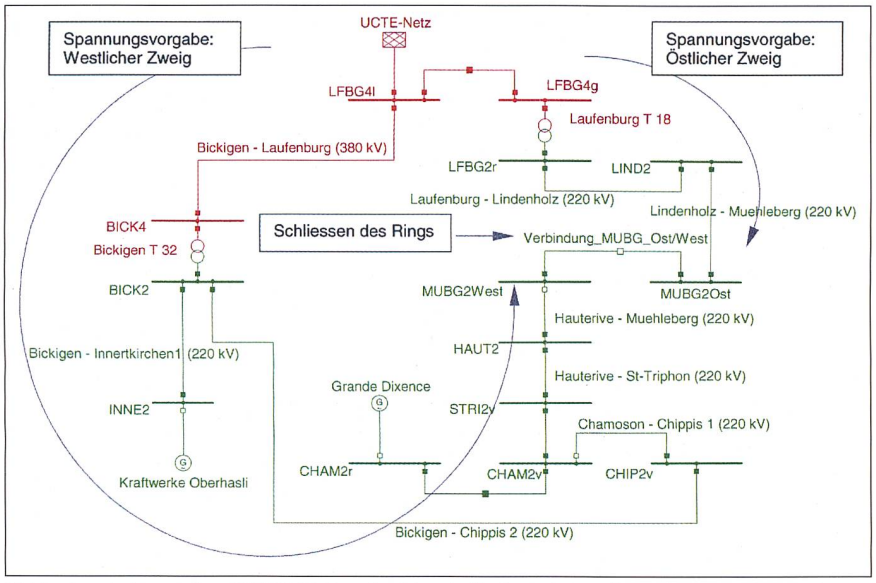

Bild 3 Ausschnitt aus dem 380/220-kV-Netz der Schweiz für den Wiederaufbau mit Spannungsvorgabe aus Laufenburg. Die Leitungen werden von dort aus über einen westlichen und über einen östlichen Zweig zugeschaltet, bis der «Ring» in Mühleberg (MUBG2 West/MUBG2 Ost) geschlossen werden kann. Kraftwerke werden in dieser Phase an den Knoten Innertkirchen (INNE2) und Chamoson (CHAM2r) zugeschaltet. Das übrige Netz ist im Gesamtnetzmodell nachgebildet, aus Gründen der Übersichtlichkeit hier jedoch nicht dargestellt.

Nutzen der Dynamiksimulation

Die Erkenntnisse zu den Spannungs- und Blindleistungsverhältnissen hätten im Wesentlichen auch durch detaillierte Lastflussuntersuchungen gewonnen werden können. Im Gegensatz zu Lastflussrechnungen erlaubt die Dynamiksimulation jedoch, dynamische Vorgänge nach Eingriffen in die Kraftwerkregelung zu untersuchen. Die zuvor beschriebene Situation beim Netzwiederaufbau – hohe Spannungen und grosse Blindleistungsaufnahme durch das UCTE-Netz – legt nahe, mit Hilfe gezielter Eingriffe in die Spannungsregelung die Situation zu verbessern, sobald dies mit Hilfe der ersten schwarzgestarteten Kraftwerke möglich ist.

Durch die Vorgabe eines neuen Spannungs-Sollwerts wird der betroffene Generator einschliesslich seines Erregersystems und seines Spannungsreglers dynamisch angeregt, so dass Ausgleichsvorgänge ablaufen. Ob die Ausgleichsvorgänge ausklingen und damit zu einem stabilen neuen Arbeitspunkt führen, hängt insbesondere davon ab, wie gross der Sollwertsprung ist. Es kann im Allgemeinen davon ausgegangen werden, je grösser der Sollwertsprung ist, desto grösser sind auch die Amplituden der angeregten Ausgleichsvorgänge und ihre Dauer. Um Probleme zu vermeiden, wird man nur kleine Sollwertanpassungen vornehmen können. Ist der neue Sollwert ungünstig oder zu gross gewählt, kann dies einerseits zu einem instabilen Arbeitspunkt führen, was sich daran zeigt, dass die Ausgleichsvorgänge nicht abklingen. Andererseits können – auch bei einem vermeintlich kleinen Sollwertsprung – Begrenzungen während des Ausgleichsvorgangs überschritten werden, die zur Anregung von Schutzeinrichtungen und damit zu einer Abschaltung führen können.

Bild 4 Auszug aus der Ereignisliste zur Simulation des Netzwiederaufbaus bis zum Schliessen des «Rings» in Mühleberg.

	Name	Absoluter Zeitpunkt	Objekt StaBar*,ElmTerm*,ElmLne,ElmLneroute*
	SetP_Soll_TRegler(6)	267.941	Turbinenregler 5
	Schliesse_Leistungsschalter(7)	268.0436	LS_Nendaz_Gr6
	ResetSynchro(7)	268.0436	SynchroGr6
	ResetSynchro_nKorr(7)	268.0436	nKorrGr6
	ResetSynchro_uKorr(7)	268.0436	uKorrGr6
	ug0_uG_IST_URegler(7)	268.0491	Erregersystem 6
	n0_1_TurbRegler(7)	268.0491	Turbinenregler 6
	SetP_Soll_TRegler(7)	269.0436	Turbinenregler 6
	Nendaz_Gr1_ug0_0.92	480.	Erregersystem 1
	Nendaz_Gr2_ug0_0.92	480.	Erregersystem 2
	Nendaz_Gr3_ug0_0.92	480.	Erregersystem 3
	Nendaz_Gr4_ug0_0.92	480.	Erregersystem 4
	Nendaz_Gr5_ug0_0.92	480.	Erregersystem 5
	Nendaz_Gr6_ug0_0.92	480.	Erregersystem 6
	eos023_LS_MUBG2F_HAUT_ein	500.	Schalter
	eos024_LS_STALD2F_CHIP_(Törbel_N)_ein	560.	Switch
	eos025_Hauterive_Résidentiell_12%P_Q_nom	617.	Hauterive Résidentielle
	eos025_Hauterive_Industrielle_12%P_Q_nom	618.	Hauterive Industrielle
	eos025_Hauterive_Commerciale_12%P_Q_nom	619.	Hauterive Commerciale
	eos025_HAUT_Lastschalter_ein	620.	HAUT_Lastschalter
	eos025_LS_HAUT2F_PROD_ein	621.	Schalter
	eos025_HAUT_P_Soll_6MW	621.1	PSollvorgabe
	eos025_HAUT_Q_Soll_0MW	621.2	QSollvorgabe
	eos025_NendazGD_P_10_7_MW	622.	Turbinenregler 1
	Ringschliessen_BKW015_KF_MUBG_Ost/West	680.	Verbindung_MUBG_Ost/West

Die verwendete Simulationssoftware *DIgSILENT Power Factory* ermöglicht dem Anwender bestimmte Ereignisse, zum Beispiel Leitungszuschaltungen, in einer gewünschten Reihenfolge im Verlauf der Simulation eintreten zu lassen. Spalte 1 zeigt den Ereignistyp, in Spalte 2 kann ein vom Anwender definierter Name des Ereignisses eingegeben werden und in Spalte 3 ist der Zeitpunkt, hier in Sekunden ab Start der Simulation, eingetragen. In Spalte 4 befindet sich der Name des betroffenen Elements. Darüber hinaus ist es auch möglich, bedingte Ereignisse eintreten zu lassen: Ein Ereignis wird ausgelöst, sobald bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Im vorliegenden Beispiel wurde diese Möglichkeit bei der Zuschaltung von Generatoren genutzt. Der Startzeitpunkt für den Synchronisiervorgang ist noch vom Anwender vorgegeben, die Zuschaltung selbst («Schliesse Leistungsschalter») erfolgt erst dann, wenn die Synchronisierbedingungen erfüllt sind. Für den ganzen Netzwiederaufbau wurden 615 Ereignisse vorab eingegeben, hinzu kommen noch die ablaufgesteuerten.

Beim hier untersuchten Fall ist anhand der simulierten Kurvenverläufe ersichtlich, dass schon moderate Spannungs-Sollwertänderungen zu relativ grossen Änderungen bei der Erregerspannung führen (Bild 5). Die Simulation des Netzwiederaufbaus zeigte gleichzeitig, dass die betroffenen Kraftwerke stabil weiterarbeiteten, so dass das Ziel erreicht wurde: Das Spannungsniveau im Netz konnte abgesenkt und die Blindleistungsaufnahme durch das UCTE-Netz vermindert werden (Bild 6).

Die hier am Beispiel Spannungsregelung vorgestellten Möglichkeiten der Dynamiksimulation gelten für alle das dynamische Verhalten bestimmenden Kraftwerkkomponenten. Dies nicht nur für die Spannungsregelung, sondern insbesondere auch für die Turbinenregelung, die bei Laständerungen im Inselnetzbetrieb die entscheidende Rolle spielt. Mit Lastflussuntersuchungen alleine können diese Bereiche des Systemverhaltens nicht unter-

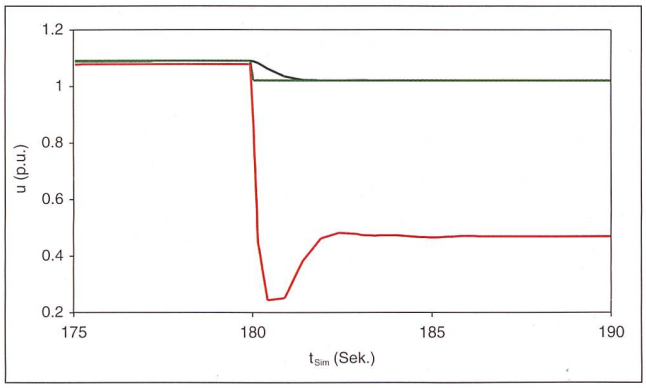

Bild 5 Verhalten eines Generators und seiner Erregereinrichtung bei Verringerung des Spannungs-Sollwerts von u_{G0} = 1,07 p.u. auf u_{G0} = 1,02 p.u. zum Zeitpunkt t_{Sim} = 180 s. Schon durch diese relativ kleine Sollwertänderung von etwa 5% kommt es zu einem Ausgleichsvorgang, der allerdings auch rasch abklingt, mit einer relativ grossen Amplitude bei der Erregerspannung. Auch mit dem neuen Sollwert arbeitet das Kraftwerk stabil.

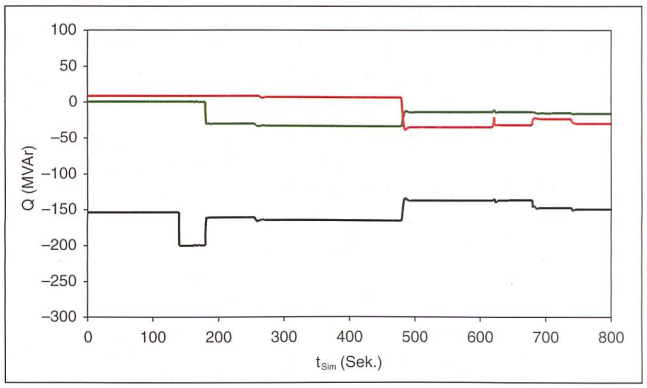

Bild 6 Blindleistungen Q (MVAr) vor und nach Eingriff in die Spannungsregelung der Kraftwerke, die an den Knoten Innertkirchen (INNE2) und Chamoson (CHAM2r) einspeisen. Die Blindleistungsaufnahme durch das UCTE-Netz verringert sich nach dem ersten Eingriff zum Zeitpunkt t_{Sim} = 180 s von −200 MVAr auf −161 MVAr. Die Situation wird durch die folgende Anpassung der Spannungs-Sollwerte bei t_{Sim} = 480 s weiter verbessert (Q = −137 MVAr).

sucht werden. Neben der Überprüfung der einzelnen Fähigkeiten zum Netzwiederaufbau kann das Kraftwerkpersonal sensibilisiert und auf die seltenen Betriebsfälle Inselbetrieb und Netzwiederaufbau vorbereitet werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Die Inselbetriebsversuche in acht Schweizer Hochdruckkraftwerken waren die Basis für die realitätsnahe Kraftwerkmodellierung. Durch den Übergang vom Verbund- in den Inselbetrieb wurden die Kraftwerke in unübliche Betriebszustände versetzt, die technische Probleme aufgedeckt haben. Gleichzeitig waren die Inselbetriebsversuche eine gute Trainingsmöglichkeit für das Betriebspersonal. Die Messungen und die nachfolgenden Simulationsrechnungen können zum Nachweis der im GridCode CH definierten Anschlussbedingungen für Kraftwerke herangezogen werden. Die Ergebnisse der Dynamiksimulationsstudie zum Wiederaufbau nach einem vollständigen Netzzusammenbruch legen nahe, Anpassungen in den Netzwiederaufbauplänen hinsichtlich der Spannungshaltung und der Zuschaltung der Lasten vorzunehmen, damit die betrieblich zulässigen Spannungsgrenzen eingehalten werden können und die Blindleistungsaufnahme durch das UCTE-Netz vermindert werden kann. Die Ergebnisse der untersuchten Variante des Netzwiederaufbaus, bei der Anpassungen bei der Spannungsregelung erfolgten, zeigen, dass sich die Situation in dieser Hinsicht verbessert und die betroffenen Kraftwerke stabil weiterarbeiten.

Die Projektgruppe hat ein Folgeprojekt beantragt, in dem das Dynamiknetzmodell vervollständigt werden soll, unter anderem durch Messung und Identifikation weiterer Kraftwerke. Als Basis für die Modellierung weiterer Kraftwerke dient die erstellte umfangreiche Bibliothek mit einer Vielzahl von verschiedenen Reglertypen. Ebenso soll eine Nachbildung der UCTE-Netzdynamik erfolgen, um Verbesserungen der Ergebnisse hinsichtlich des Frequenzverhaltens und der Wirkleistungsflüsse zu erzielen. Weiter sollen Netzwiederaufbaupläne, insbesondere jene ohne Spannungsvorgabe aus dem Ausland, auf Schwachstellen hin untersucht werden. Ein dazu durchzuführender Vergleich aller für den Netzwiederaufbau wichtigen Schweizer Hochdruck-Wasserkraftwerke wird konkrete Hinweise für die zukünftige Auswahl geeigneter Kraftwerke für den Netzwiederaufbau sowie deren Inselbetriebsfähigkeit und ihres Stabilitätsverhaltens erbringen können.

Danksagung

Die Inselbetriebsversuche wären ohne die aktive Unterstützung durch die betroffenen Gesellschaften nicht möglich gewesen. Gedankt sei den Kraftwerkgesellschaften Forces Motrices Hongrin-Léman S.A. (Lausanne/Château d'Oex), Grande Dixence S.A. (Sion), Kraftwerke Oberhasli AG (Innertkirchen), Mattmark AG (Saas Grund), Officine Idroelettriche della Maggia/Blenio S.A. (Locarno), Kraftwerke Linth-Limmern AG (Linthal) und den Kantonswerken bzw. den regionalen Energieversorgern Azienda Elettrica Ticinese (Bellinzona), Romande Energie S.A. (Morges) und Società Elettrica Sopracenerina S.A. (Locarno). Nicht zuletzt sei dem PSEL für die Projekt-Mitfinanzierung gedankt.

Referenzen

[1] *K. Imhof, H. Weber und D. Zimmermann*: Funktioniert der Netzwiederaufbau nach einem Black-out? «Bulletin SEV/VSE» 4/01.

[2] Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995.

[3] www.digsilent.de

[4] www.mathworks.com

[5] *H. Weber, M. Haldky, T. Haase, S. Spreng, Ch. Moser*: High quality modelling of hydro power plants for restoration studies, accepted *for oral presentation at* IFAC Symposium, Barcelona, July 2002.

[6] *S. Spreng, M. Hladky, and H. Weber*: Investigation of the dynamic behaviour of hydro power plants for restoration studies, *accepted for oral presentation at* PSCC, Sevilla, June 2002.

[7] KSVB 01/1.02, Richtlinie für den Netzaufbau im Falle einer Generalstörung im Schweizerischen Höchstspannungsnetz, März 2001.

[8] GridCode CH, Mai 2001.

Résultats du projet PSEL «DynaSim» et implications pour le rétablissement du réseau suite à un black-out

La modélisation basée sur des essais d'exploitation en îlot dans 8 centrales hydrauliques à haute pression livre les données nécessaires pour pouvoir simuler un modèle du réseau suisse au moyen de procédés dynamiques. Les résultats d'une simulation numérique du rétablissement du réseau après un black-out montre qu'il faut procéder à des adaptations en ce qui concerne le maintien de la tension et le comportement en charge. Les modèles de centrales et les simulations numériques élaborés peuvent être utilisés pour vérifier les conditions de raccordement définies dans le GridCode CH.