

Untersuchung des Netzwiederaufbaus in der Schweiz nach einem Blackout

Karl Imhof, Walter Sattinger, ETRANS AG, Laufenburg Schweiz,
Harald Weber, Torsten Haase, Universität Rostock, Deutschland

Kurzfassung

Mit dem Übergang zum liberalisierten Stromhandel hat sich die Anzahl der Akteure im System der elektrischen Energieversorgung erhöht. Durch den Handel ist aber auch eine höhere Volatilität der netzinternen und grenzüberschreitenden Lastflüsse entstanden. Damit sind aber auch die Gefahren aufgrund von Sicherheitsverletzungen und der möglicherweise daraus resultierenden Großstörungen erheblich gewachsen, wie dies jüngste Netzereignisse eindrücklich belegen. Deshalb besteht bei den nationalen Übertragungsnetzbetreibern erhebliches Interesse daran, vorhandene Wiederaufbaupläne auf ihre Tauglichkeit hin zu überprüfen. Unter dieser Perspektive wird in diesem Beitrag ein mögliches Wiederaufbauszenario für die Zentralschweiz vorgestellt. Dieses entspricht den bereits vorhandenen, aber in der Regel nicht getesteten Szenarien. Für die Untersuchung des Netzwiederaufbaus wurden detaillierte Kraftwerksmodelle erstellt. Zeitsynchrone, hochauflösende Messungen innerhalb der Wide Area Monitoring (WAM)-Messkampagne liefern die notwendigen Ergebnisse für die Kalibrierung und Zusammenfassung zu einem dynamischen Gesamtnetzmodell der Schweiz.

1 Einleitung

Durch den komplexeren Netzbetrieb im Zuge der Liberalisierung der Elektroenergieversorgung ist die Gefahr von Grenzwertüberschreitungen und nachfolgenden großflächigen Versorgungsunterbrechungen erheblich gestiegen. Deshalb haben sich die Übertragungsnetzbetreiber der Schweiz im Projekt „DynaSim“ zusammengeschlossen, um auf synthetischem Wege durch Modellierung und Simulation die vorhandenen Netzwiederaufbaukonzepte auf ihre Tauglichkeit hin zu überprüfen. Damit soll gewährleistet werden, dass im Falle einer ernsthaften Netzstörung der Wiederaufbau auch tatsächlich innerhalb kurzer Zeit durchgeführt werden kann. Dazu wurde 1996 eine umfassende Messkampagne gestartet, in der bisher 14 für den Netzwiederaufbau wichtige große Wasserkraftwerke der Schweiz durch gezielten Übergang von Verbund- auf Inselbetrieb so in einen transienten Übergangszustand versetzt wurden, dass verwertbare Zeitverläufe wichtiger dynamischer Größen der Kraftwerke erzeugt und aufgezeichnet werden konnten. Mit diesen gemessenen Zeitverläufen wurden dann zusammen mit vorher er-

stellten Simulationsmodellen der Wasserkraftwerke umfangreiche Parameteridentifikationen durchgeführt, um so zu realitätsnahen Modellen der Kraftwerke zu kommen [1,2]. Diese Kraftwerksmodelle können nun zusammen mit dem Modell des Netzes, der Schutzeinrichtungen und der Verbraucher zu einem Gesamtsimulationsmodell der einzelnen

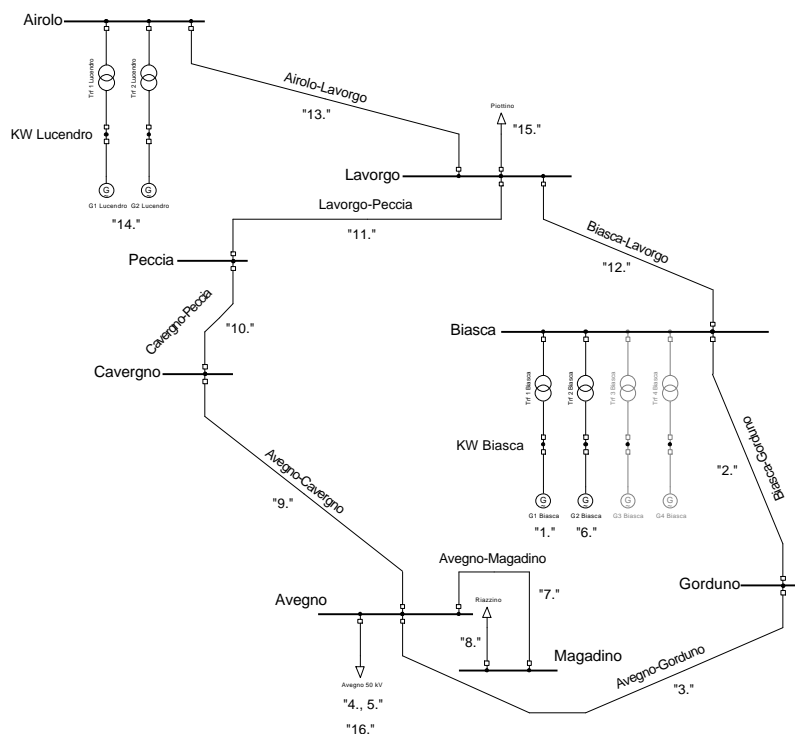


Bild 1 Wiederaufbauschema des Maggia-Blenio-Rings, Tessin, Schweiz

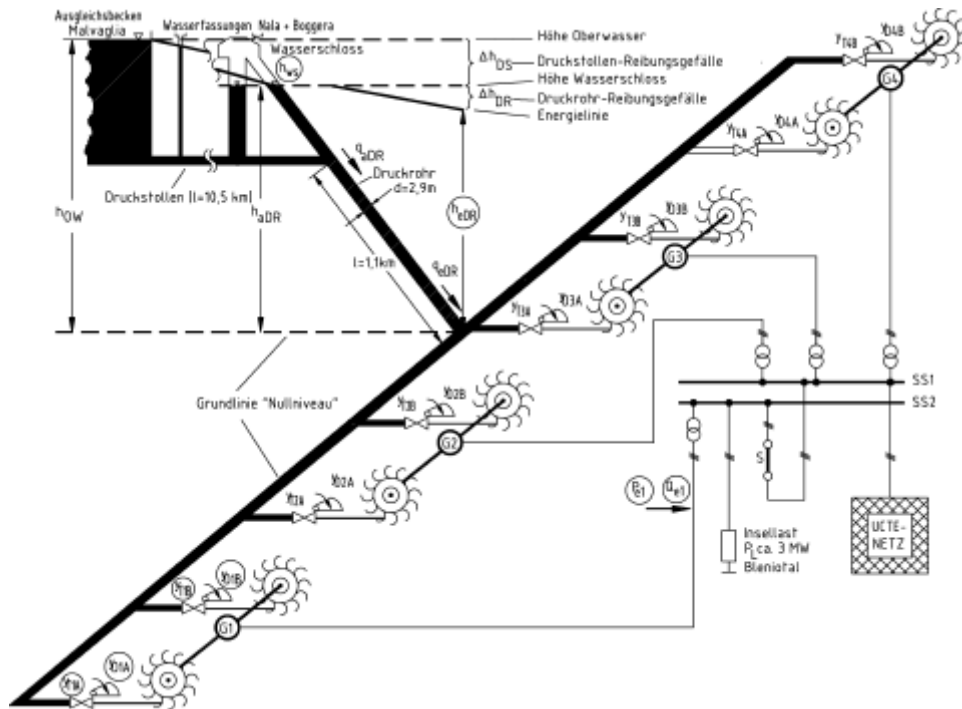


Bild 2 Anlagenschema Kraftwerk Biasca

Schweizer Teilnetze so zusammengefügt werden, dass damit die synthetische Nachprüfung der vorhandenen Wiederaufbaupläne möglich wird /3/. Im Folgenden wird eine derartige Überprüfung des Netzwiederaufbaus für den ersten Wiederaufbauschritt der Zentralschweiz dargestellt, und zwar für den Netzteil Tessin, den Maggia-Blenio-Ring. In diesem Netzteil werden die schwarzstartfähigen Hochdruck-Wasserkraftwerke Biasca und Lucendro zum Wiederaufbau im 220-kV-Netz verwendet, wobei die erste Lastzuschaltung in Locarno (Avegno) stattfindet, siehe **Bild 1**.

2 Die Kraftwerke Biasca und Lucendro

Das Kraftwerk Biasca besitzt vier Pelton-turbinen mit je 70 MW und das Kraftwerk Lucendro zwei Peltonräder mit je 29 MW Leistung. In **Bild 2** ist exemplarisch das Anlagenschema des Kraftwerks Biasca dargestellt, wie es bei der Durchführung der Inselnetzversuche zur Messung der Transientsignale geschaltet war. Die mit Kreisen versehenen Signale sind dabei die jeweils gemessenen. Bei den Inselnetzversuchen wurde jeweils nur ein Maschinensatz gemessen (hier G1), die anderen werden als gleichartig betrachtet. Dazu wurde über den Kuppelschalter „S“ ein Leistungsexport und -import in das UCTE-Netz eingestellt und dann der Schalter geöffnet, so dass plötzlich nur noch die verbleibende Insellast (3 MW) versorgt werden musste. In **Bild 3** sind die dabei ge-

messenen Signale mit durchgezogener Linie dargestellt. Der Wirkleistungssprung betrug 12 MW (17 % P_N), wobei hier alle Messungen in per unit aufgezeichnet sind.

Ausgehend von den vorhandenen Kraftwerksdokumentationen wurden dann detaillierte Modelle erstellt.

Bild 4a zeigt exemplarisch das Blockschaltbild des hydraulischen Teils (vom See bis zu den Turbinen), **Bild 4b** und **4c** dazu die

Blockschaltbilder des Deflektorreglers (von der Drehzahl bis zum Deflektor) und des Nadelstellers (vom Deflektor bis zur Nadel). Die anderen Kraftwerkselemente wie Generator, Spannungsregler und Schutzeinrichtungen wurden ähnlich modelliert, werden hier aber nicht dargestellt. Auch hier sind die gemessenen Signale wieder mit Kreisen eingefasst.

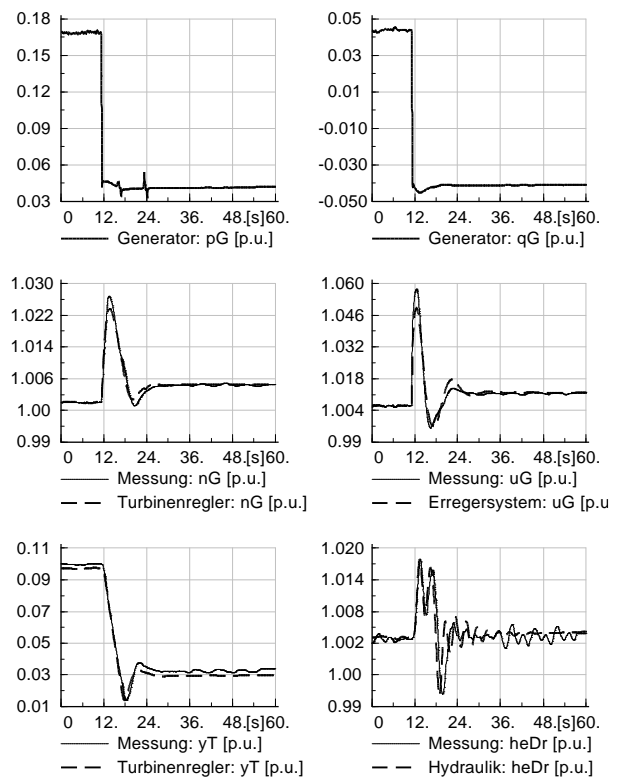
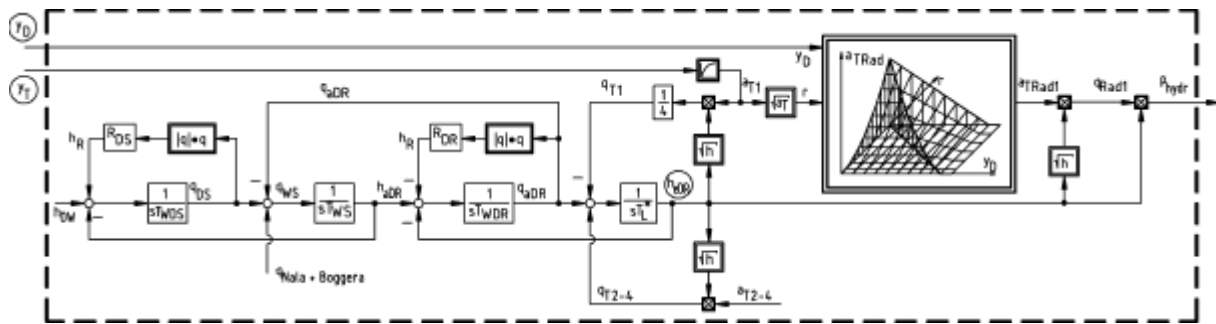
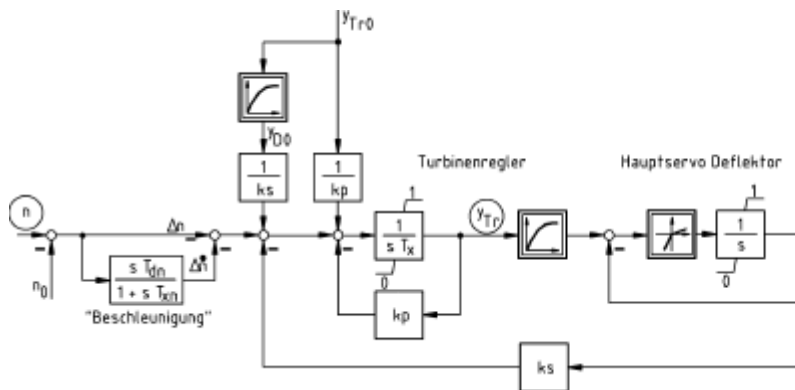


Bild 3 Messergebnisse der Inselnetzversuche

a) Hydraulik



b) Deflektorregler



c) Nadelstellung

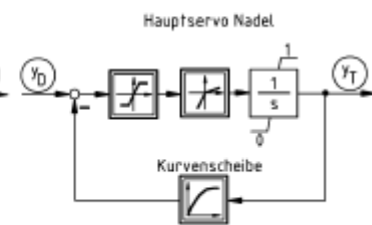


Bild 4 Hydraulik-, Deflektorregler- und Nadelstellungsmodell Biasca

2.1 Identifikation der Kraftwerksparameter

Die erstellten Dynamikmodelle wurden dann zur Parameteridentifikation mit Hilfe der Least-Square-Methode verwendet, Bild 5. Dazu wurden die gemessenen Eingangssignale auf das Gesamtmodell gegeben und dann durch Minimierung des Fehlerquadrats die Parameter so eingestellt, dass Modell und Kraftwerk die bestmögliche Sprungantwort lieferten, Resultate siehe Bild 3, gestrichelte Linie. Wie der Darstellung zu entnehmen ist, ist mit diesen nicht-linearen Modellen eine sehr hohe Modellierungsgüte möglich. Auf gleiche Art und Weise wurden auch alle anderen für den Netzwiederaufbau relevanten Kraftwerke identifiziert.

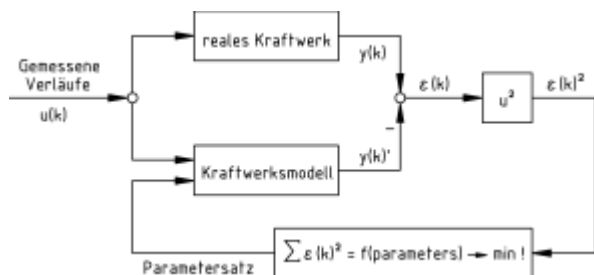


Bild 5 Least-Square-Parameteridentifikation

3 Wiederaufbau des Maggia-Blenio-Rings ohne Spannungsvorgabe von außen

Im Falle des Wiederaufbaus nach einer Großstörung wird das Schweizer Übertragungsnetz in drei Bereiche, West-, Zentral- und Ostschweiz, aufgeteilt. Im Bereich Zentralschweiz soll dann der Aufbau mit dem Kraftwerk Biasca beginnen, da dieses zum einen schwarzstartfähig und ausreichend leistungsstark ist und zum anderen direkt in die 220-kV-Ebene einspeist. In Bild 1 sind die einzelnen Elemente dieses Netzwiederaufbaus dargestellt. Der Aufbau soll dabei nach folgendem Schema erfolgen:

1. Schwarzstart Maschine G1 Kraftwerk Biasca auf Eigenbedarf.
2. Zuschaltung 220-kV-Leitung Biasca-Gorduno.
3. Zuschaltung 220-kV-Leitung Gorduno-Avegno.
4. Lastaufnahme Sammelschiene Avegno 25 MW ($P_{\text{Summe}} = 25 \text{ MW}$).

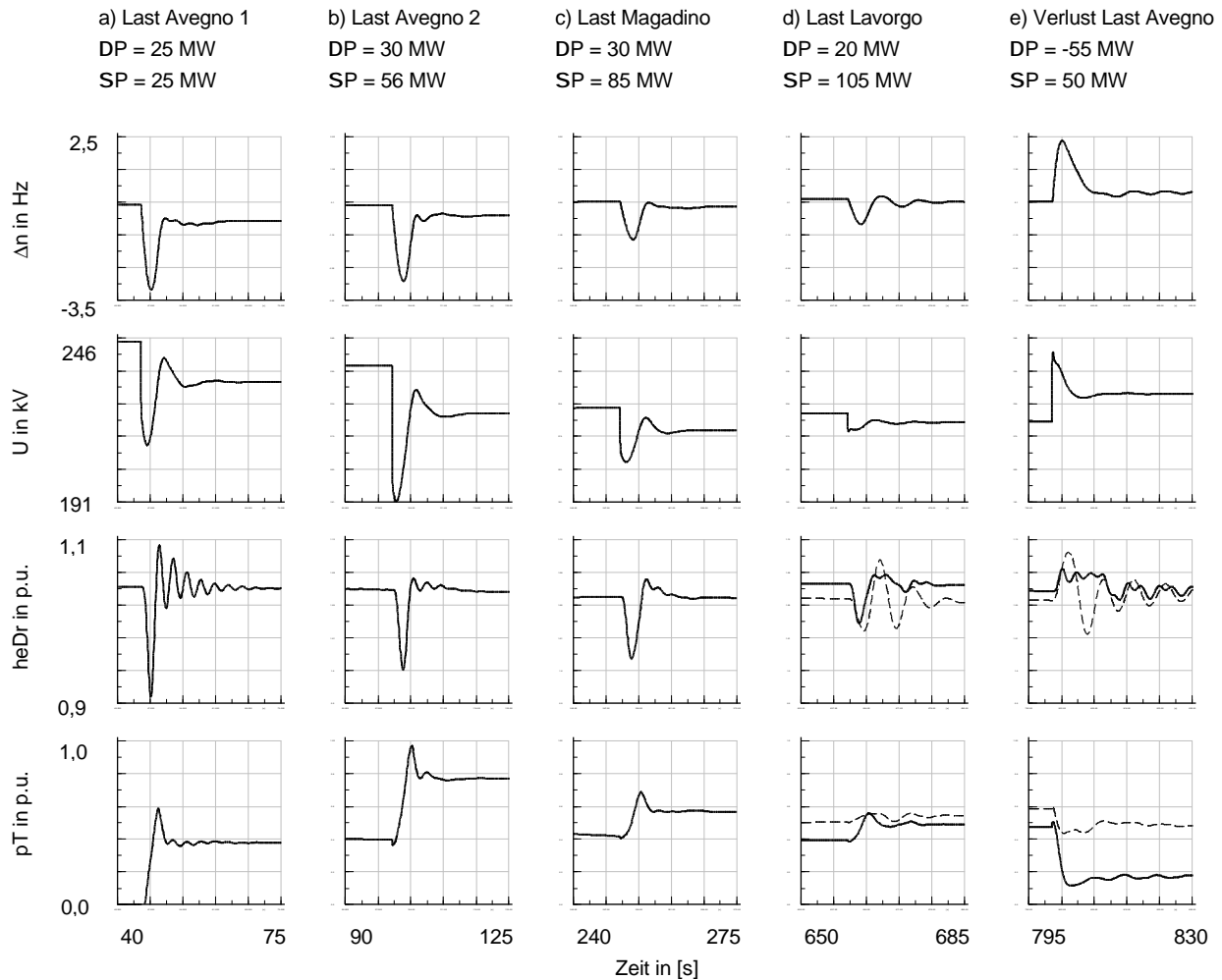


Bild 6 Darstellung der wichtigsten Wiederaufbauschnitte des Maggia-Blenio-Rings, (durchgezogene Linie: Kraftwerk Biasca, gestrichelte Linie: Kraftwerk Lucendo)

- | | |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 5. Lastaufnahme Sammelschiene Avegno 30 MW ($P_{\text{Summe}} = 56$ MW). 6. Start Maschine G2 Kraftwerk Biasca zur Aufteilung der Last auf zwei Maschinen, G1 und G2 jeweils 28 MW. 7. Zuschaltung 220-kV-Leitung Avegno-Magadino. 8. Lastaufnahme Sammelschiene Magadino 30 MW ($P_{\text{Summe}} = 85$ MW). 9. Zuschaltung 220-kV-Leitung Avegno-Cavergno. 10. Zuschaltung 220-kV-Leitung Cavergno-Peccia. 11. Zuschaltung 220-kV-Leitung Peccia-Lavorgo. 12. Schließen des Rings durch Zuschaltung 220-kV-Leitung Biasca-Lavorgo (Winkel $1,7^\circ$, Spannungsdifferenz 1,4 %). | <ol style="list-style-type: none"> 13. Zuschaltung 220-kV-Leitung Lavorgo-Airolo. 14. Start Kraftwerk Lucendo Maschinen G1 und G2 auf je 15 MW, Entlastung Biasca G1, G2. 15. Lastaufnahme Sammelschiene Lavorgo 20 MW ($P_{\text{Summe}} = 105$ MW). 16. Weiterschaltung über Gotthard Pass in die Zentralschweiz bis nach Laufenburg (nicht mehr dargestellt). |
|---|---|

Diese Simulationen wurden mit dem Netzberechnungsprogramm DIGSILENT durchgeführt. Bei den Leitungszuschaltungen besteht das Problem darin, dass das Kraftwerk die Ladeleistung der freilaufenden Leitungen so liefern muss, dass zum einen keine unzulässigen transienten und stationären

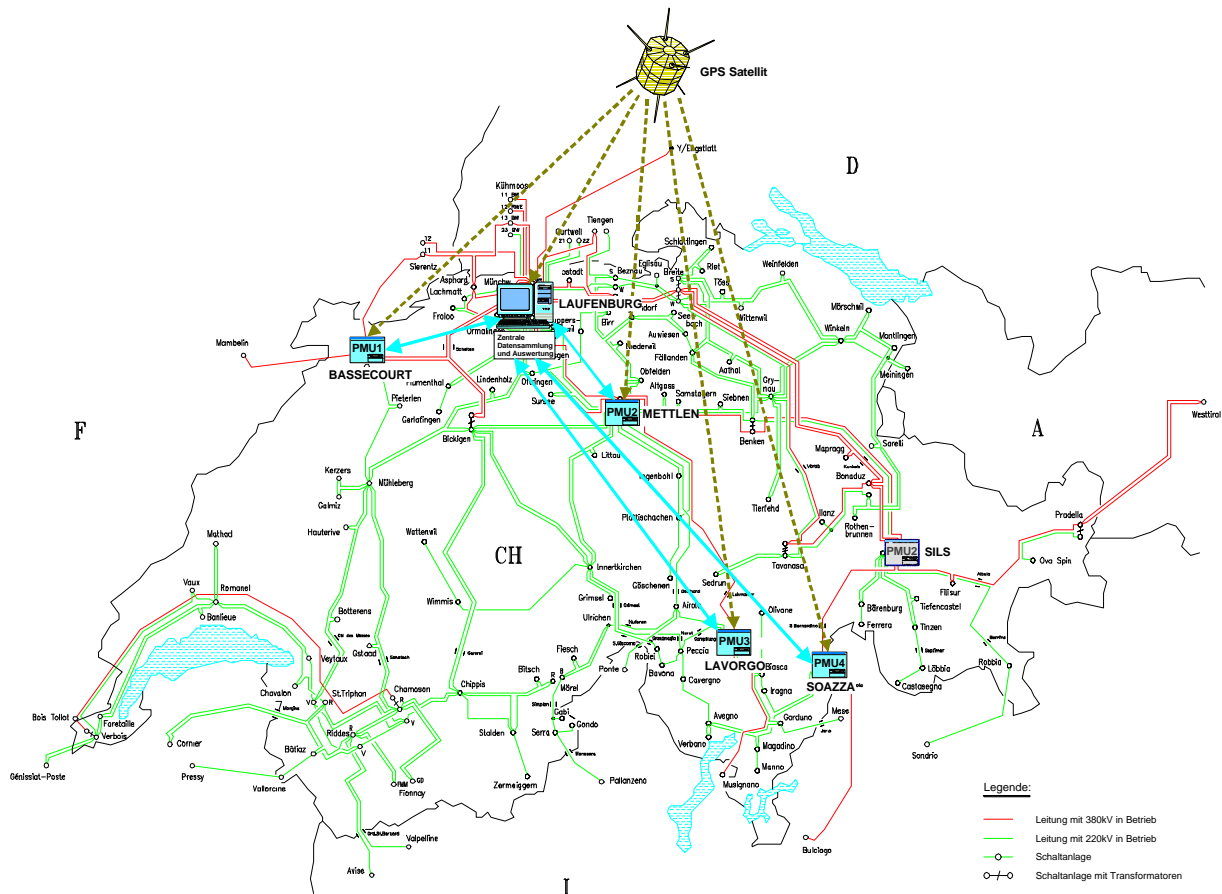


Bild 7 WAM – System in der Schweiz

Spannungsüberhöhungen entstehen und zum anderen die Spannungsausregelung stabil erfolgt.

In **Bild 6a-d** sind vier wichtige Zuschaltsschritte dargestellt, die die Lastwiederaufnahme im Maggia-Blenio-Ring verdeutlichen sollen. Die dargestellten Verläufe von Frequenz, Spannung, Druck am Druckrohrende sowie Turbinenleistung zeigen, dass das gewählte Wiederaufbauszenario stabil verläuft und dass die geplanten Wiederschaltstufen so gewählt sind, dass mit keiner schutzbedingten Abschaltung zu rechnen ist. Im Bildteil 6e ist zudem dargestellt, wie die Netzinsel auf einen Verlust einer Last während des Wiederaufbaus reagiert. Es ist zu erkennen, dass selbst die ungeplante Abschaltung von 50 MW beherrscht werden kann, wenn es zuvor gelungen ist, genügend Kraftwerke und damit Schwungmasse im Netz zu haben.

4 Zusammenfassung und Ausblick

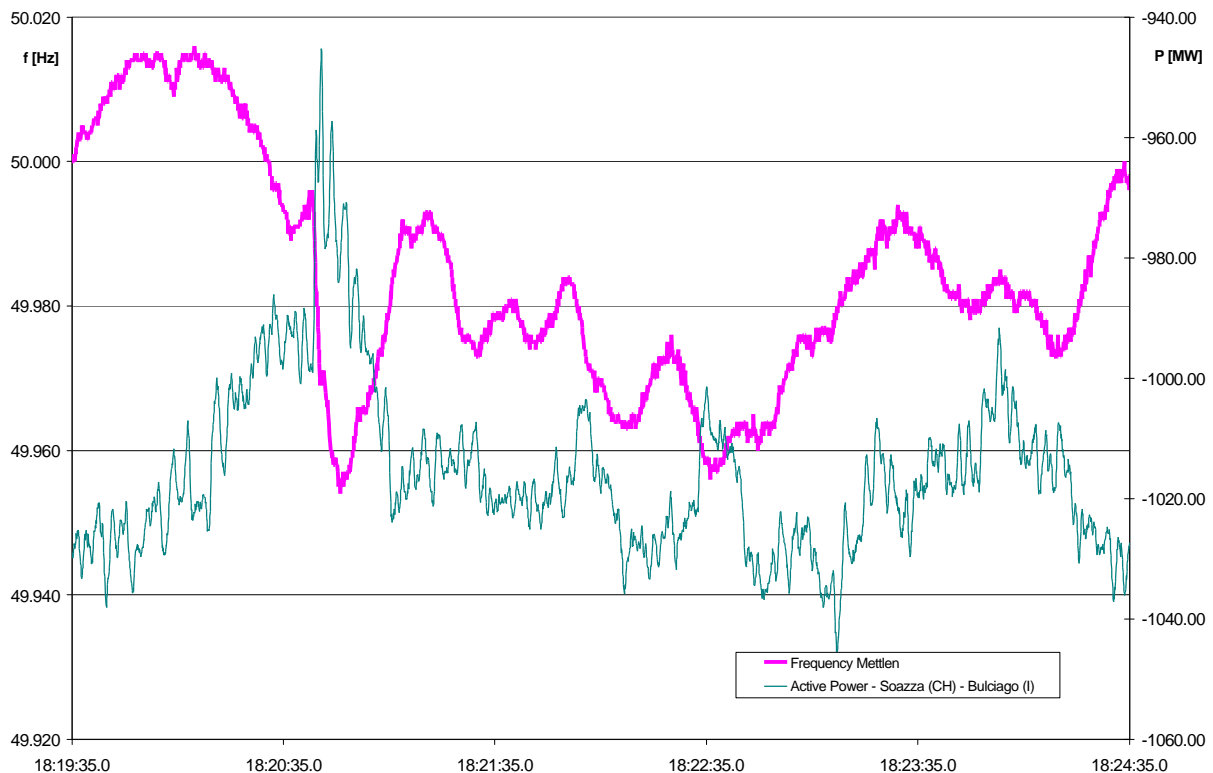
Durch den im Zuge der Liberalisierung komplexer gewordenen Netzbetrieb wird die Bereitstellung von funktionsfähigen Wiederaufbauplänen nach Großstörungen immer wichtiger, was sich auch in den Anforderungen der UCTE niederschlägt /4/. Großflächige

Übungen und Schulungen im realen Netz sind jedoch nicht möglich. Deshalb erweist es sich als notwendig, realitätsorientierte Netzdynamikmodelle zu verwenden, mit denen die einzelnen vorgeplanten Wiederaufbauschritte überprüft werden können. In diesem Beitrag wurde die Anwendung eines solchen Modells am Beispiel des Maggia-Blenio-Rings im Kanton Tessin, Schweiz, gezeigt. Detaillierte, durch Messung und Parameteridentifikation ermittelte, auf die vorliegende Fragestellung zugeschnittene Simulationsmodelle der Kraftwerke Biasca und Lucendo wurden zusammen mit exakten Netz- und Verbrauchermodellen zu einem ersten Teilnetz ohne Spannungshilfe von außen zusammenschaltet.

Die Untersuchung hat gezeigt, dass es hierbei zu keinen unvorhergesehenen Grenzwertverletzungen kommt, wenn zuvor die einzelnen Zuschaltsschritte genau geplant werden und zudem das unvorhersehbare Ansprechen von Schutzeinrichtungen mit ins Kalkül gezogen wird. Auf diese Art und Weise soll zukünftig die gesamte Wiederaufbaustrategie der Schweiz überprüft werden, um auch ohne aufwändige und riskante Übungen am realen Netz zu tragfähigen Aussagen zu kommen.

Neue Technologien der Messwertverarbeitung und – Visualisierung ermöglichen es, dynamische Netzmodelle auch größeren Umfangs zu kalibrieren und sie somit für weitere Untersuchungen der Netzplanung und des Netzbetriebs zugänglich zu machen. Im

2004-04-24; 18:20 - Generation Outage: Temelin 2 (CZ) 963 MW



Schweizer Netz ist seit einem Jahr ein entsprechendes WAM (Wide Area Monitoring) – System

Bild 8 WAM – Messung

im Einsatz, siehe Bild 7 /5/. Dieses System liefert hochauflösende, zeitgenaue Messungen der Netzfrequenz, Spannung, Wirk- und Blindleistung sowie die Spannungswinkeldifferenz an verschiedenen Stationen, die entweder in Echtzeit oder in aufgezeichneter Form wertvolle Entscheidungshilfen für den Netzbetrieb liefern.

Bild 8 zeigt die Aufzeichnung der Wirkleistung und der Frequenz auf einer 380-kV-Transitleitung nach Italien während einer in der UCTE koordinierten Messkampagne zur Vorbereitung des Zusammenschlusses der ersten und zweiten Synchronzone. Eine europaweite Vernetzung dieses Systems würde in Zukunft entscheidende Vorteile für den immer komplexeren Netzbetrieb bringen.

5 Literatur

[1] Spreng, S., H. Weber and M. Hladky: Investigation of the dynamic behaviour of hydro power plants for restoration scenarios, PSCC'02 - 14th Power System Computation Conference, June, 24-28, 2002, Sevilla, Spain

[2] Weber, H., M. Hladky, T. Haase, S. Spreng and C.N. Moser: High quality modelling of hydro power plants for restoration studies, IFAC-Symposium on Power Plants and Power Systems Control, July 21-26, 2002, Barcelona, Spain

[3] Imhof, K., D. Zimmermann und H. Weber: Funktioniert der Netzwiederaufbau nach einem Black-out?, Bulletin SEV/VSE 4/01, 2001

[4] UCTE, Recommendation regarding plans for network restoration, 21.10.1999

[5] Bertsch, J., C. Carnal, P. Korba, L. Broski, W. Sattinger, Experiences and Benefits of Systems for Wide Area Monitoring, WPDAC, Spokane, 6-8.04.2004