

Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach Großstörungen

Manfred Krüger, Prof. Harald Weber, Universität Rostock, Deutschland

Wilfried Franke, Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, Deutschland

Ralf Kirsch, Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG, Cottbus, Deutschland

Kurzfassung

Starke Veränderungen im europäischen Energiemarkt haben zu einer erhöhten Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Störungen im UCTE-Netz geführt. Dies zeigen auch mehrere Großstörungen in den letzten Jahren, welche die Öffentlichkeit für dieses Thema sensibilisiert haben. Nach dem TransmissionCode 2007 des VDN sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, für die Systemdienstleistung „Versorgungswiederaufbau“ Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erarbeiten. Im Rahmen einer Zusammenarbeit mit der Vattenfall Europe Transmission GmbH (VE-T) erstellt die Universität Rostock ein realitätsnahes dynamisches Netzmodell des Höchstspannungsnetzes der VE-T auf einer Simulationsplattform. Ein vollständiges dynamisches Netzmodell erfordert die Integration der dynamischen Modelle der wichtigsten einspeisenden Kraftwerke. Voraussetzung dafür ist eine genaue Abbildung der technischen und dynamischen Prozesse der Kraftwerke. Mit dem dynamischen Netzmodell können durch Simulation verschiedene Szenarien eines realen Netzwiederaufbaus unter technischen Gesichtspunkten untersucht und dargestellt werden. Ermittelte Möglichkeiten für einen Netzwiederaufbau werden in die Konzeption für den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes der VE-T übernommen.

1 Einleitung

Mit der Deregulierung und Liberalisierung des europäischen Energiemarktes und der Durchsetzung des „Erneuerbare Energien Gesetzes“ auf nationaler Ebene ist der zuverlässige und sichere Betrieb der Höchstspannungsnetze durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den letzten Jahren schwieriger geworden. Durch den zunehmenden Stromhandel und der immer weiter steigenden Einspeisung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen [1], insbesondere aus Windenergieanlagen, nehmen die Belastungen der Höchstspannungsleitungen der deutschen aber auch der europäischen ÜNB stark zu. Es müssen große sowie schnell wechselnde Energiemengen vermehrt zu meist erzeugungsfernen Verbraucherschwerpunkten transportiert werden. Diese auftretenden horizontalen Lastflüsse bringen neben zusätzlichen Netzverlusten auch die Gefahr des Stabilitätsverlustes mit sich. Erschwerend kommt hinzu, dass die regenerativ bedingten Lastflüsse teilweise nur ungenau vorhergesagt werden können. Für die Bereitstellung der notwendigen zusätzlichen Ausgleichsenergie kommt es in den Regelzonen zu einem starken Anstieg der Regelvorgänge in den Kraftwerken, welche an der Frequenz-Leistungsregelung beteiligt sind. Diese Entwicklung hat zu einer Erhöhung der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Störungen im Allgemeinen als auch von Großstörungen im Besonderen geführt. Mehrere Großstörungen in den letzten Jahren (**Tab. 1**) haben die Öffentlichkeit für dieses Thema sensibilisiert.

Großstörungen lassen sich nach ihrem Ausmaß einteilen in [2]:

- regionaler Versorgungsausfall
- stabiler Betrieb nach Lastabwurf
- großflächiger Netzzusammenbruch im Verbundsystem
- Netzzusammenbruch im gesamten Verbundsystem

Datum	Ort	betroffene Kunden
14.08.03	USA / Kanada	60 Mio.
28.08.03	London	0,4 Mio.
23.09.03	Dänemark / Südschweden	4 Mio.
28.09.03	Italien	50 Mio.
25.11.05	Münsterland	0,25 Mio.
04.11.06	UCTE-Netz	10 Mio.

Tab. 1 Großstörungen in den letzten fünf Jahren

Die technischen und organisatorischen Grundlagen für das jeweilige Großstörungsmanagement der deutschen ÜNB sind im Operation Handbook der UCTE und dem TransmissionCode 2007 des VDN [3] festgelegt. Danach müssen die ÜNB Konzepte für präventive und operative Maßnahmen erarbeiten, um die Systemdienstleistung „Versorgungswiederaufbau“ zu erbringen. Mit dem EnWG, §§12 bis 14 und insbesondere §13 werden die ÜNB jedoch auch vom Gesetzgeber dazu verpflichtet.

Die Universität Rostock untersucht im Auftrag des ÜNB VE Transmission GmbH (VE-T) die Möglichkeiten des Netzwiederaufbaus nach einer Großstörung

2. Beim Netzwiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von außen hat sich der Netzzusammenbruch so stark auf alle benachbarten Übertragungsnetze ausgedehnt, dass kein leistungsstarker Kuppelknoten zu den Nachbarnetzen in absehbarer Zeit wieder in Betrieb genommen werden kann. In diesem zweiten Fall beginnt man mit dem Wiederaufbau des eigenen Netzes entweder mit Kraftwerksblöcken, welche sich nach dem Netzzusammenbruch im Eigenbedarfsinselbetrieb gefangen haben, oder mit schwarzstartfähigen Kraftwerken.

Bevor mit dem Wiederaufbau begonnen werden kann, sind vorbereitende Schaltmaßnahmen notwendig. Entsprechend der gewählten Variante ist der Ausgangszustand für den Netzwiederaufbau von allen Beteiligten herzustellen. Die anschließende Durchführung der einzelnen Wiederaufbauschritte erfolgt nach dem Ablaufplan der gewählten Variante und wird vom ÜNB koordiniert.

Da der ÜNB nicht selbst über den Einsatz von Kraftwerken und die Zuschaltung von Verbrauchern entscheiden kann, ist es notwendig, dass er sich für den Netzwiederaufbau benötigte Systemdienstleistungen vertraglich bei den benachbarten ÜNB, den Kraftwerksbetreibern und VNB sichert [3].

VE Transmission schließt dazu mit dem jeweiligen ÜNB Netz- und Systemführungsverträge sowie mit den Kraftwerken und VNB entsprechende Netzführungsvereinbarungen ab. Vereinbart werden z.B.:

- die Import- und Exportbänder für Wirk- sowie Blindleistung von benachbarten ÜNB
- die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken (Wasser-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke)
- die (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit von Kraftwerken
- Bereitstellung definierter Verbraucherlasten

2.2 Netzwiederaufbau mit Spannungsvorgabe benachbarter ÜNB

Wenn für den Netzwiederaufbau ein leistungsstarkes und gut regelbares Nachbarnetz herangezogen werden kann, wird empfohlen, ausgehend von diesem mit dem Wiederaufbau des eigenen Übertragungsnetzes zu beginnen. Dynamische Vorgänge in der Frequenz- und Spannungshaltung bei der Zuschaltung einzelner Betriebsmittel sind so besser beherrschbar. Des Weiteren können vom benachbarten Übertragungsnetz die für die ersten Wiederaufbauschritte benötigte Wirk- und Blindleistung bezogen werden.

In der Ausgangssituation für den Wiederaufbau ist davon auszugehen, dass ein Großteil bzw. das gesamte eigene Übertragungsnetz von der Großstörung betroffen ist und sich Kraftwerksblöcke im Eigenbedarfsinselbetrieb gefangen haben. Kurzfristig nach dem Netzzusammenbruch kann ein benachbarter ÜNB wieder Spannung an einem Kuppelknoten zur Verfü-

gung stellen. Ausgehend von diesem kann der Wiederaufbau des eigenen Übertragungsnetzes beginnen. In dieser Situation sollten die Kraftwerksblöcke, welche sich nach dem Netzzusammenbruch im Eigenbedarfsinselbetrieb gefangen haben, möglichst schnell mit dem spannungsgebenden Netz synchronisiert werden. Zielstellung muss dabei sein, dass ein sich im Inselbetrieb befindlicher Kraftwerksblock nach der Netzsynchrosation so schnell wie möglich in die technische Mindestlast überführt wird, um den Dauerbetriebszustand zu erreichen. Dafür stehen zwei Möglichkeiten offen:

1. Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung in Absprache mit den Kraftwerksbetreibern im spannungsgebenden Netz, indem diese ihre Wirkleistungseinspeisung zurückfahren
2. Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung durch Zuschaltung von Verbraucherlasten im wiederaufgebauten VE-T - Übertragungsnetz

Die Synchronisation zwischen dem spannungsgebenden Nachbarnetz und den im Eigenbedarfsinselbetrieb arbeitenden Kraftwerksblöcken sollte direkt an den jeweiligen Kraftwerkssammelschienen erfolgen, da dort die nötigen Synchronisierereinrichtungen vorhanden sind. Aus diesem Grund sind Wiederaufbauschritte anzustreben, mit denen eine Spannungszuführung an die Sammelschienen der in den Eigenbedarfsinselbetrieb gefallenen Kraftwerksblöcke erreicht wird. Sollten sich keine Kraftwerksblöcke mehr im Eigenbedarfsinselbetrieb befinden, kann der gezielte Netzwiederaufbau zu den Kraftwerken dazu genutzt werden, einzelne Kraftwerksblöcke durch Aufnahme des Eigenbedarfs wieder anzufahren.

Wie Bild 1 zeigt, kann der Wiederaufbau des VE-T-Übertragungsnetzes mit Spannungsvorgabe von außen für das Netzgebiet der Neuen Bundesländer und Berlin ausgehend von den Kuppelknoten zu E.ON Netz (Helmstedt, Mecklar, Redwitz), zu PSE-O (Mikulowa, Krajnik) und zu CEPS (Hradec) erfolgen. Für das Netzgebiet Hamburg können die Kuppelknoten zu E.ON Netz (Brunsbüttel, Hamburg Nord, Krümmel und Dollern) herangezogen werden.

Die VE-T besitzt vor allem im Netzgebiet der Neuen Bundesländer ein großflächiges Versorgungsgebiet. Der Großteil der bestehenden Kraftwerke in diesem Netzgebiet befindet sich im Süden und Südosten in der Nähe der Braunkohlelagerstätten.

Soll z.B. der Netzwiederaufbau ausgehend vom E.ON-Netz erfolgen, ist es nötig, leerlaufende lange Übertragungsleitungen in Betrieb zu nehmen. Zu Problemen führen dabei die am Ende von leerlaufenden oder nur schwach belasteten Übertragungsleitungen auftretenden Spannungserhöhungen infolge des Ferranti-Effekts. Wie im Normalbetrieb dürfen auch während des Netzwiederaufbaus bestimmte obere sowie untere Spannungsgrenzwerte nicht über- bzw. unterschritten werden ($0,85 U_N < U < 1,1 U_N$, [4]). Um Schutzauslösungen durch unerwünschte Überspan-

nungen am Ende leerlaufender Übertragungsleitungen zu vermeiden, sollten die Spannungen an den Ausgangsknoten des Netzwiederaufbaus soweit wie möglich abgesenkt werden. So kann auch der kapazitive Blindleistungsbedarf leerlaufender Leitungen verringert werden, welcher sich proportional zum Quadrat des Spannungsbetrags verhält ($Q_C = \omega CU^2$). Eine weitere Möglichkeit zu hohe Spannungsanstiege während des Netzwiederaufbaus zu verringern, besteht durch den Einsatz von Kompensationsdrosselspulen, welche die wirksame Betriebskapazität verkleinern. Des Weiteren können die Probleme einer starken Spannungserhöhung infolge der Zuschaltung stark kapazitiver Netzabschnitte vermindert werden, indem leerlaufende lange Leitungsstränge nur abschnittsweise zugeschaltet werden.

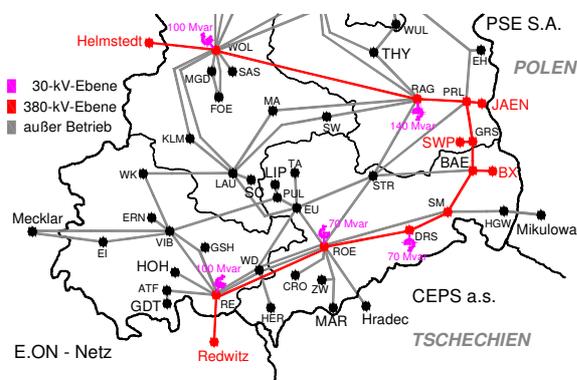


Bild 2 Teilnetzwiederaufbau im VE-T-Netz mit Spannungsvorgabe vom E.ON-Netz

Für das Übertragungsnetz der VE-T zeigt **Bild 2** einen möglichen Teilnetzwiederaufbau mit Spannungsvorgabe vom benachbarten E.ON-Netz. Der Teilnetzwiederaufbau erfolgt nach dem prinzipiellen Ablauf:

- Wiederaufbau zweier 380-kV-Netzstränge ausgehend von den Kuppelknoten Helmstedt und Redwitz zum Umspannwerk Bärwalde (BAE) durch aufeinander folgende Zuschaltung einzelner Leitungsabschnitte und Kompensationsdrosselspulen
- Synchronisation der im Eigenbedarfsinselnetz betrieb arbeitenden Kraftwerke Jänschwalde (JAEN), Schwarze Pumpe (SWP) und Boxberg (BX)
- Schließen der beiden Netzstränge zu einem Netzwerk im Umspannwerk Bärwalde (BAE)
- in Abstimmung mit den VNB aufeinander folgendes unter Spannung setzen von Teilbereichen des Verteilungsnetzes und Zuschaltung von Verbrauchern

2.3 Netzwiederaufbau ohne Spannungsvorgabe benachbarter ÜNB

Wenn keine Unterstützung seitens angrenzender Übertragungsnetze absehbar ist, muss ein isolierter

Teilnetzwiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von außen durchgeführt werden. In einer solchen Netzsituation muss der Wiederaufbau ausgehend von Kraftwerksblöcken im eigenen Übertragungsnetzgebiet erfolgen, welche sich nach der Großstörung regelkonform im Eigenbedarfsinselbetrieb gefangen haben bzw. schwarzstartfähig sind. Für das Übertragungsnetz der VE-T zeigt Bild 1 die Netzknoten im Netzgebiet der Neuen Bundesländer und Berlin, von denen aus der Netzwiederaufbau beginnen könnte. Der Wiederaufbau ausgehend von thermischen Kraftwerken, die sich im Eigenbedarfsinselnetzbetrieb gefangen haben, ist von den Kraftwerken Rostock (RST), Reuter (REU), Jänschwalde (JAEN), Schwarze Pumpe (SWP), Boxberg (BX), Schkopau (SC) und Lippendorf (LIP) aus möglich. Ist der Netzwiederaufbau mit schwarzstartfähigen Kraftwerken nötig, kann dieser vom Gasturbinenkraftwerk Thyrow (THY) oder den Pumpspeicherkraftwerken Hohenwarte (HOH), Goldisthal (GDT) und Markersbach (MAR) erfolgen.

Beim Netzwiederaufbau ausgehend von kleinen Inselnetzen, die im Extremfall nur durch einen Kraftwerksblock versorgt werden, können Zuschaltungen zu instabilen und unzulässigen Betriebszuständen führen. Diese lösen dann Schutzanregungen im Netz aus, welche letztendlich ein Zusammenbrechen des Inselnetzes bedingen können. So ist beim Netzwiederaufbau kleiner Inselnetze besonders zu achten auf [5]:

- den Generatorschutz, welcher z.B. bei der Zuschaltung stark kapazitiver Netzabschnitte durch Untererregung ansprechen kann
- den Über-/Unterfrequenzschutz, welcher z.B. bei der Zu- oder Abschaltung zu großer Wirkleistungen ansprechen kann
- den Über-/Unterspannungsschutz, welcher z.B. bei der Zu- oder Abschaltung zu großer Blindleistungen ansprechen kann
- das Ansprechen von Schutzeinrichtungen durch Rush-Vorgänge bei der Zuschaltung von Transformator- und Drosselinduktivitäten [4]

Die Randbedingungen für einen sicheren Netzwiederaufbau sind damit durch die Schutzeinstellungen der für den Wiederaufbau heranzuziehenden Betriebsmittel gegeben. Dem zufolge müssen die Schutzeinstellungen genau bekannt sein und durch geeignete Maßnahmen muss das Ansprechen der Schutzeinrichtungen vermieden werden.

Beim Wiederaufbau von kleinen Teilnetzen können dynamische Vorgänge auftreten, die Auswirkungen auf die Stabilität des Netzes haben. Um Aussagen über die Auswirkungen von betrieblichen Handlungen in solchen extremen Netzsituationen zu erhalten, sind häufig Simulationsrechnungen mit einem Netzmodell nötig. Reale Versuche können wegen der Gefahren und eingeschränkten Möglichkeiten meistens nicht durchgeführt werden.

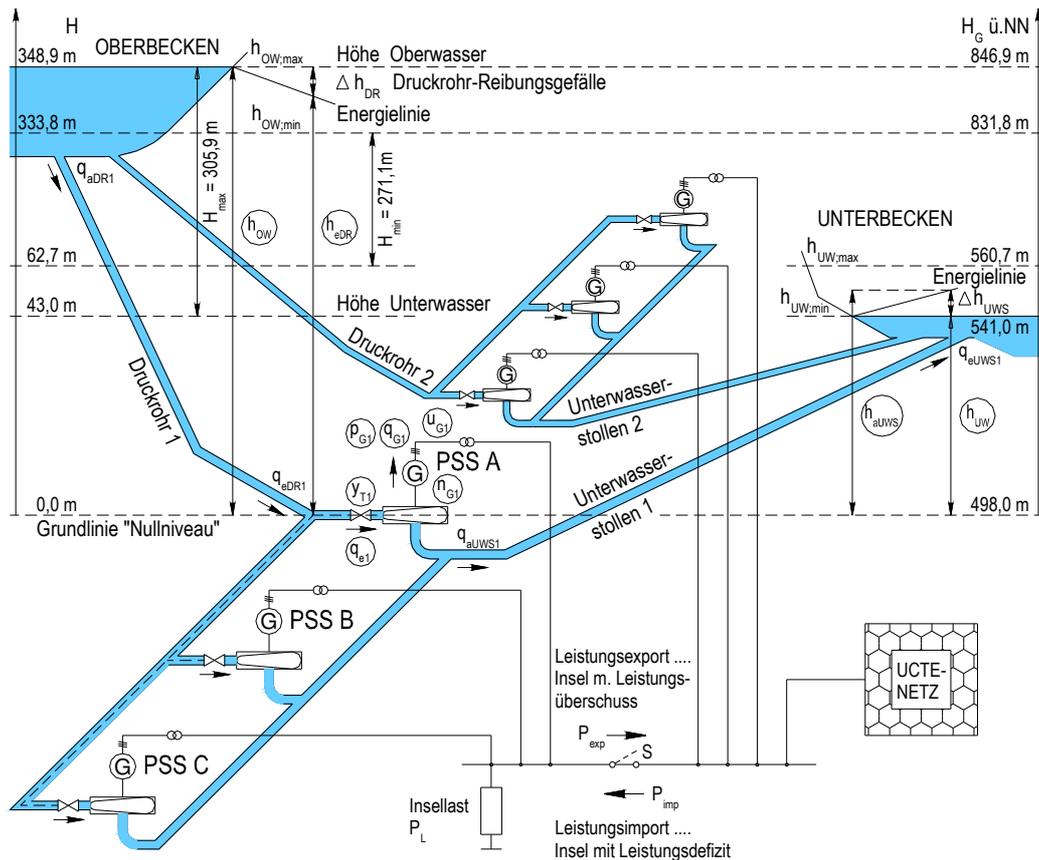


Bild 3 Anlagenschema des PSW Markersbach

Für die Untersuchung des Teilnetz-wiederaufbaus ausgehend vom schwarzstartfähigen Pumpspeicherkraftwerk (PSW) Markersbach wurde ein detailliertes dynamisches Modell der Kraftwerksanlage erstellt. Damit lässt sich ein Nachweis für die technische Realisierbarkeit von verschiedenen Netz-wiederaufbauplänen erbringen und es können Probleme bei deren Umsetzung aufgedeckt werden. Das detaillierte Modell der Kraftwerksanlage wurde in der prinzipiellen Reihenfolge Modellbildung, Messung, Identifikation und Simulation erstellt [6] und ist in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

3 Kraftwerksmodell PSW Markersbach

3.1 Kraftwerksanlage

Das PSW Markersbach befindet sich in Sachsen im Westerzgebirge am Flusslauf der Großen Mittweida. Es handelt sich um ein Kavernenkraftwerk mit 6 Francis-Pumpturbinen, mit einer Nennleistung im Turbinenbetrieb von 1.050 MW (6×175 MW). Die mittlere Leistung im Pumpbetrieb beträgt 1.140 MW (6×190 MW). **Bild 3** zeigt das Anlagenschema. Das Unterbecken wird durch die angestaute Große Mitt-

weida gebildet. Das Arbeitsvermögen des künstlichen Oberbeckens liegt bei 4.018 MWh. Die mittlere Fallhöhe beträgt 288 m. Die 6 vertikalachsigen Pumpturbinen sind über zwei Druckrohre bzw. zwei Unterwasserstollen mit dem Ober- bzw. Unterbecken verbunden. Je drei Pumpspeichersätze, ein Druckrohr und ein Unterwasserstollen bilden ein Halbwerk. Die Ausbauwassermenge ist mit $6 \times 70 \text{ m}^3/\text{s}$ angegeben. Jeder der 6 Generatoren speist über einen Transformator in Markersbach in die 380-kV-Spannungsebene des VE-T Übertragungsnetzes ein.

3.2 Kraftwerksmessungen

Im Juni 2006 wurden Messungen an einem Pumpspeichersatz (PSS) im PSW Markersbach durchgeführt. Zur Bestimmung der Leitapparat- sowie der Turbinen-Kennlinie wurden Versuche im Verbundbetrieb durchgeführt, bei denen stationäre Arbeitspunkte angefahren und signifikante technologische Größen messtechnisch erfasst wurden. Einige dieser gemessenen Signale sind in **Bild 4** als umkreiste Eingangs- und Ausgangssignale der Teilmodelle dargestellt. Zur Bestimmung des dynamischen Verhaltens wurden Versuche im Inselbetrieb durchgeführt, deren prinzipieller Ablauf in **Bild 3** gezeigt wird. In der Aus-

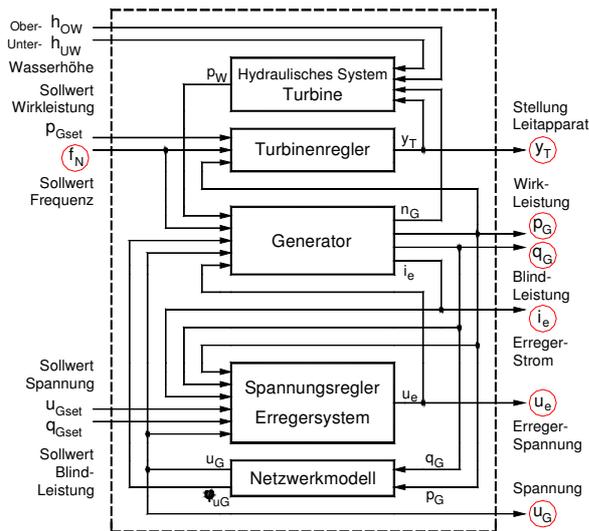


Bild 4 Blockschaltbild des Kraftwerksmodells

gangssituation befindet sich ein Halbwerk des PSW im Verbundbetrieb. Das zweite Halbwerk ist außer Betrieb. Durch das Öffnen des Kuppelschalters S wird das für den Versuch benutzte Halbwerk vom Netz getrennt und versorgt im Anschluss eine angeschlossene Insellast. Je nach Arbeitspunkt des Kraftwerks vor der Trennung vom Verbundbetrieb entsteht beim Übergang auf den Inselbetrieb entweder ein Leistungsdefizit oder ein Leistungsüberschuss. Mit Hilfe seiner Regeleinrichtungen soll das Kraftwerk in der Lage sein, die Insellast nach Übergang auf den neuen Arbeitspunkt stabil zu versorgen.

3.3 Kraftwerksmodell

Bei dem Kraftwerksmodell handelt es sich um ein nichtlineares Modell. Es wurde erstellt im Netzberechnungsprogramm DIGSILENT PowerFactory. Alle physikalischen Größen werden im per-unit-System (p.u.) verarbeitet. Hauptbestandteile des Modells sind die Module hydraulisches und mechanisches System (Turbine), Turbinenregler, Spannungsregler, Generator sowie Netzmodell. Das prinzipielle Blockschaltbild des gesamten Modells mit den Signalverläufen zwischen den Modulen wird in Bild 4 gezeigt.

3.3.1 Hydraulischer und Mechanischer Teil

Für das Modul des hydraulischen und mechanischen Systems eines Halbwerks (**Bild 5**) wurden die Komponenten Druckrohr, drei bau-

gleiche Francisturbinen und Unterwasserstollen modelliert. Bei der Modellierung des Druckrohrs und des Unterwasserstollens wurden die Anlaufzeit der Wassermassen (T_W), die Kompressibilität der Wassersäule (T_I) und die hydraulischen Reibungsverluste (R) berücksichtigt [7]. Der Zusammenhang zwischen der Leitapparatstellung und dem wirksamen Öffnungsquerschnitt der Turbine wird mit der Kennlinie des Leitapparates $a_T = f(y_T)$ beschrieben. Im PSW Markersbach durchfließt das Wasser die Turbine und gelangt in das gegenüber der Francisturbine höher gelegene Unterbecken. Aus diesem Grund muss bei der Berechnung des Durchflusses die Druckdifferenz

$$h_{net} = h_{eDR} - h_{aUWS}$$

zugrunde gelegt werden. Die Umwandlung der verfügbaren hydraulischen Leistung in die an der Turbinenwelle nutzbare Leistung wird durch die Turbinenkennlinie $p_T = f(p_{Hyd})$ nachgebildet. Da für die Francis-Turbine kein Muscheldiagramm zur Verfügung stand, wurde die aus den stationären Messungen bei einer Netto-Fallhöhe von 274 m ermittelte Wirkungsgradkurve verwendet. Für die Simulation der dynamischen Übergangsvorgänge, müssen die veränderten Strömungsverhältnisse in der Turbine bei Überdrehzahl berücksichtigt werden. So sind bei Überdrehzahl eine Verengung des wirksamen Öffnungsquerschnitts der Turbine (da_T) und zusätzliche Wirkleistungsverluste (p_V) infolge auftretender turbulenter Strömungen modelliert worden.

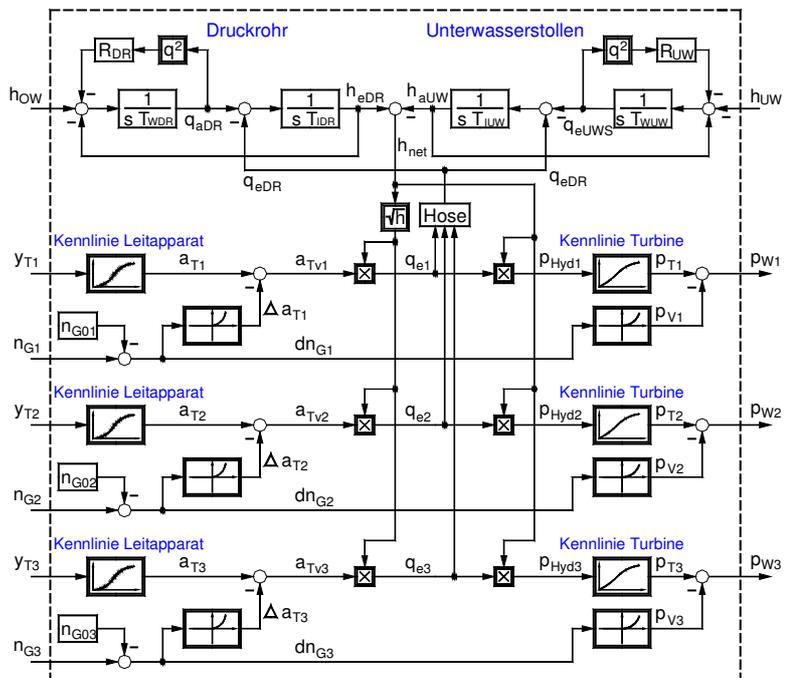


Bild 5 Blockschaltbild hydraulischer und mechanischer Teil für ein Halbwerk

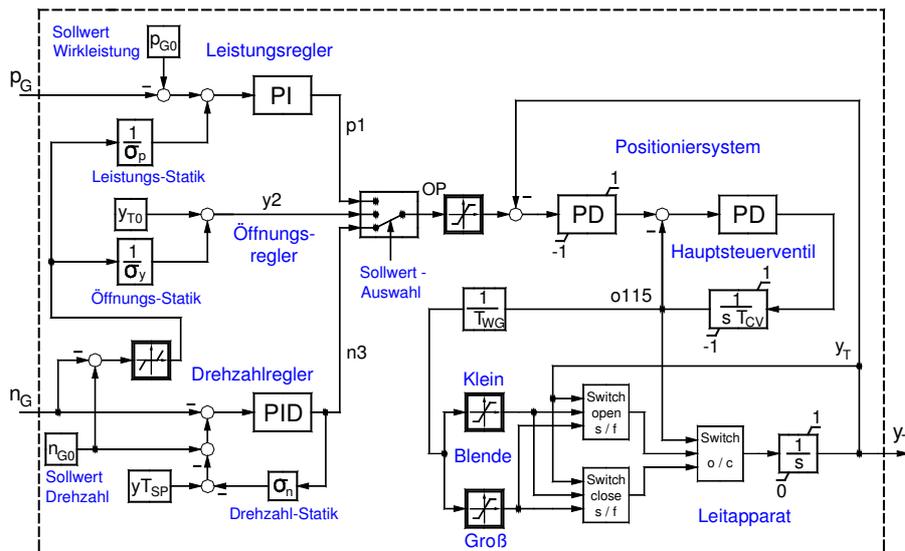


Bild 6 Blockschaltbild Turbinenregler Sulzer DTL 595 (Francis)

3.3.2 Turbinenregler

Für alle Pumpspeichersätze im PSW Markersbach sind Turbinenregler vom Typ DTL 595 (Sulzer Hydro) eingebaut. **Bild 6** zeigt das Blockschaltbild des Turbinenreglers. Der Turbinenregler besteht aus einem elektronischen und einem hydromechanischen Teil. Im Verbundbetrieb kann der Turbinenregler in der Betriebsart Öffnungsregelung oder Leistungsregelung (PI-Regler) betrieben werden. Im Inselbetrieb ist der Drehzahlregler (PID-Regler) in Betrieb. Das Ausgangssignal des Reglers wird anhand der Drehzahl-Soll/Istwertdifferenz berechnet. Die Drehzahlstatik (σ_n) bestimmt den Einfluss von Drehzahländerungen auf den Drehzahlreglerausgang. Der Leitapparatsermotor wird durch das Hauptsteuerventil verstellt. Dessen Steuerkolben wird durch einen zweistufigen Positionierkreis entsprechend dem Reglerausgangssignal (OP) eingestellt. Aufgrund der großen Stellkräfte sind die Stellorgane des Hauptsteuerventils und des Leitapparatsermotors als hydraulische Elemente ausgeführt. Die Position des Hauptsteuerventils ($o115$) und die Stellung des Leitapparatsermotors (y_T) werden in den elektronischen Teil des DTL 595 durch elektrische Linearwegegeber rückgeführt. Im PSW Markersbach wird das Öffnen und Schließen des Leitapparates bestimmt durch zwei arbeitspunktabhängige hydraulische Blenden mit zwei maximalen Stellgeschwindigkeiten.

3.3.3 Erregersystem

Als Spannungsregler ist im PSW Markersbach der GMR3 der Firma ELIN in Betrieb. **Bild 7** zeigt das zugehörige Blockschaltbild. Das Erregersystem be-

steht aus dem Spannungsregler mit nachgeschalteter Erregermaschine. Der Spannungsregler kann im Handbetrieb (Feldstromregelung) sowie im Automatikbetrieb (Spannungs- oder Blindlast-/Leistungs-factorregelung) betrieben werden und ist in seiner Struktur mit zwei Regelschleifen aufgebaut. Die erste Regelschleife (Spannungsregelung) besteht aus einem PI(D)-Regler und führt die unterlagerte zweite Regelschleife (Feldstromregelung) mit P(I)-Verhalten. In der Spannungsregelung ist

nur der PI-Anteil wirksam. Im unterlagerten Feldstromregler ist nur der P-Anteil aktiviert. Um die Blindleistungsaufteilung auf mehrere im Netz- bzw. Parallelbetrieb laufende Synchronmaschinen zu ermöglichen, wird zusätzlich zum Spannungssollwert die Blindstatik summiert. Im Automatikbetrieb steht zusätzlich zur Spannungsregelung eine übergeordnete Regelung der Blindlast zur Verfügung. Diese wirkt ein auf den Sollwert der Spannungsregelung und regelt die Blindlast auf einen einstellbaren Blindlastsollwert.

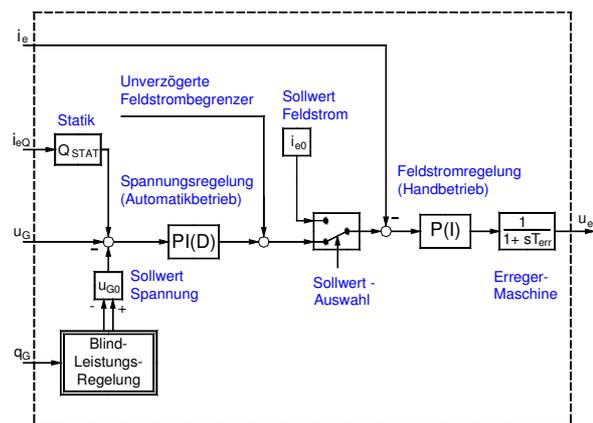


Bild 7 Blockschaltbild Spannungsregler

3.4 Identifikation

Das Kraftwerksmodell wurde mit dem Netzberechnungsprogramm DIgSILENT PowerFactory identifiziert.

ziert, welches eine Routine für die Parameteridentifikation zur Verfügung stellt. Der Identifikationsprozess ist in mehrere Schritte unterteilt. Zunächst wurden die oben beschriebenen Teilmodelle einzeln bei offenem Regelkreis identifiziert. Um die Parameter und Zeitkonstanten zu ermitteln, wurden die bei den Inselnetzversuchen aufgezeichneten Messgrößen verwendet. Nach der Identifikation der einzelnen Module wurde das Gesamtmodell bei geschlossenem Regelkreis identifiziert (Bild 4). Obwohl jedes Teilmodell für sich bezüglich der verfügbaren Messgrößen optimal identifiziert wurde, ist für das Modell eine Verbesserung des Gesamtverhaltens nach der Abschlussidentifikation im geschlossenen Regelkreis zu erwarten. Als Eingangssignale werden bei der abschließenden Identifikation die bei den Inselnetzversuchen am Generator aufgezeichneten Verläufe der Wirkleistung (p_G) und der Blindleistung (q_G) verwendet. Diese werden im Netzmodell einer Insellast als Leistungsaufnahme vorgegeben. Nach der Inselnetzbildung muss der einspeisende Pumpspeichersatz mithilfe seiner Regeleinrichtungen auf den veränderten Leistungsbedarf der Insellast reagieren. Durch die Anregung der Eingangssignale (p_G , q_G) soll das Modell die Ausgangsgrößen Generatordrehzahl (n_G) und Generatorspannung (u_G) sowie alle anderen dynamisch relevanten Größen in Übereinstimmung mit den gemessenen Verläufen simulieren. **Bild 8** zeigt für ei-

nen der Versuche im Inselbetrieb den Vergleich zwischen simulierten (rot) und gemessenen (blau) Signalen. Eine gute Übereinstimmung mit den Messungen wurde für alle relevanten Größen erreicht.

4 Teilnetzwiederaufbau mit PSW Markersbach

Das erstellte Modell des PSW Markersbach wurde in das detaillierte Netzmodell des VE-T - Übertragungsnetzes implementiert, welches in ein vereinfachtes UCTE-Netz im Netzberechnungsprogramm DIGSI-LENT PowerFactory eingefügt ist. Mit dem Netzmodell können bestimmte Betriebsszenarien des PSW Markersbach simuliert und ausgewertet werden. So wurden verschiedene Varianten eines vom PSW Markersbach ausgehenden Netzwiederaufbaus in dynamischen Effektivwertsimulationen hinsichtlich ihrer Durchführbarkeit untersucht. Für den Netzwiederaufbau wird vorausgesetzt, dass das schwarzstartfähige PSW Markersbach in den Leerlaufbetrieb angefahren wird. Für den Inselbetrieb sind der Turbinenregler auf Drehzahlregelung und der Spannungsregler auf Spannungsregelung eingestellt. **Bild 9** zeigt die ersten Schritte für eine Variante eines durchführbaren Netzwiederaufbaus, der vom PSW Markersbach ausgeht.

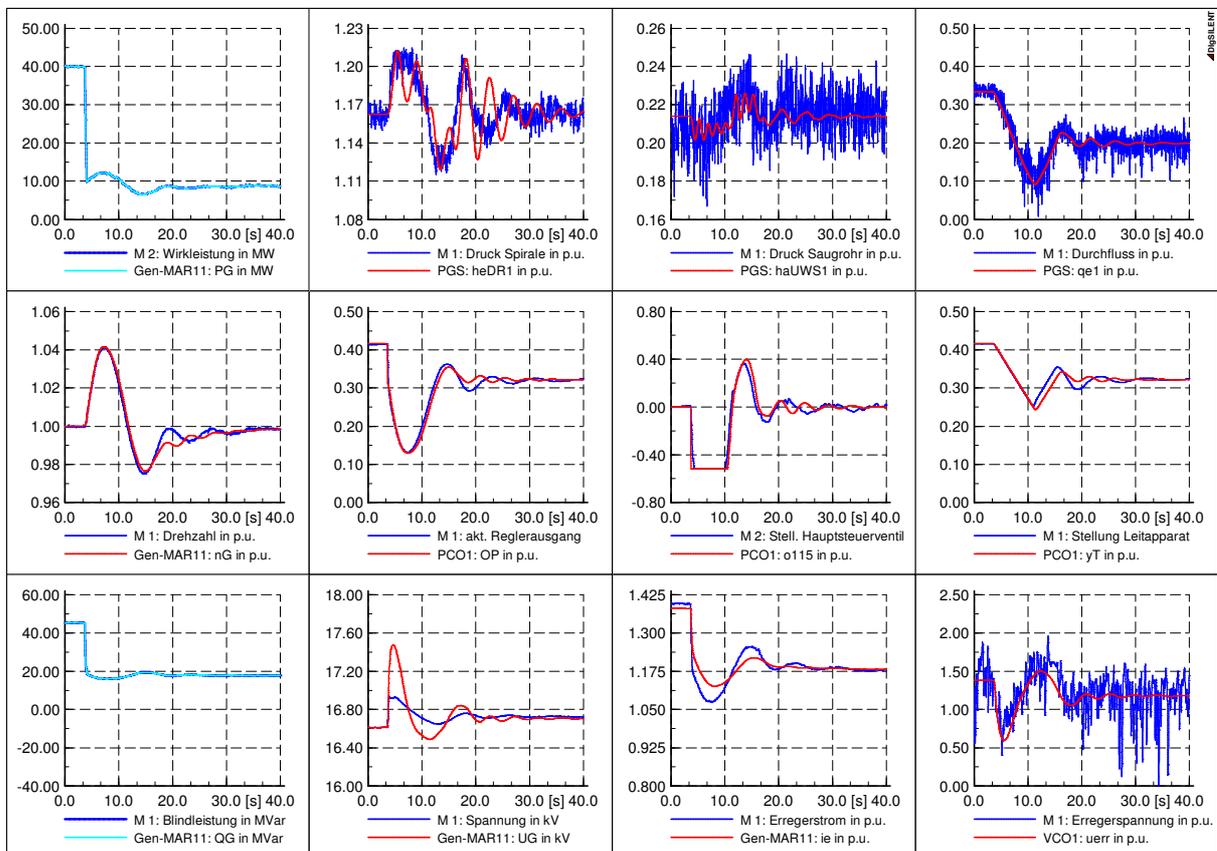


Bild 8 Ergebnis der Identifikation des Gesamtsystems für einen Inselnetzversuch ($\Delta P = -31,3$ MW)

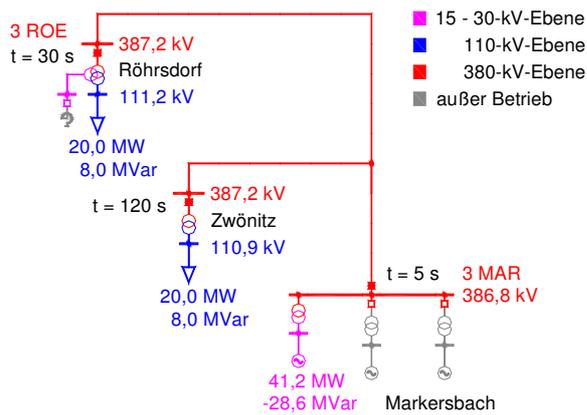


Bild 9 Netzschema für Teilnetzwiederaufbau

Die Ergebnisse für die Simulation relevanter Größen sind in **Bild 10** dargestellt. Die einzelnen Wiederaufbauschritte wurden in der nachfolgend beschriebenen zeitlichen Abfolge ausgeführt:

- $t = 0$ s: ein PSS im Turbinenbetrieb angefahren
- $t = 5$ s: Zuschaltung 380-kV-Leitung Markersbach - Zwönitz - Röhrsdorf
- $t = 30$ s: Zuschaltung Dreiwicklungstransformator (380/110/30-kV) und Verbraucher (20MW / 8 MVar) in Röhrsdorf
- $t = 75$ s: Nachführung Drehzahl Sollwert
- $t = 120$ s: Zuschaltung Zweiwicklungstransformator (380/110-kV) und Verbraucher (20MW / 8 MVar) in Zwönitz

Zum Zeitpunkt $t = 0$ s ist ein Pumpspeichersatz im Kraftwerk auf Nenn Drehzahl hochgefahren und nur mit dem Eigenbedarf belastet. Anschließend wird bei etwa Nennspannung eine 380-kV-Leitung zugeschaltet. Die kapazitive Ladeleistung der Leitung beträgt ca. -50 MVar. Die Höchstspannung steigt steil auf ein Spannungsmaximum von $U_{max} = 422$ kV an und erreicht nach rund 10 s den stationären Endwert bei $U = 393$ kV. Durch die anschließende erste Zuschaltung eines Verbrauchernetzes mit 20 MW wird der Pumpspeichersatz mit ugf. 11,4 % belastet. Beim Teilnetzwiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von außen stellt die Frequenz und damit die Drehzahl die Hauptregelgröße dar. Da der Lastsprung im ersten Moment allein durch das Ausspeichern von Rotationsenergie aus den generator- und verbraucherseitigen Schwungmassen abgefangen wird, sinkt die Netzfrequenz zunächst steil ab bis $f_{min} = 48,5$ Hz. Durch den Drehzahleinbruch bewirkt der Turbinenregler die Öffnung des Leitapparates. Der zunehmende Durchfluss durch die Turbine bewirkt eine mechanische Leistungssteigerung und führt zunächst zu einem Druckabfall im Druckrohr. Die nach erfolgtem Einschwingvorgang verbleibende stationäre Frequenzabweichung von $\Delta f = -136$ mHz beruht auf dem Einfluss der

Drehzahl-Statik auf die Drehzahlregelung. Nachdem sich der Beharrungszustand eingestellt hat, ist der Drehzahl Sollwert manuell nachzuführen, um die bleibende Frequenzabweichung aufzuheben. Bei einer weiteren Verbraucherzuschaltung von 20 MW wird die Frequenz aufgrund der nun höheren Schwungmasse bereits bei $f_{min} = 48,6$ Hz abgefangen.

Da die Frequenz während der ersten Wiederaufbauschritte bei der Zuschaltung von Verbraucherteilnetzen (20 MW) unter $f = 49$ Hz sinkt, ist darauf zu achten, dass der automatische Lastabwurf vorübergehend blockiert wird [4]. Ist dies nicht erwünscht bzw. möglich, so muss die Ist-Frequenz vor Beginn einer Lastzuschaltung auf $f = 50,5$ Hz angehoben werden. Alternativ dazu können in den ersten Wiederaufbauschritten kleinere Verbraucherteilnetze von weniger als 20 MW zugeschaltet werden.

In den weiteren Schritten einer möglichen Wiederaufbauvariante wird angestrebt, das Teilnetz bis zum Kraftwerk Boxberg aufzubauen, um dort den Eigenbedarf wieder aufzunehmen und einen Kraftwerksblock anzufahren.

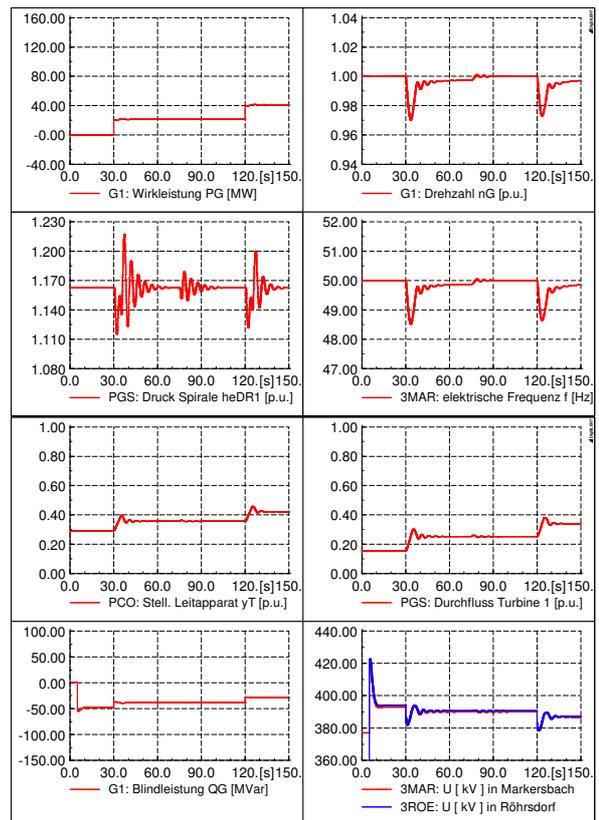


Bild 10 Ergebnis für Simulation des Teilnetzwiederaufbaus ausgehend vom PSW Markersbach

5 Literatur

- [1] Weber, H.; Hamacher, T.; Haase, T.: Influence of wind energy on the power station park and the grid. Kananaskis/ Alberta: IFAC Conference 2006, 25.–28. Juni 2006
- [2] Rasch, P.: Netzwiederaufbaukonzept und –training bei EO.N-Netz. Berlin: VDE Kongress 2004, 18.–20. Okt. 2004
- [3] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW: TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007
- [4] Gudat, R.; Schulz, U.; Weidmann, B.; Kurth, M.; Welfonder, E.: Handlungsvorgaben zum Teilnetzwiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von außen. München: 6. GMA/ETG-Fachtagung, 21.–22. Mai 2003
- [5] Prillwitz, F.; Krüger, M.: Netzwiederaufbau nach Großstörungen. Rostock: 12. Symposium Maritime Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, 08.–10. Okt. 2007
- [6] Weber, H.; Hladky, T.; Haase, T.; Spreng, S.; Moser, C. N.: High quality modelling of hydro power plants for restoration studies. Barcelona: IFAC Conference 2002, 21.–26. Juni 2002
- [7] Weber, H.: Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen. Stuttgart: Dissertation Universität Stuttgart, 1990