

Regelverhalten von Hochdruck-Wasserkraftwerken im Falle von Großstörungen und Übergang auf Inselbetrieb

H. Weber, Laufenburg/CH, D. Zimmermann, Baden/CH

1. Einleitung

In der Schweiz werden 60 % der elektrischen Energie aus Wasserkraft erzeugt; die Hälfte davon in den Alpen mit Hochdruck-Wasserkraftwerken. Diese Hochdruck-Wasserkraftwerke sind zumeist in der Nähe ihrer zugehörigen Speicherseen am Ende langgestreckter Alpentäler gelegen. Die Fallhöhe liegt typischerweise bei 300-400 m. In diesen Tälern werden die umliegenden Talgemeinden von den Kraftwerken direkt auf der 50-kV-Spannungsebene versorgt; erst danach wird auf 380 kV hochgespannt und der Hauptleistungsanteil in das UCPTÉ-Netz eingespeist. Aufgrund der schwierigen topographischen Lage und aus Platzmangel geschieht dies häufig lediglich über nur einen 380-kV-Trafo oder nur eine 380-kV-Leitung. Beim Ausfall eines dieser Betriebsmittel bildet das Kraftwerk dann zusammen mit den versorgten Talgemeinden eine Netzinsel, welche stabil und sicher weiterbetrieben werden sollte. Üblicherweise besteht nach der Abschaltung in der Netzinsel ein hoher Leistungsüberschuß, welcher ohne unzulässige Spannungs- und Frequenzüberhöhungen rasch abgebaut werden muß. Wie derartige Übergangssituationen in der Praxis sowohl hydraulisch als auch elektromechanisch verlaufen und wie diese Verläufe durch regelungstechnische Eingriffe beeinflußt werden können, ist Gegenstand dieses Beitrags. Dazu wird exemplarisch das Dynamikverhalten zweier Hochdruck-Alpenkraftwerke vorgestellt, bei welchen eine Inselnetzbildung entweder ungewollt durch einen Störfall oder aber gewollt im Rahmen einer gezielten Netzuntersuchung aufgetreten ist.

2. Inselnetzbildung des 60-MW-Francisturbinen-Kraftwerks Filisur, Filisur

(Graubünden)

Im Jahr 1991 fiel das 60-MW-Hochdruck-Kraftwerk Filisur zusammen mit der direktversorgten Stadt Davos in eine Netzinsel, nachdem der einzige 380-kV-Verbindungstransformator zum UCPTÉ-

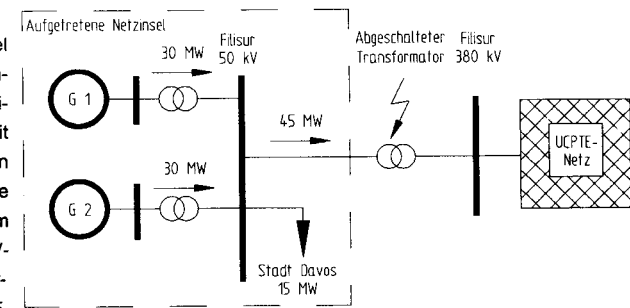
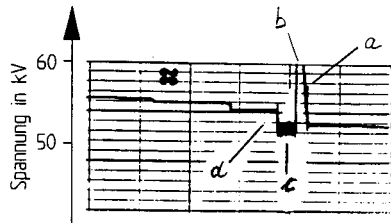


Bild 1. Netztopologie während der Inselnetzbildung Filisur-Davos (1991)

Netz aufgrund einer fehlerhaften Schutzeinrichtung abgeschaltet worden war. Die abgeschaltete Exportleistung betrug 45 MW; die Leistungsaufnahme der Stadt Davos 15 MW, siehe Bild 1.

In Bild 2 sind die damals an der 50-kV-Sammelschiene mit einem Betriebs-

a) Sammelschienenspannung



b) Sammelschienenfrequenz

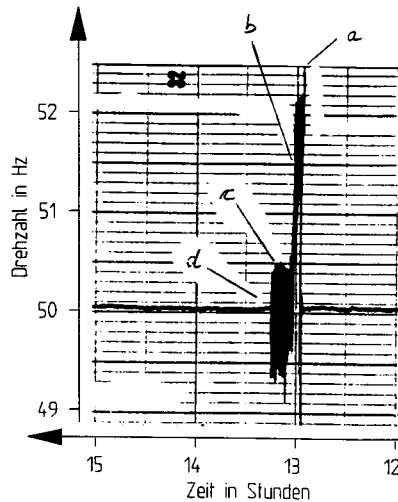


Bild 2: Inselnetzbildung des 60-MW-Alpenkraftwerks Filisur (1991)
Linienschreiberstreifen Spannung und Frequenz 50-kV-Sammelschiene

Bedienpersonal eingegriffen und hat zuerst die Sollleistung einer Maschine auf Null gestellt und anschließend diese Maschine abgeschaltet. Durch die Sollleistungsreduktion ging zwar die Inselfrequenz wieder auf nahezu 50 Hz zurück; die Spannung blieb jedoch unverändert hoch. Erst durch die endgültige Abschaltung dieser einen Maschine konnte dann auch die

Linienschreiber gemessenen Verläufe von Spannung und Frequenz dargestellt; andere Signale wurden nicht aufgezeichnet.

Wie man der Abbildung entnimmt, gliederte sich der Störungsverlauf in die vier Phasen a-d.

Die Phase a beschreibt das elektromechanische Verhalten von Spannung und Frequenz direkt nach der Trafo-Abschaltung. Wie man den Diagrammen entnimmt, stieg die Spannung zunächst um ca. 5 kV an und wurde dann ausgeregelt. Die Frequenz schoß jedoch weit über die auf dem Schreiber darstellbare Frequenz von 52,5 Hz hinaus und zwar bis auf nahezu 55 Hz, wie spätere Auswertungen ergeben haben.

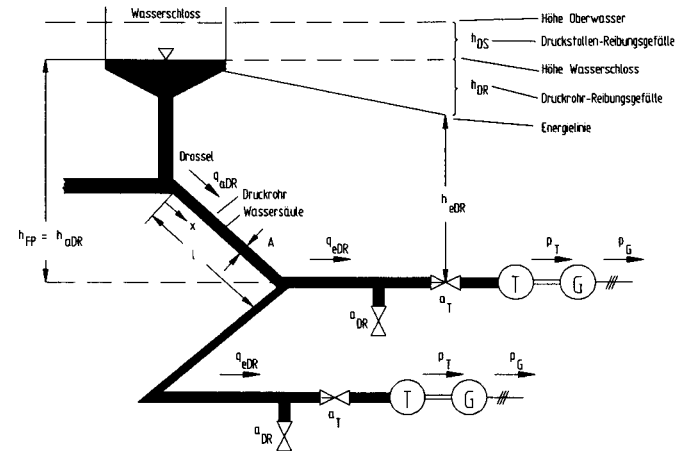
In der Phase b stieg dann auch die schon ausgeregelte Spannung stark an und zwar ebenfalls über den Schreiberstreifen hinaus auf nahezu 70 kV. Die Frequenz hingegen war wieder abgesunken und schwang mit einer Amplitude von 0,5 Hz um den durch die Primärreglerstatik vorgegebenen Mittelwert von 51,5 Hz. Diese Phase b dauerte ungefähr 10 Minuten.

In der Phase c hat dann das

Spannung auf ihren Sollwert zurückgeführt werden, da damit die Blindleistungserzeugung dieser Maschine endgültig unterbrochen wurde.

Obwohl die Frequenz im Mittel ihren Sollwert wieder erreicht hatte, konnte die Schwingung mit diesen Maßnahmen nicht unterbunden werden. Erst nachdem in der Phase d eine Zwangssynchronisation mit einem normalerweise nicht verbundenen Nachbarnetz auf der

a) Anlagenschema



b) Blockschalbild

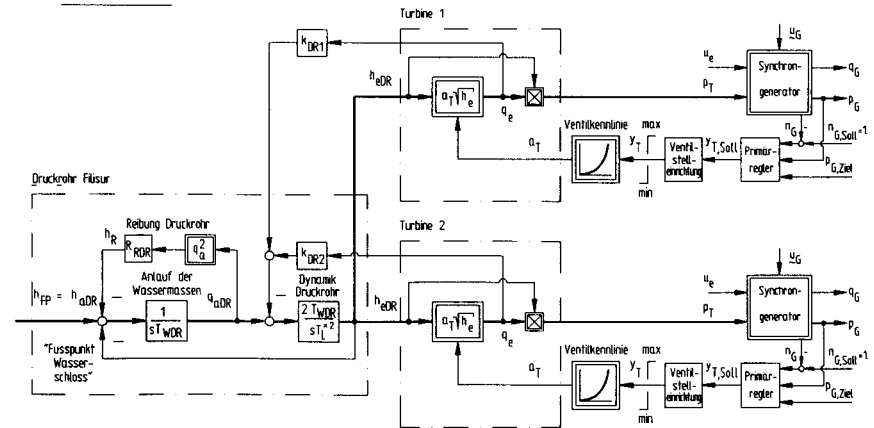
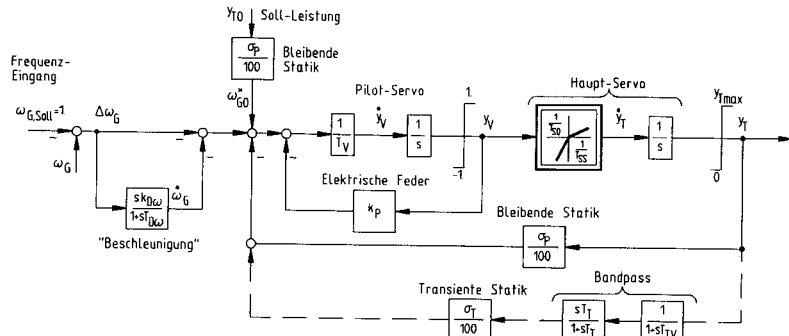


Bild 3: Anlagenschema und Blockschalbild des Speicherwasserkraftwerks Filisur

50-kV-Ebene durchgeführt werden konnte, konnte diese gefährliche Situation nach ca. 20 Minuten beendet werden.

Dieses unerwünschte Verhalten des Kraftwerks Filisur sollte mittels dynamischer Netzsimulationen untersucht und nach Möglichkeit behoben werden. Dazu wurden genaue Dynamikmodelle des Kraftwerks (Bild 3), des Turbinenreglers (Bild 4) und des Spannungs-

a) Modell Turbinenregler Filisur



b) Modell Druckregler Filisur

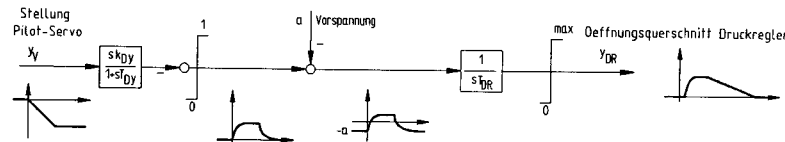


Bild 4: Turbinenregler und Druckregler Filisur

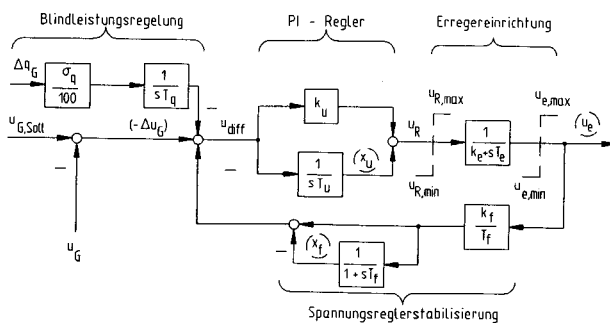


Bild 5: Spannungsregler Filisur mit integral wirkender Blindleistungsregelung

reglers (Bild 5) entwickelt. Die dazu nötigen Angaben und Informationen wurden entweder vorhandenen Archivunterlagen entnommen oder bei den Herstellern erfragt. Dieses Unterfangen war nicht immer leicht, da

das Kraftwerk in den Fünfziger-Jahren gebaut wurde und deshalb nicht mehr alle Unterlagen beschaffbar waren. Insbesondere Angaben zum elektro-öhydraulischen Prallplatten-Turbinenregler waren nur noch schwer auffindbar.

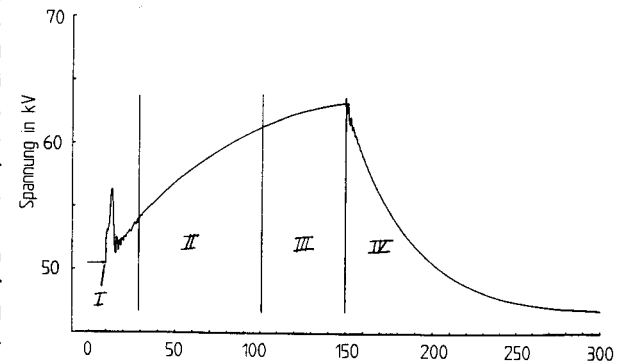
Die Stadt Davos wurde als frequenz- und spannungsabhängiger Verbraucher modelliert, dessen Dynamikparameter so gewählt wurden, wie es für Städte gleicher Größenordnung üblich ist.

Die einzelnen Dynamikmodelle wurden dann über ein quasistationäres Netzmodell mit-

einander verbunden und anschließend wurde der aufgetretene Störfall nachsimuliert. Dabei zeigte es sich, daß die beste Übereinstimmung mit der aufgetretenen Frequenzschwingung dann erzielt werden konnte, wenn vor dem Integralglied des in Bild 4 dargestellten Pilot-servos ein Totband eingefügt wurde, Resultate siehe Bild 6. Dabei spielt es keine große Rolle, ob das Totband nur in einer oder in beiden Reglern eingebaut wurde. In Bild 6 sind der Übersichtlichkeit halber die einzelnen Störereignisse auf der Zeitachse verkürzt dargestellt.

Die Simulationsergebnisse sind dabei wie folgt:

a) Sammelschienenspannung



b) Sammelschienenfrequenz

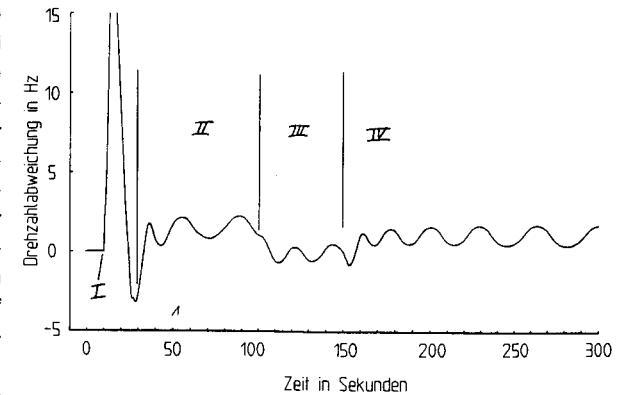


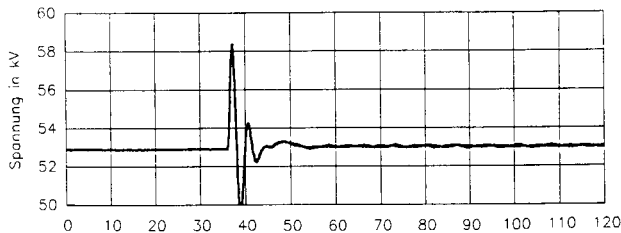
Bild 6: Inselnetzbildung des 60-MW-Alpenkraftwerks Filisur
Simulation Spannung und Frequenz 50-kV-Sammelschiene

- I. Trafoabschaltung bei $t = 10$ s, schnelle Ausregelung von Spannung und Frequenz
- II. Frequenz schwingt, Schwingungsamplitude 0,5 Hz, Frequenzmittelwert 51,5 Hz, jetzt starker Spannungsanstieg auf >60 kV
- III. Reduktion einer Maschinensolleistung auf Null
- IV. Endgültige Abschaltung dieser Maschine (-> Blindleistungsmangel)

Bei der Simulation zeigte sich zudem, daß der starke Spannungsanstieg durch die im Spannungsregler gemäß Bild 5 realisierte integral wirkende Blindleistungsregelung verursacht worden war. Diese Einrichtung sollte die Blindleistungsabgabe ins UCPT-Netz konstant bei 5 MVar halten. Dies war jedoch nach der Trafoabschaltung nicht mehr möglich, weshalb der Blindleistungsregler die Spannung solange erhöhte, bis die in der Insel verbliebenen Verbraucher diese 5 MVar aufnahmen. Durch die Abschaltung einer Maschine entstand anschließend ein Blindleistungsmangel, welcher dann über den Integral-Regler zu einer Spannungsreduktion führte.

Mit diesen aus der Simulation abgeleiteten Erkenntnissen wurde nun folgendes weitere Vorgehen beschlossen:

a) Sammelschienspannung



b) Sammelschiensfrequenz

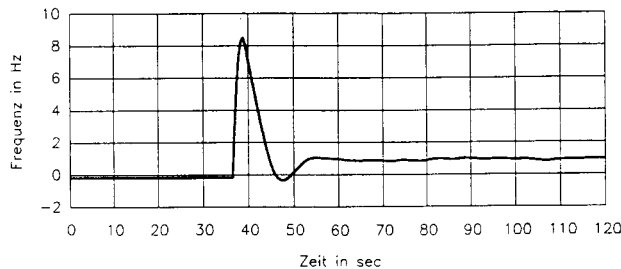


Bild 7: Inselnetzbildung des 60-MW-Alpenkraftwerks Filisur (1994)
Messung Spannung und Frequenz 50-kV-Sammelschiene
nach der Regleumeinstellung

- Einbau eines Schalters in den Blindleistungszweig des Spannungsreglers, welcher bei Auslösung des Leistungsschalters und Inselnetzbildung diesen Reglerzweig abschaltet.
- Durchführung von Messungen im Kraftwerk, um eventuell vorhandene Totbänder im Turbinenregler aufdecken zu können.

Bei der Vorbereitung der Messungen wurden aufgrund der Simulationsergebnisse die beiden elektro-ölydraulischen Turbinenregler, und hier insbesondere der Pilotsevo, einer genauen Prüfung unterzogen. Dabei wurde im Pilotsevo derjenigen Maschine, welche im aufgetretenen Störfall nicht abgeschaltet worden war, ein kleiner Kondensator gefunden, welcher thermisch zerstört war. Dieser Kondensator bildete, zusammen mit anderen Bauteilen, die "elektrische Feder" k_p des Pilotsevo, siehe Bild 4a. Damit war die Übertragungsfunktion von k_p gestört und der Pilotsevo dieser betroffenen Maschine reagierte zu langsam, was die grenzstabile Schwingung verursachte. Nach Austausch dieses Kondensators und Einbaus der Blindleistungsregler-Abschaltautomatik wurde die Inselnetzbildung wiederholt. Die nun aufgetretenen Verläufe von Spannung und Frequenz sind in Bild 7 dargestellt. Wie man der Abbildung entnimmt, verläuft die Inselnetzbildung jetzt stabil und sicher. Die Sammelschienspannung wird nach einem kurzen subtransienten Peak von 58 kV sofort ausgeregelt, während die Drehzahl (oder Frequenz) bei der Abschaltung 58 Hz erreicht und dann bei 51 Hz eben-

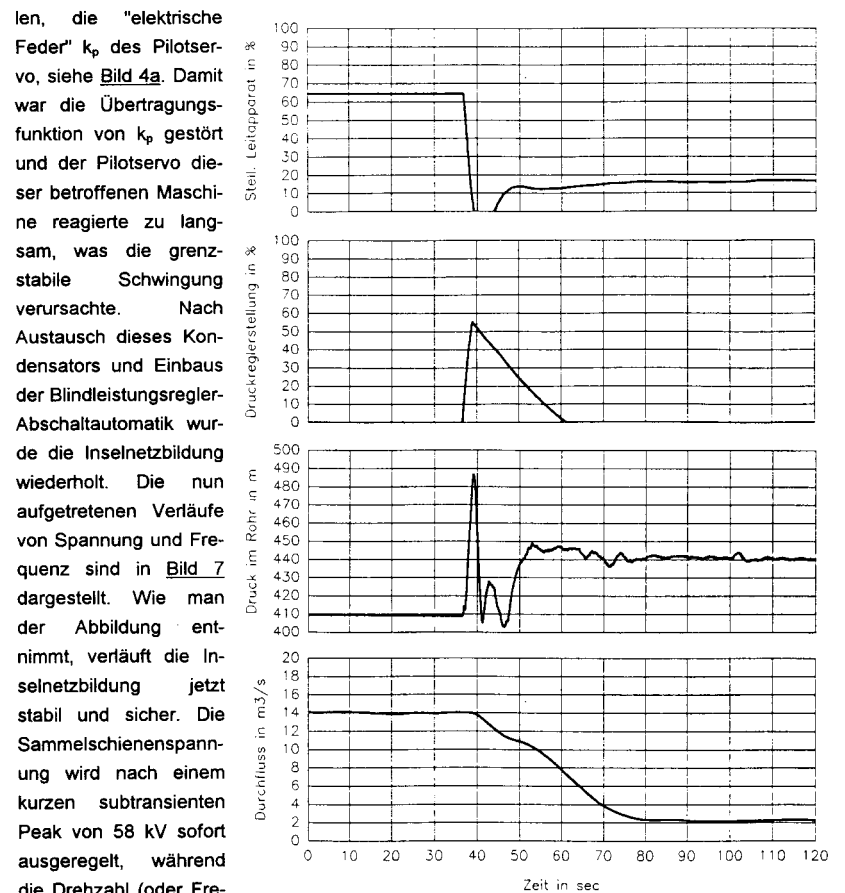


Bild 8: Inselnetzbildung des 60-MW-Alpenkraftwerks Filisur (1994)
Messung Leitapparat, Druckregler, Druckhöhe und Durchfluss
nach der Regleumeinstellung

falls stabil ausgeregelt wird.

Aufgrund der durchgeführten Simulationsuntersuchungen und Messungen hat das Kraftwerk Filisur heute seine ursprüngliche Inselnetztauglichkeit wiedererlangt. Der aufgetretene Störfall hat zudem gezeigt, daß die elektro-ölhydraulischen Turbinenregler älterer Wasserkraftwerke einer kontinuierlichen Überwachung bedürfen, um Störungen und Defekte einzelner Bauelemente rechtzeitig aufdecken und beheben zu können. Die Auswirkungen derartiger Defekte werden dabei im allgemeinen nicht im Verbundbetrieb, sondern erst im Inselbetrieb sichtbar. So kann ein defekter Regler beim An- oder Abfahren sowie im Leerlauf problemlos seinen Dienst tun; im Inselbetrieb mit Last jedoch wird das System dann instabil.

Zur Bewertung des heutigen Übergangsverhaltens des Kraftwerks Filisur sind nicht nur die "äußeren" Prozeßgrößen Spannung und Frequenz der Netzinsel interessant. Auch die "inneren" Prozeßgrößen des Kraftwerks gemäß Bild 3a sind von Interesse. Dazu sind in Bild 8 die gemessenen Verläufe der Leitapparatstellung a_T , der Druckreglerventilstellung a_{DR} , der Rohrdruckhöhe h_{DR} vor der Turbine sowie der Summendurchfluß von Druckregler und Turbine q_{eDR} dargestellt. Wie man der Abbildung entnimmt, schließt der Leitapparat bei der Inselnetzbildung sehr schnell, um dann stabil auf einen neuen Arbeitspunkt einzuschwingen. Aufgrund des raschen Schließens steigt die Druckhöhe zunächst stark an. Inzwischen hat jedoch das Druckreglerventil als Bypass für die fließende Wassersäule bereits geöffnet, wodurch die Druckhöhe begrenzt wird. Der Durchfluß wird dabei anschließend vom Druckreglerventil so geführt, daß kein gefährlicher Überdruck entstehen kann. Nach 25 Sekunden hat der Druckregler dann wieder geschlossen und das Produkt aus Druckhöhe und Durchfluß bildet die nun neu erforderliche Inselwirkleistung $P = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q$. Damit ist der dynamische Übergangsvorgang sicher und ohne gefährlichen Betriebszustand abgeschlossen.

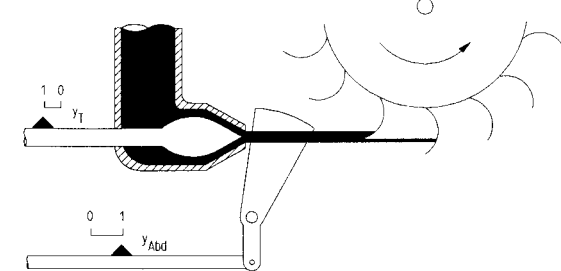
3. Inselnetzbildung des 22-MW-Peltonsturbinen-Kraftwerks Sassello, Roveredo (Graubünden-Tessin)

Nachdem die Inselnetzfähigkeit des Francisturbinen-Wasserkraftwerks Filisur wiederhergestellt war, wurde ein Untersuchungsprogramm gestartet, welches die Überprüfung weiterer inselnetzgefährdeter Kraftwerke der Schweiz zum Ziel hatte. Als nächstes Kraftwerk wurde daher das 22-MW-Peltonsturbinenkraftwerk Sassello an der Grenze zwischen Graubünden und Tessin ausgewählt, da dort die Netztopologie ähnlich ungünstig ist wie in Filisur.

Im Bildteil 9a ist das Anlagenschema der Pelton turbine dieses Kraftwerks mit Düse, Düsennadel und Strahlabdrücker dargestellt; im Bildteil 9b ist das Blockschaltbild der Strahlabdrückerregelung veranschaulicht. Die Regelung der Düsennadel erfolgt gemäß Bild 4a mit der gleichen Turbinenreglerstruktur wie in Filisur, lediglich die Regelgeschwin-

digkeit des Hauptservos ist hier zur Vermeidung von Druckstößen wesentlich langsamer. Wie man dem Blockschaltbild 9b entnimmt, wird der Strahlabdrücker ab einer Überfrequenz von 1 Hz integral von der Auf-Stellung "1" in die Zu-Stellung "0" gesteuert und das mit wesentlich größerer Geschwindigkeit als die Düsennadel. Zusätzlich ist

a) Anlagenschema



b) Blockschaltbild

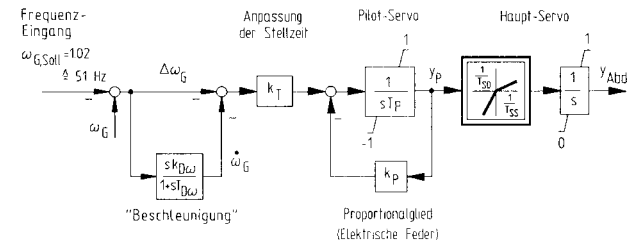


Bild 9 Regelung Strahlabdrücker Sassello

ein Beschleunigungspfad vorgesehen, welcher die Reaktionszeit des Strahlabdrückers bei beginnender Überfrequenz noch weiter verringern soll. Turbinen- und Strahlabdrücker-Regler sind auf einem modernen Micro-Rechner-System realisiert, weswegen Drift- und Alterungserscheinungen an einzelnen Bauteilen hier nicht möglich sind.

In Bild 10 sind die grundsätzlichen Netztopologien der beiden Abschaltversuche dargestellt, welche durchgeführt wurden. Zuerst wurde der "Lastabwurf" wiederholt, welcher bei der Inbetriebnahme als Abnahmeversuch diente, Resultate siehe Bild 11. Die abgeschaltete Exportleistung betrug dabei 10 MW. Mit derartigen Versuchen werden in der Praxis zum einen bei der Inbetriebnahme die Turbinenreglerparameter eingestellt und zum anderen wird damit vom Kraftwerksbetreiber die Abnahme angenommen oder zurückgewiesen. Wie man Bild 11 entnimmt, verlief der Abschaltversuch stabil und sicher. Die Drehzahlüberhöhung betrug 6 Hz, dann hatten die Strahlabdrücker den Strahl vom Peltonrad vollständig abgelenkt. Aufgrund der Lüfter- und Lagerreibung sank anschließend die Drehzahl wieder langsam ab, während die Düsennadeln innerhalb von 20 Sekunden nahezu schlossen. Ab einer Drehzahl von 51 Hz traten die Strahlabdrücker wieder aus dem Strahl heraus und die Düsennadeln übernahmen vollständig die Drehzahlregelung.

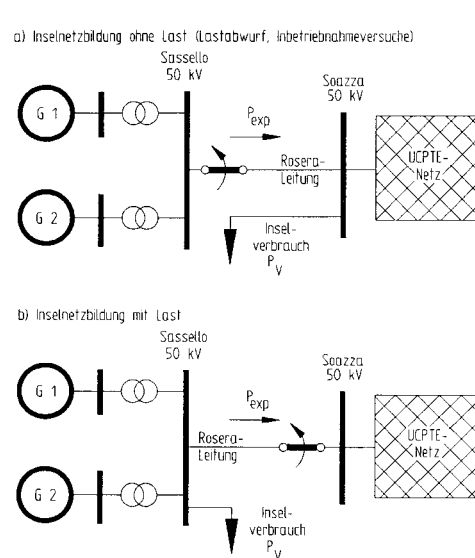


Bild 10: Inselnetzbildungen des Peltonturbinen-Kraftwerks Sassello (1994)

Strahlabrücker-Hauptservos eine grenzstabile Schwingung auf, welche 30 Sekunden lang andauert. Zudem gehen die Düsenadeln aufgrund der im Mittel leichten Unterfrequenz zunächst weiter in Öffnungsposition anstatt zu schließen. Dadurch erreicht der Strahlabrücker der Maschine 1 seinen unteren Anschlag, wodurch die Schwingung zum Stillstand kommt.

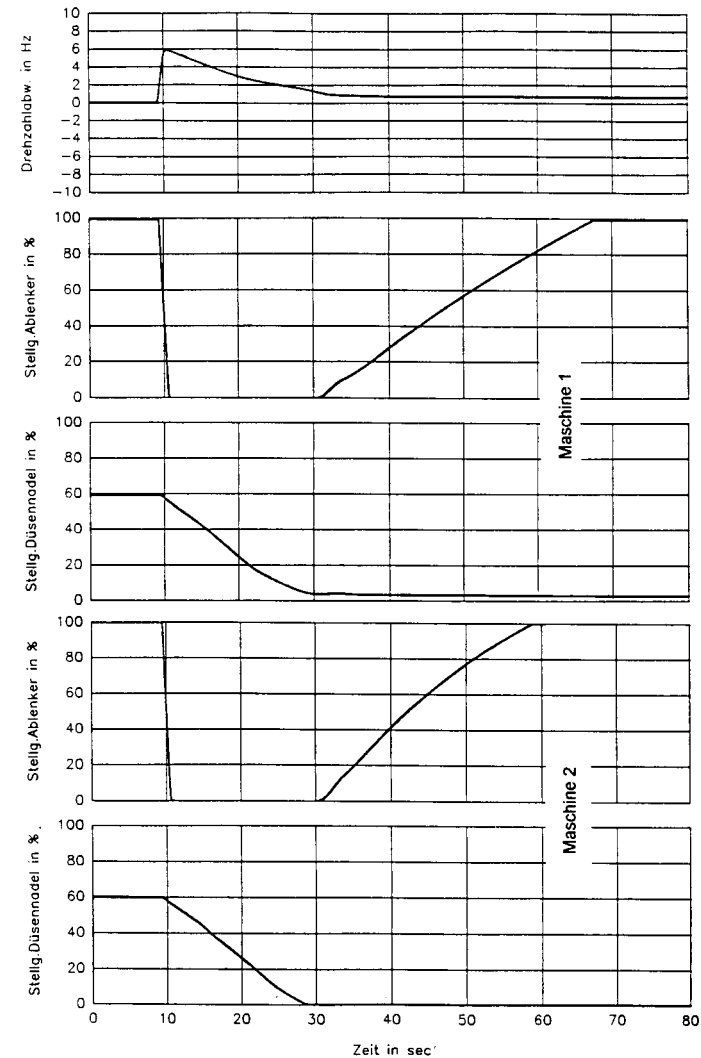
Derartige Vorgänge stellen für die einzelnen Anlagenteile große Belastungen dar und sind nicht tolerierbar. Deshalb wurde in einem dritten Versuch die offensichtlich schwingungsverursachende hohe Verstärkung des Beschleunigungspfad halbiert und dann der gleiche Versuch wiederholt. Resultate siehe Bild 13.

Die Schwingung ist nun zwar eliminiert, allerdings ist jetzt zu der Überfrequenz von 4 Hz noch eine Unterfrequenz von -2 Hz getreten. Offensichtlich wurde der Strahlabrücker so sehr verlangsamt, daß er nun den Strahl nicht mehr rasch genug freigeben kann, doch scheint dieses Verhalten hier tragbar zu sein.

Um die Auswirkung dieser neuen Parametereinstellung auch für größere Insellasten studieren zu können, wurde im letzten Versuch die Netzlast von 2 MW auf 6 MW erhöht; die Exportleistung wurde zu 16 MW (Vollastbetrieb) eingestellt, Resultate siehe Bild 14.

Hier ist nun zu erkennen, daß nach einer Überfrequenz von 4 Hz eine Unterfrequenz von -10 Hz auftritt, was auf keinen Fall tolerierbar ist. Verursacht wird diese Unterfrequenz

Der nächste Versuch wurde gemäß Bild 10b mit einer Inselast von 2 MW durchgeführt; die Exportleistung betrug wieder 10 MW, Resultate siehe Bild 12. Hier ist das (realistischere) Dynamikverhalten nun vollkommen anders: Die Drehzahlüberhöhung beträgt nur noch 4 Hz und die Drehzahl sinkt aufgrund der in der Insel verbliebenen Restlast wesentlich rascher ab. Dadurch geben die Strahlabrücker aufgrund der Wirkung des Beschleunigungspfad den Strahl wesentlich früher wieder frei, wodurch die Drehzahl rasch abgefangen werden kann. Allerdings tritt dann durch die unterschiedlich schnelle Öffnungs- und Schließcharakteristik des

Bild 11: Inselnetzbildung des 22-MW-Alpenkraftwerks Sassello (1994)
Messung Drehzahl, Strahlabrücker und Düsenadel, Masch. 1 u. 2,
Lastabwurf (Inbetriebnahmeversuch)

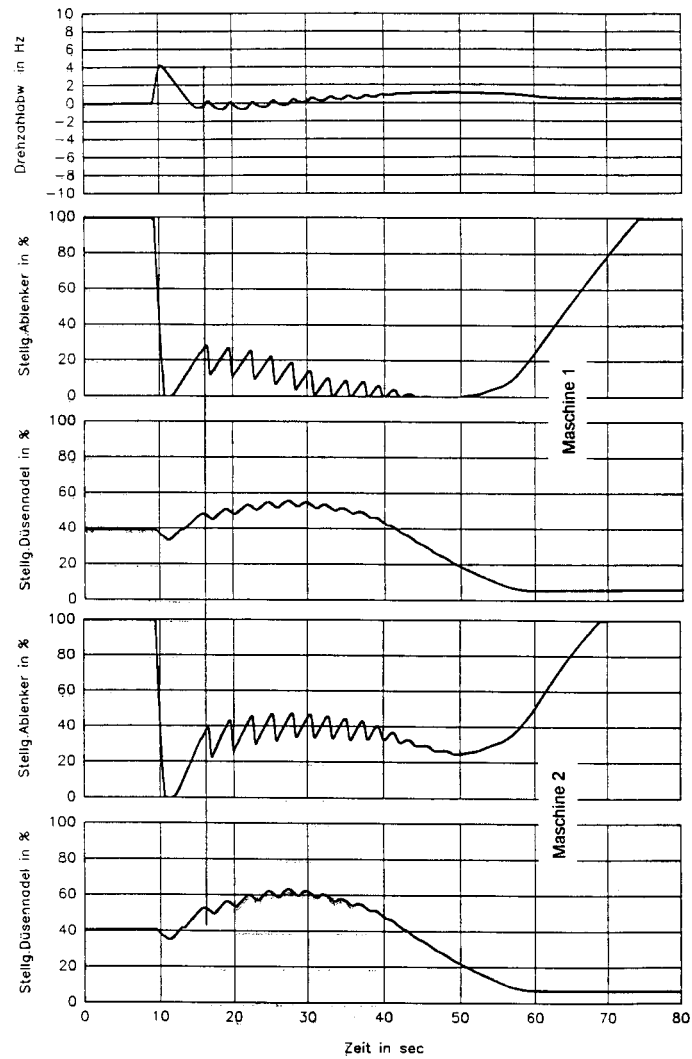


Bild 12: Inselnetzbildung des 22-MW-Alpenkraftwerks Sassello (1994)
Messung Drehzahl, Strahlabrücker und Düsenmodel, Masch. 1 u. 2,
Inselnetzbildung mit 2 MW Last, 10 MW Export

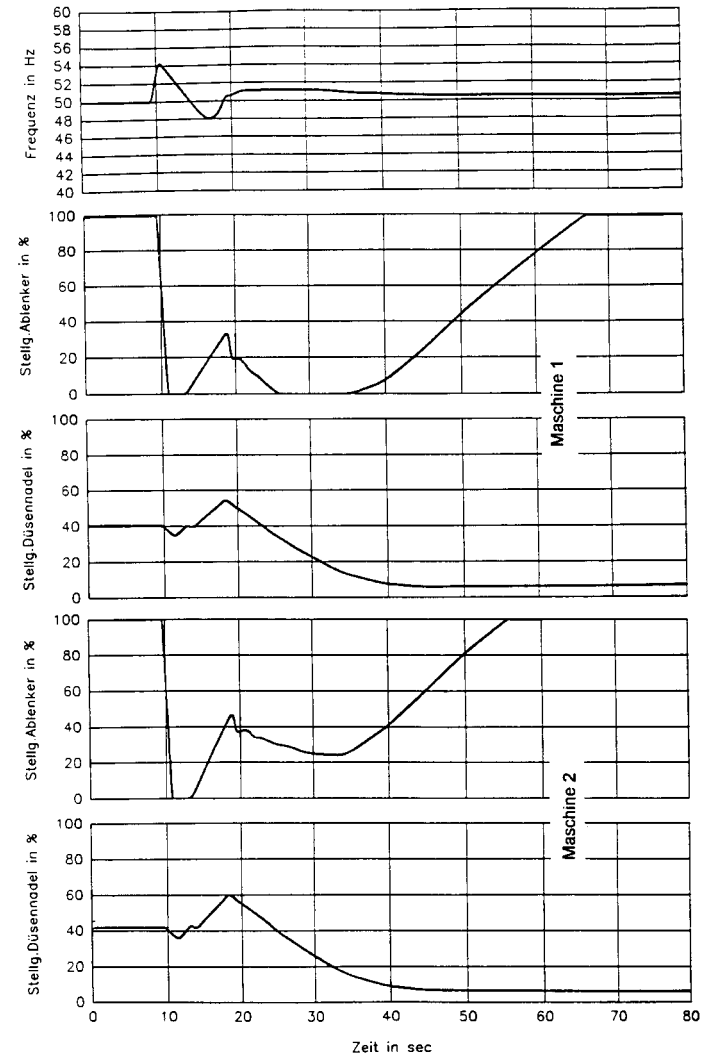


Bild 13: Inselnetzbildung des 22-MW-Alpenkraftwerks Sassello (1994)
Messung Drehzahl, Strahlabrücker und Düsenmodel, Masch. 1 u. 2,
Inselnetzbildung mit 2 MW Last, 10 MW Export,
Verstärkung Beschleunigungspfad Strahlabrücker halbiert

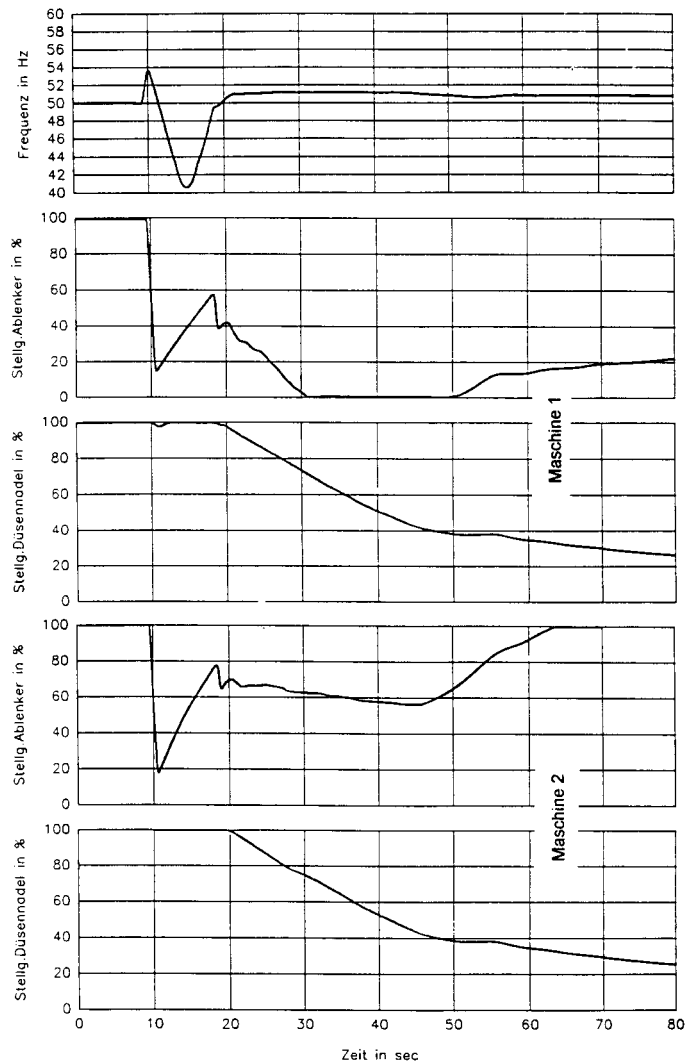


Bild 14: Inselnetzbildung des 22-MW-Alpenkraftwerks Sassello (1994)
 Messung Drehzahl, Strahlabrücker und Düsennadel, Masch. 1 u. 2,
 Inselnetzbildung mit 6 MW Last, 16 MW Export,
 Verstärkung Beschleunigungspfad Strahlabrücker halbiert

auch hier wieder von den nun zu langsamen Strahlabrückern, welche den Strahl nach erfolgtem Eingriff und absinkender Frequenz zu langsam freigeben.

Im Kraftwerk Sassello hat man bis heute für diese unbefriedigende Inselnetzsituation keine eindeutige Lösung finden können, welche ohne großen Umbauaufwand realisierbar wäre. Eventuell müßten zur Behebung dieser Situation modernere nichtlineare Reglerstrukturen wie Fuzzy-Regler eingesetzt werden, da das Regelverhalten des Strahlabrückers ebenfalls stark nichtlinear ist. Zur Zeit wird ein Dynamikmodell des Kraftwerks Sassello erstellt, mit dessen Hilfe die in Frage kommenden Reglerstrukturen vorab untersucht werden sollen.

4. Zusammenfassung

Inselnetzbildungen mit unterschiedliche großer Insellast stellen an die Regeldynamik großer Hochdruck-Alpenkraftwerke die höchsten Anforderungen. Dabei beherrschen bauartbedingt Franciskraftwerke diese Anforderungen sehr viel besser als Peltonkraftwerke. Deswegen muß bei Peltonkraftwerken für diese Aufgabe ein größerer Regelaufwand getrieben werden.

Bei alten Turbinenreglereinrichtungen ist zudem periodisch auf den Ausfall oder auf die Drift einzelner Bauteile zu achten, da dies bei Inselbetrieb plötzlich zu hohen Kraftwerksbelastungen führen kann. Derartige Ausfallerscheinungen sind allein bei Verbundbetrieb in der Regel nicht zu erkennen.

Diese Untersuchungen werden für weitere Alpenkraftwerke fortgeführt, um so einen umfassenden Überblick über deren Regelverhalten bei Inselbetrieb zu erhalten, da diese Betriebsart bei derartigen Kraftwerken sehr viel häufiger vorkommt als der reine Lastabwurf.