

Modellierung des Wasserkraftwerkes Shkopeti in Albanien

Salaheddin Al-Ali*, Torsten Haase*, Fred Prillwitz*

* Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik
Albert-Einstein-Str. 2, 18059 Rostock
salah.al-ali@uni-rostock.de, torsten.haase@uni-rostock.de, fred.prillwitz@uni-rostock.de

1. Einleitung

Die installierte Kraftwerksleistung Albaniens stammt zu ca. 94 % aus Wasserkraftwerken. Am Fluss Mat liegen zwei Kraftwerke in einer Kaskade: das obere ist Ulza mit vier Francis Turbinen (4 x 7,6 MVA) und das untere ist Shkopeti, das aus zwei Kaplan Turbinen (2 x 15 MVA) besteht, siehe Abb. 1 und Abb. 2.

Albanien ist kein Mitglied der UCTE und hat aufgrund seiner Entwicklung im 20. Jahrhundert einen enormen Aufholbedarf beim Bau von modernen Kraftwerken sowie bei der Ertüchtigung seines Übertragungsnetzes. Trotz großer Fortschritte dabei kann Albanien zeitweise seinen Bedarf an elektrischer Energie nicht decken. Daher wird Strom aus den Nachbarländern importiert und es kommt auch zu flächendeckenden Abschaltungen von Verbrauchern. Deshalb hat die albanische Regierung eine Strategie mit Hilfe der Europäischen Union und finanzieller Unterstützung durch die Weltbank entwickelt, um auch die vorhandenen Wasserkraftwerke zu modernisieren.

Derzeit arbeiten die Universitäten von Skopje, Belgrad, Tirana und Rostock zusammen am Projekt DYSIMAC, um das statische und dynamische Verhalten von Wasserkraftwerken zu untersuchen. Das Projekt DYSIMAC wird gefördert durch den Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) im Rahmen des Stabilitätspaktes für Südosteuropa im Programm „Akademischer Neuaufbau Südosteuropa“. Im Rahmen des Projektes wurden bereits die mazedonischen Wasserkraftwerke Vrutok und Tikves sowie die serbischen Wasserkraftwerke Zvornik, Bajina Basta, Kokin Brod, Pirot und Djerdap untersucht. Es wurden Simulationsmodelle dieser Kraftwerke erstellt, mit denen man das stationäre und dynamische Verhalten der



Abb. 1: Geographische Lage des Kraftwerkes Shkopeti



Kraftwerke realitätsnah untersuchen und beurteilen kann. Die Untersuchung erfolgte jeweils in der prinzipiellen Reihenfolge: Modellbildung der wichtigsten Anlagenteile, Betriebsmessungen im Verbund- und Inselbetrieb mit LabVIEW, Identifikation der Kraftwerksparameter (mittels der Least-Square-Methode) mit Matlab/Simulink und Simulation des Kraftwerksbetriebs mit DIgSILENT.

Abb. 2: Ansicht des Kraftwerks Shkopeti am Fluss Mat

2. Messungen

Die Messungen wurden vom 30.08. – 31.08.2006 im Kraftwerk Shkopeti durchgeführt. Während der Messung war nur Generator 1 im Betrieb, siehe Abb. 3. Während der Messungen wurden folgende elektrische, hydraulische und mechanische Größen mit einer Schrittweite von $t = 50$ ms aufgezeichnet, siehe Tab. 1:

Messkanal	Messgröße	Abkürzung	Einheit
1	Höhe Unterwasser	h_{UW}	m
2	Höhe Oberwasser	h_{OW}	m
3	Sollwert Wirkleistung	p_{GSet}	MW
4	Druck Spirale	h_{eDR}	bar
5	Wirkleistung	p_G	MW
6	Stellung Pilot servo	y_P	%
7	Stellung Guide Vane (Leitapparat)	G_V	%
8	Durchfluss Turbine	q_T	m^3/s
9	Wirkungsgrad Kraftwerk	η	%
10	Stellung Runner Blade (Laufrad)	R_U	%
11	Drehzahl	n_G	min^{-1}
12	Klemmenspannung	u_G	kV
13	Erregerstrom	i_E	A
14	Erregerspannung	u_E	V
15	Netzfrequenz	f_N	Hz

Tab. 1: Messgrößen im Kraftwerk Shkopeti

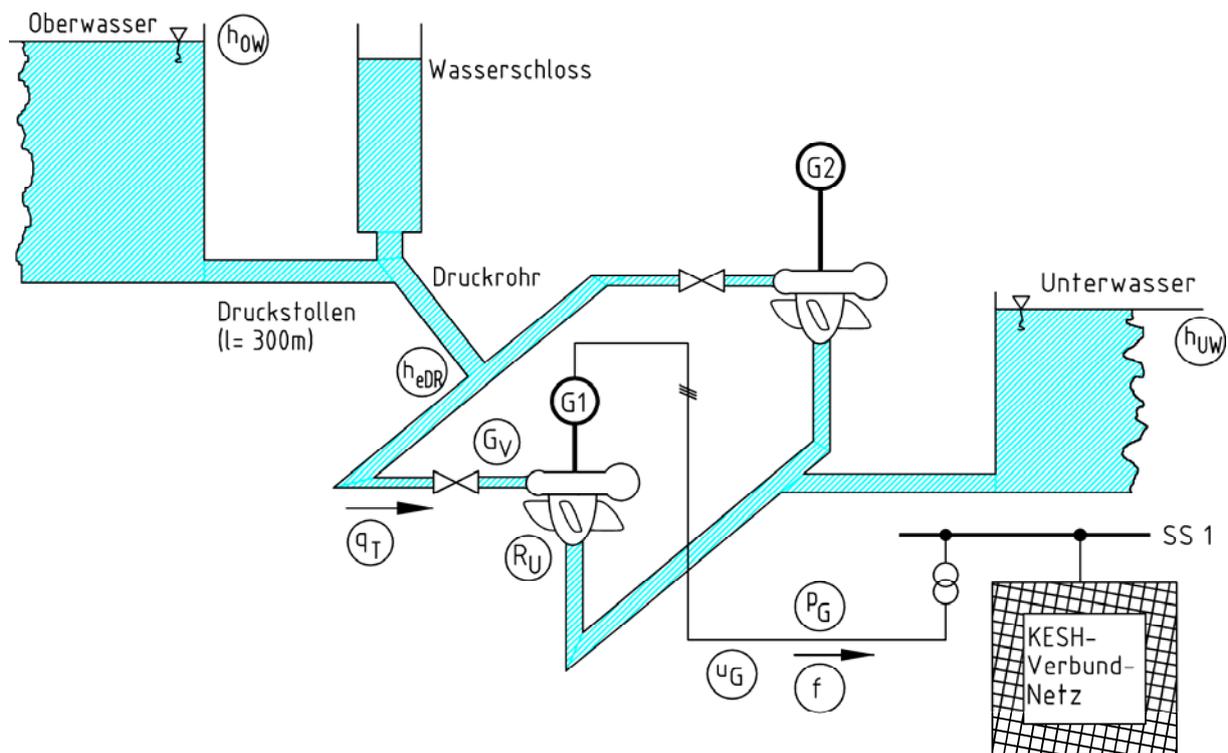


Abb. 3: Anlagenschema des Kraftwerks

Im Gegensatz zu Inselbetriebsversuchen oder Lastabwürfen kann bei Versuchen im Verbundbetrieb, wie sie in Shkopeti durchgeführt wurden, die Leistung nicht sprunghaft verändert werden. Man kann den Wirkleistungswert sprunghaft ändern, was aber nur eine von der Turbinenregelung vordefinierte rampenförmige Laständerungstransiente zur Folge hat. Einen Rückschluss auf das transiente Verhalten des Kraftwerks bei einem echten Leistungssprung lässt diese Verfahrensweise nicht zu, da sich die Generatorfrequenz aufgrund der Laständerung nicht ändert.

3. Modellierung

Die Modellstruktur in Abb. 4 kann durch Analyse der Kraftwerksunterlagen herausgearbeitet werden. Hauptbestandteile des Modells sind die Teilmodelle:

1. Hydraulisches System
2. Turbinenregler
3. Verluste
4. Generator
5. Netz
6. Spannungsregler (AVR)
7. Power System Stabiliser (PSS)

Das hydraulische System, der Turbinenregler, der mechanische Teil des Generators sowie die Verluste aus Turbine und Generator bilden den mechanisch-hydraulischen Teil des Kraftwerksmodells. Der elektrische Teil des Generators, das Netz sowie der Spannungsregler mit seinem Power System Stabiliser bilden

den elektrischen Teil des Modells. Eingangsgrößen des Gesamtmodells sind der Sollwert der Wirkleistung p_{GSet} sowie die Netzfrequenz f_N . Als weitere Eingangsgröße fungiert der Sollwert der Generatorspannung u_{GSet} . Ausgangsgrößen des Modells sind die in das Netz eingespeiste Wirkleistung p_G und Blindleistung q_G des Generators. In Shkopeti konnte die Blindleistung q_G sowie der Spannungssollwert u_{GSet} nicht gemessen werden. Idealerweise sollten die Teilmodelle so gestaltet werden, dass im Hinblick auf die später zu erfolgende Identifikation die jeweiligen Ein- und Ausgangsgrößen messtechnisch erfasst werden können.

4. Identifikation und Simulation

Im nächsten Schritt müssen dann die Parameter der erstellten Teilmodelle und des Gesamtmodells identifiziert werden. Dazu wurden im Kraftwerk Shkopeti zwei Versuche durchgeführt. Der erste Versuch wurde mit mehreren Wirkleistungssprüngen von ca. 1,0 MW Höhe durchgeführt. Dieser Versuch diente vor allem der Bestimmung der Kennlinien im hydraulischen System (Wirkungsgrad) sowie der Zusammenhänge zwischen dem Guide Vane G_V und dem Runner Blade R_U im Turbinenregler und für die Nachbildung der Kaplan Turbine. Auch für die Identifikation der Parameter im mechanisch-hydraulischen und elektrischen Teil des Modells war dieser Versuch bestens geeignet. Der zweite Versuch wurde mit einem Wirkleistungssprung von ca. 10 MW Höhe durchgeführt. Die Simulation dieses Versuches soll vor allem die Richtigkeit der identifizierten Parameter und Kennlinien bestätigen.

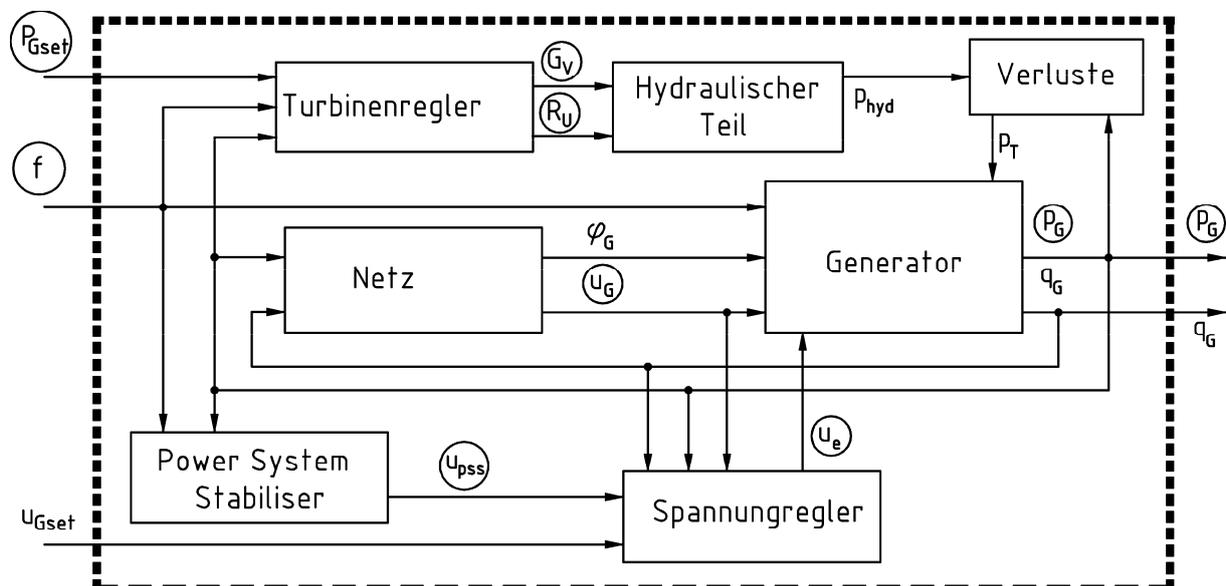


Abb. 4: Signalflussbild des Kraftwerks

Das Kernstück des mechanisch-hydraulischen Modells ist der Turbinenregler. Im Kraftwerk Shkopeti ist ein Turbinenregler vom Typ DTL eingebaut. Hersteller des Turbinenreglers ist die Firma Andritz aus Österreich. Der Turbinenregler besteht hauptsächlich aus dem frequenzgeführtem Leistungsregler und den Posi-

tionierregelkreisen für die elektro-hydraulisch betriebenen Stellorgane Pilot- und Hauptservo des Guide Vane des Runner Blade. Neben dem Generator ($S_N = 15 \text{ MVA}$, $\cos\varphi_N = 0,8$) und der Haupterregemaschine (Hersteller beider Maschinen ist die Firma ČKD aus Tschechien) ist der Spannungsregler mit integriertem PSS das Kernstück des elektrischen Teil des Kraftwerksmodells. Hersteller des Spannungsreglers ist die Firma Končar aus Kroatien.

Das Erregersystem mit AVR regelt die Klemmenspannung des Generators auf den Sollwert aus und stellt die nötige Energie für die Erzeugung des Generatorhauptfeldes bereit. Im AVR wird der Istwert der Generatorspannung mit einem Sollwert verglichen. Zusätzlich wird noch ein Signal des PSS sowie die mit einer Statik bewerteten Blindleistung auf den Summenpunkt geschaltet. Die Abweichung des Summensignals wird auf eine Regelstrecke mit PI-Verhalten geführt. Das Ausgangssignal des AVR bestimmt den Aussteuergrad der Ansteuer-signale für die Leistungstransistoren des Gleichrichters in der Haupterregemaschine. Der PSS wird im Kraftwerk Shkopeti zur Erhöhung der statischen Netzstabilität eingesetzt. Als Wirkung wird durch den PSS ein drehzahlproportional dämpfendes Generatormoment erzeugt, das im Verbundnetz aufkommende Wirkleistungspendelungen unterbindet.

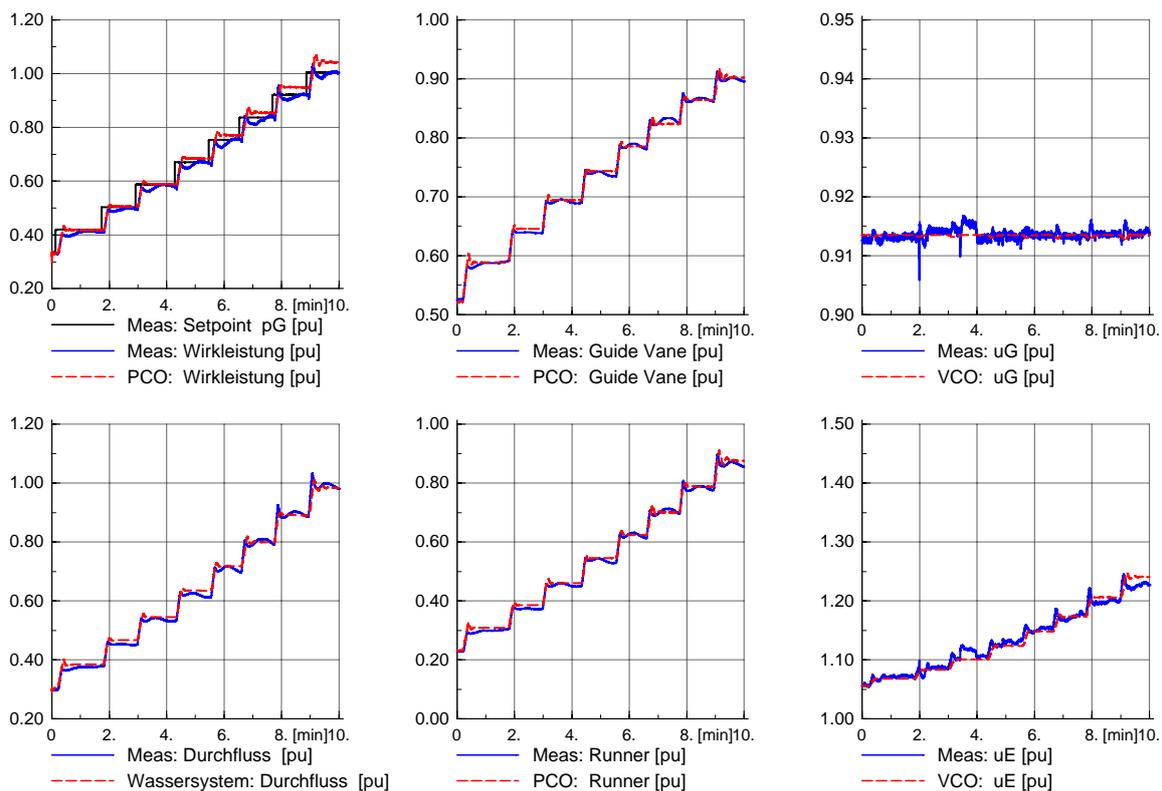


Abb. 5: Vergleich Messungen (blau) und Simulation (rot) des ersten Versuchs

Unter Verwendung der Netzberechnungssoftware DIgSILENT wurden zuerst die Parameter der einzelnen Teilmodelle und dann des gesamten Kraftwerks so identifiziert, dass eine bestmögliche Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erzielt wird. Der Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Mess-

kurven in Abb. 5 und Abb. 6 zeigt, dass das Kraftwerksmodell in der Lage ist, die beiden Messungen gut in Bezug auf das stationäre und dynamische Verhalten zu simulieren. Besonders zufrieden kann man mit den Simulationen des Durchflusses q_T , den Stellungen des Guide Vanes G_V und des Runner Blades R_U sein. Die Wirkleistung p_G kann in Verlauf und Amplitude gut nachgebildet werden. Die Generatorspannung u_G und Erregerspannung u_E werden besonders im ersten Versuch gut nachgebildet. Bei diesem Versuch wurde der Generator über den gesamten Messzeitraum mit einer Blindleistung von 0 MVar betrieben, d.h. mit reiner Wirkleistung. Im zweiten Versuch wird der Generator schrittweise in seinem Leistungsdiagramm von Abgabe kapazitiver bis induktiver Blindleistung gefahren. Um auch hier zufrieden stellende Simulationsergebnisse zu erzielen, müsste neben der fehlenden Messgröße Blindleistung q_G , die Eingangsgröße in den AVR ist, auch die Leerlaufkennlinie des Generators bekannt sein, d.h. die Sättigung im Generator müsste berücksichtigt werden.

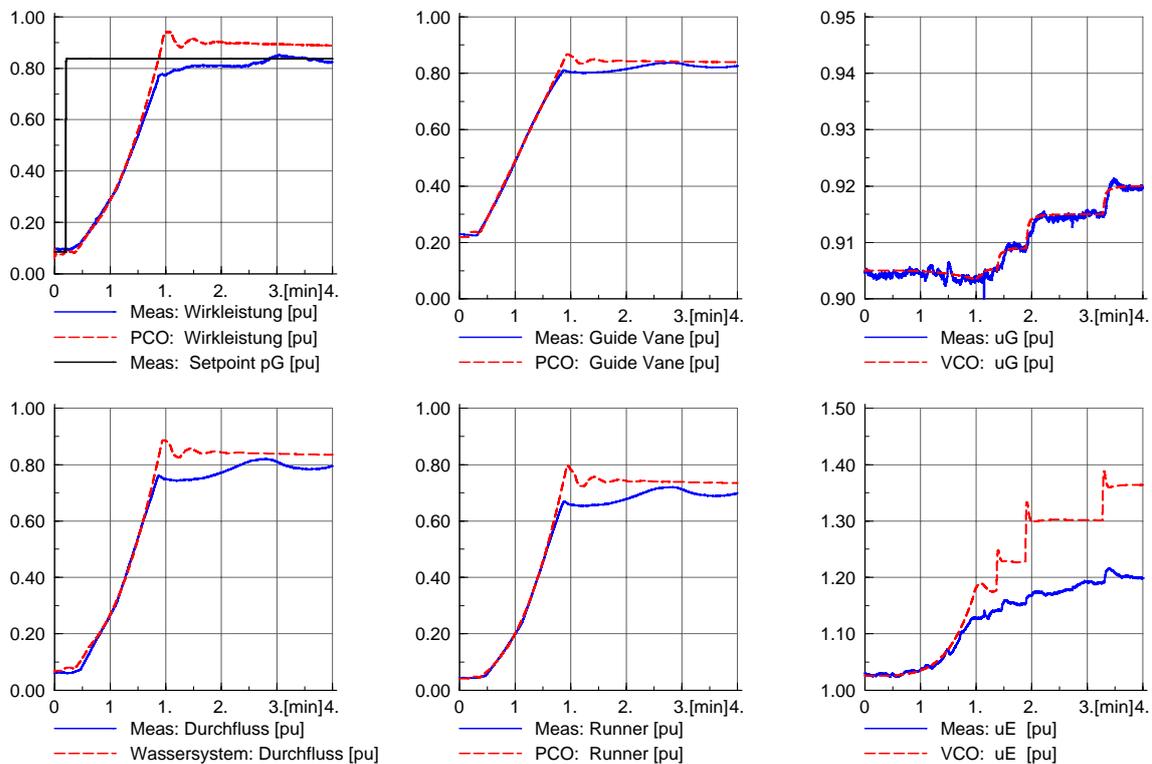


Abb. 6: Vergleich Messungen (blau) und Simulation (rot) des zweiten Versuchs

5. Literatur

- Prillwitz, F., Weber, H. (2001) Modellierung des mazedonischen Energieversorgungssystems. 10. Symposium Maritime Elektrotechnik
- Haase, T., Krüger, M., Weber, H. (2004) Simulation von Störfällen im südosteuropäischen Verbundnetz. 11. Symposium Maritime Elektrotechnik
- Prillwitz, F., Al-Ali, S., Haase, T., Weber, H., Saque, L. (2007) Simulation model of the hydro power plant Shkopeti. 6. Eurosim Congress, Ljubljana