

Steuerung der Verschlussorgane von wasserwirtschaftlichen Speichern – ein Ansatz zur Optimierung im Hochwasserfall

Reservoir operation – An optimisation model for flood management

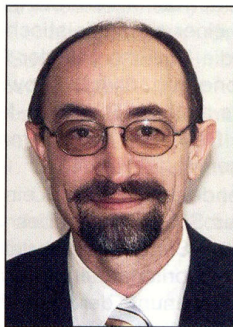
Von Christian Reszler, Günter Blöschl und Jürgen Komma, Wien

Mit 11 Abbildungen und 2 Tabellen

(Eingelangt am 3. Mai 2007)



Dipl.-Ing. Dr.techn.
Christian Reszler



Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing.
Dr.techn. Günter Blöschl



Dipl.-Ing.
Jürgen Komma

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wird ein Ansatz zur Optimierung des wasserwirtschaftlichen Speicherbetriebes bei Hochwasser vorgestellt. Der Ansatz ist als regelbasiertes Simulationsmodell formuliert, um auch nicht quantitativ vorliegende Informationen einzubeziehen. Die Berechnung der prognostizierten Steuerung der Verschlussorgane (Turbinen, Hochwasserentlastung) erfolgt nach Regeln, die unter Einbeziehung des Betreibers in einem iterativen Prozess entwickelt wurden. In den Regeln sind die Bewirtschaftungsziele des Betreibers aus der bisherigen Praxis implizit enthalten. Zu den Zielen zählen insbesondere die beiden konkurrierenden Bedingungen der Speicherfüllung am Ende des Ereignisses und der größtmöglichen Reduktion des Hochwasserscheitels. Der Ansatz wird am Beispiel der Kraftwerkskette am Kamp dargestellt. Szenarienrechnungen werden durchgeführt, um die Funktionsweise des Modells zu zeigen.

Abstract

This paper presents an optimisation approach for reservoir operation during floods. It is formulated as a rule based simulation model which facilitates the representation of non-quantitative information. The future operation of turbines and spillway gates is simulated based on a set of rules which have been developed in an iterative way in collaboration with the reservoir operator. The rules implicitly represent the main objectives of reservoir operation, in particular, the trade-off between hydropower generation and flood control which are associated with the conflicting objectives of filling the reservoirs at the end of events and maximum flood peak reduction, respectively. The performance of the model is illustrated by analysing scenarios and historic events of the multiple reservoir system at the Kamp river in Austria.

1. Einleitung

Bei der Bewirtschaftung von wasserwirtschaftlichen Speichern bzw. Speichersystemen stehen sich in der Regel mehrere – sich teilweise konkurrierende – Bewirtschaftungsziele gegenüber wie energiewirtschaftliche Aspekte, Hochwasserschutz im Unterlauf, Wasserversorgung und Tourismus. Durch Lösung einer Optimierungsaufgabe kann im Prinzip diejenige Steuerung

der Verschlussorgane wie Turbinen und Hochwasserentlastung gefunden werden, die unter den jeweiligen Gesichtspunkten ein Optimum darstellt. Ein derartiges Optimierungssystem kann mehrere Ziele verfolgen:

- Unterstützung der Betriebsführung in Echtzeit,
- Prognose der Hochwasserwelle im Unterlauf zum Zwecke des Zivilschutzes, und
- Training des Betreiberpersonals durch Testen unterschiedlicher hydrologischer Situationen.

Optimierungsaufgaben erlangten in den 60er und 70er Jahren des 20. Jahrhunderts vor allem im Bereich des Operations Research große Bedeutung. In dieser Zeit wurden vor dem Hintergrund der Entwicklung von leistungsfähigen Computern zahlreiche Methoden zur Optimierung des Speicherbetriebs entwickelt, etwa auf Basis linearer Programmierung, dynamischer Programmierung, nichtlinearer Programmierung und Simulation (z.B. [1] [2] [3] [4]). Lineare Programmierung (LP) ist eine häufig verwendete Methode zur Lösung von Optimierungsaufgaben in der Wasserwirtschaft. Mit dieser Methode können alle Probleme behandelt werden, bei denen die Beziehungen zwischen den Variablen in linearer Form vorliegen oder unter bestimmten Annahmen linearisiert werden können. Dynamische Programmierung (DP) [5] kann bei Optimierungsproblemen angewandt werden, die aus vielen gleichartigen Teilproblemen bestehen, und deren optimale Lösung sich aus optimalen Lösungen der Teilprobleme zusammensetzt. Die Methode ist in der Wasserwirtschaft weit verbreitet, da es sich hier in der Regel um mehrstufige Entscheidungsprozesse handelt, das heißt, dass sich die mitunter komplexen Systeme mit vielen Variablen in eine Folge von Teilproblemen unterteilen lassen. Nichtlineare Programmierung (NLP) hat in der Wasserwirtschaft nicht sehr hohe Popularität erlangt, da der Optimierungsprozess aufgrund der üblicherweise sehr komplizierten mathematischen Formulierungen hohe Ansprüche an die Rechen- und Speicherleistung der Computer stellt [1].

Derartige Optimierungsmodelle werden unter Verwendung einer Zielfunktion formuliert, die durch einen Satz von Entscheidungsvariablen unter Berücksichtigung der Randbedingungen minimiert oder maximiert wird. Entscheidungsvariablen sind

zum Beispiel die Abgabe aus dem Speicher oder das Speichervolumen am Ende der betrachteten Periode. Randbedingungen betreffen die physikalischen Gegebenheiten der Anlage wie Nutzinhalt, Turbinenkapazität, Hochwasserentlastung, die Massenbilanz sowie bescheidmäßige Vorgaben der Betriebsweise der Speicher wie etwa maximale Staukoten. Typischerweise fließen ökonomische Kosten-Nutzen-Aspekte in die Formulierung der Zielfunktion ein [2]. In [6] beispielsweise wird als Zielfunktion für die Optimierung des Betriebs eines Speichersystems im Wallis (Schweiz) eine Kostenfunktion an den relevanten Flussabschnitten unterhalb der Speicher minimiert. Der Nutzen der an den Speichern gesetzten Maßnahmen zur Reduktion der Hochwasserspitze bezüglich Ausuferungen an den betrachteten Flussabschnitten, abgeleitet aus Gefahrenzonenplänen, sowie energiewirtschaftliche Einbußen der Kraftwerksbetreiber zufolge eines möglichen Fehlalarms fließen in diese Kostenfunktion ein.

In vielen Fällen ist es allerdings nicht möglich, eine geeignete Zielfunktion aufzustellen und monetär zu bewerten. Wegen der manchmal erheblichen Schwankungen des Energiepreises kann der Nutzen bei der Energieerzeugung nicht präzise angegeben werden. Vermiedene Schäden im Unterlauf haben oft eher politischen als ökonomischen Charakter und auch der Nutzen für den Tourismus ist schwer zu bewerten. Ausrichtung auf eine einzige optimale Lösung des Bewirtschaftungsproblems ist dann nicht sinnvoll. [7] schreibt dazu: „In systems with multiple objectives the existence of one solution superior with respect to all objectives is very unlikely. This is especially true in reservoirs where conflicts almost always exist between hydropower and flood control, water supply and recreation, and hydropower and water conservation. In such situations the notion of one optimal solution is meaningless unless specific priorities are established on the value of each objective.“ Im Gegensatz zu diesen expliziten Optimierungsmethoden wird deshalb bei einem anderen Lösungsansatz, der mathematischen Simulation, keine explizite Zielfunktion aufgestellt. Mit Simulationsmodellen wird in der Wasserwirtschaft gearbeitet, um das mitunter komplexe Systemverhalten eines Speichers bzw. einer Speicherkette näherungsweise mit einem Modell nachzubilden unter speziellen Annahmen betreffend den Input, die Betriebsregeln und die Randbedingungen. Mit alternativen Annahmen können dann mehrere Simulationen durchgeführt werden, wodurch ersichtlich wird, wie das System auf geänderte Bedingungen reagiert. Das erlaubt dem Betreiber, eine geeignete Betriebsführung zu wählen [2] [8].

Eine spezielle Form dieser Simulationsmodelle sind regelbasierte Methoden. Diese werden meist als Expertensysteme bezeichnet [9]. Basierend auf einem Satz von Steuerungsregeln sollen Expertensysteme alle zum Speichermanagement relevanten Einflussgrößen einbeziehen und in Form von rechnergestützten interaktiven Systemen der Unterstützung der Entscheidungsträger dienen. Der Vorteil derartiger regelbasierter Ansätze besteht darin, dass auch verbale Informationen zu den Optimierungszielen einbezogen werden können, wie Informationen, die dem Kraftwerksbetreiber aus der bisherigen Erfahrung mit der Bewirtschaftung des Systems bekannt sind. Außerdem sind solche Methoden meist robust und können im kontinuierlichen Betrieb in allen denkbaren Situationen in kurzer Rechenzeit stabile Ergebnisse liefern. Der regelbasierte Ansatz liefert, wie andere Methoden der Simulation, eine quasi-optimale Lösung. [10] zeigt dazu Beispiele von Regeln hinsichtlich bestimmter Bewirtschaftungsziele aus bestehenden Betriebsplänen sowie Möglichkeiten zu deren mathematischer Umsetzung.

Eine wichtige Eingangsgröße für die Optimierung des Speicherbetriebes ist der zukünftige Zufluss in den Speicher. Die Un-

sicherheiten der Zuflussprognosen spielen im Hochwasserfall eine wesentliche Rolle [z.B. 11]. Eine unter Annahme fehlerfreier Zuflussprognosen optimale Betriebsweise kann, wenn die Prognosen fehlerbehaftet sind, weit vom Optimum entfernt sein. Deshalb kann es notwendig sein, im Falle von Fehlprognosen, Entschädigungen für die Kraftwerksbetreiber zu vereinbaren [6]. Da Zuflussprognosen immer fehlerbehaftet (d.h. unsicher) sind, müssen diese explizit berücksichtigt werden. [12] schlagen vor, die Prognoseunsicherheit in Form von Regeln zu berücksichtigen. [13] stellen ein Modell zur Vorhersage der Abgabe aus dem Kraftwerk Folsom (Kalifornien, USA) vor, das im operationellen Betrieb neben einer deterministischen Vorhersage auch eine Aussage über die Unsicherheit der Prognosen mittels Monte-Carlo Simulationen ermöglicht. Sowohl im operationellen Betrieb (online) als auch im Planungs-Modus (offline) können mit diesem Modell Szenarien mit alternativen Annahmen der Betriebsführung gerechnet werden.

In der vorliegenden Arbeit wird ein kombinierter Ansatz zur Optimierung des Speicherbetriebes vorgestellt. Der Ansatz ist als regelbasiertes Simulationsmodell formuliert, um die auch nicht quantitativ vorliegenden Informationen einbeziehen zu können. Die Berechnung der zukünftigen Steuerung der Verschlussorgane (Turbinen, Hochwasserentlastung) erfolgt nach Regeln, in denen die Bewirtschaftungsziele des Betreibers aus der bisherigen Praxis implizit enthalten sind. Für manche Regeln wird eine Zielfunktion aufgestellt, die unter Verwendung eines Suchalgorithmus direkt optimiert wird. Außerdem berücksichtigt der Ansatz die Unsicherheit der Zuflussprognosen in expliziter Weise.

Der Ansatz wird am Beispiel der Kraftwerkskette am Kamp dargestellt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Hochwasserfall. Energiewirtschaftlichen Vorgaben zufolge soll der größtmögliche Nutzen aus den erhöhten Zuflüssen zu den Speichern gezogen werden. Das heißt, die Turbinen sollen bestmöglich eingesetzt werden, sodass möglichst wenig Wasser ungenutzt über das Wehr abgegeben werden muss, und die Speicher sollen nach dem Ereignis womöglich gefüllt sein. Zum Hochwasserrückhalt andererseits soll freies Speichervolumen geschaffen bzw. eine freie Lamelle im Speicher vorgehalten werden. Dadurch kann im Bereich der Hochwasserspitze der Scheitel reduziert werden, ohne die zulässigen Staukoten zu überschreiten. Gesucht ist die nach diesen Gesichtspunkten optimale Steuerung der Verschlussorgane, das heißt jene Steuerung, welche beide konkurrierenden Vorgaben bestmöglich erfüllt. Der Optimierungsansatz wurde im Zusammenhang mit dem von der TU Wien für den Kamp erstellten Hochwasservorhersagemodell entwickelt [14]. Das Hochwasservorhersagemodell stellt die für das Optimierungsmodell notwendigen Zuflussprognosen bereit. Umgekehrt werden die Ergebnisse des Optimierungsmodells, insbesondere die zukünftige Abgabe aus der Speicherkette, zur Erstellung von Abflussvorhersagen im Unterlauf des Kamp verarbeitet. Außerdem kann das Optimierungsmodell im Hochwasserfall als Entscheidungshilfe für den Betrieb der Kraftwerke genutzt werden und bietet die Möglichkeit des Trainings des Betreiberpersonals.

2. Kraftwerkskette Kamp

2.1 Situation und technische Daten der Kraftwerkskette

Die Kraftwerkskette Kamp der EVN-AG im Norden Österreichs besteht aus den Kraftwerken Ottenstein, Dobra/Krumau und Thurnberg/Wegscheid (Abb.1). Der Kamp durchfließt die Kette von West nach Ost. Die Stauwurzel des Speichers Ottenstein befindet sich knapp unterhalb des Stiftes Zwettl. Der Kamp entwässert bis zum Stift Zwettl ein Gebiet von ca. 630 km². Direkt

beim Kraftwerk Ottenstein beginnt der Speicher Dobra. Vom Speicher Dobra gelangt das Triebwasser über eine 3 km lange Druckrohrleitung zum Kraftwerk in Krumau, direkt an der Stauwurzel des untersten Speichers Thurnberg gelegen. Der Speicher Thurnberg ist der kleinste der drei Speicher; das zugehörige Kraftwerk befindet sich knapp unterhalb im Ort Wegscheid. Mehrere Zubringer münden direkt in die Stauseen, wobei der Purzelkamp mit 95 km² die größte Einzugsgebietsfläche besitzt. Die gesamte Einzugsgebietsfläche der Kraftwerkskette beträgt 1015 km² (siehe Tab. 1).

Tabelle 1 zeigt einen zusammenfassenden Überblick über die technischen Daten der Kraftwerkskette Ottenstein-Dobra-Thurnberg am Kamp. Der Speicher Ottenstein besitzt den größten Stauraum der Speicherkette mit 4,3 km² Oberfläche und 51 Mio. m³ Nutzinhalt. Bezüglich Speichercharakteristik stellt Ottenstein einen Jahresspeicher dar; der Speicher wird im Zuge eines Jahres abgearbeitet. Die Hochwasserentlastung besteht aus zwei Klappen mit einer Überfallbreite von je 27 m (Abb. 2). Der maximale Turbinendurchfluss beträgt für die 4 Maschinen in Summe 100 m³/s. Zwei der Maschinen sind als Pumpen einsetzbar (Umkehrung). Vom unterliegenden Speicher Dobra wird bei Bedarf Wasser in den Speicher Ottenstein zurück gepumpt. Der Speicher Dobra besitzt bei Stauziel eine Oberfläche von 1,5 km² und einen Nutzinhalt von 20 Mio. m³. Er dient als Wochenspeicher bzw. Ausgleichsspeicher des Kraftwerks Ottenstein. Die Hochwasserentlastung ist ein freier Überfall über einen festen Wehrrücken mit einer Breite von 65 m. Eine Steuerung der Abgabe ist nur über die Turbinen möglich. Der maximale Turbinendurchfluss im Kraftwerk Krumau beträgt für die drei Maschinen in Summe 30 m³/s. Der Speicher Thurnberg hat die Funktion eines Ausgleichsbeckens und besitzt bei Stauziel eine Oberfläche von 0,4 km² und einen Nutzinhalt von 0,8 Mio. m³.

Die Höhendifferenz zwischen Stauziel und Absenkziel beträgt im Normalfall lediglich 2 m, in Ausnahmefällen 4 m (Tagespeicher). Die Hochwasserentlastungsanlage besteht aus drei Senkschützen mit je 8,60 m Breite. Die Betriebswassermenge beträgt 16,5 m³/s (2 Maschinen).

Grundsätzlich hat der größte Speicher Ottenstein den größten Einfluss auf die Verformung der Hochwasserwelle. Bei genügend großem Speicherfreiraum am Beginn des Ereignisses ist durch eine entsprechende Steuerung der Klappen eine gewisse Volumen- und Scheitelreduktion möglich. Sind die Klappen vollständig gesenkt, erfolgt nur noch die natürliche Retention durch den Überstau im Speichersee. Die Speicher Dobra und Thurnberg besitzen einen viel geringeren Einfluss auf die Hochwasserwelle. Im Speicher Dobra kann es lediglich zu einer merkbaren Verzögerung der Welle kommen, wenn der Speicher abgesenkt ist.

2.2 Typische Betriebsweisen und Betriebssituationen

Als Grundlage für die Entwicklung des Optimierungsmodells werden vorerst typische Betriebsweisen der Kraftwerkskette in der Vergangenheit analysiert. Der typische Betrieb der Speicher ist abhängig von der jeweiligen Situation. Je nach Ereignistyp (Ereignisgröße, saisonales Auftreten) werden vom Betreiber Betriebsweisen angewandt, die alle innerhalb der bescheidmäßigen Vorgaben (etwa die maximal zulässigen Staukoten) liegen, sich aber deutlich voneinander unterscheiden. So wird zum Beispiel vor Beginn der Schneeschmelze oder nach einem Hochwasserereignis, wenn die Böden gesättigt sind, versucht Stauraum freizuhalten, um eventuell nachfolgende erhöhte Zuflüsse in den Speichern auffangen zu können. Bei trockenen Verhält-

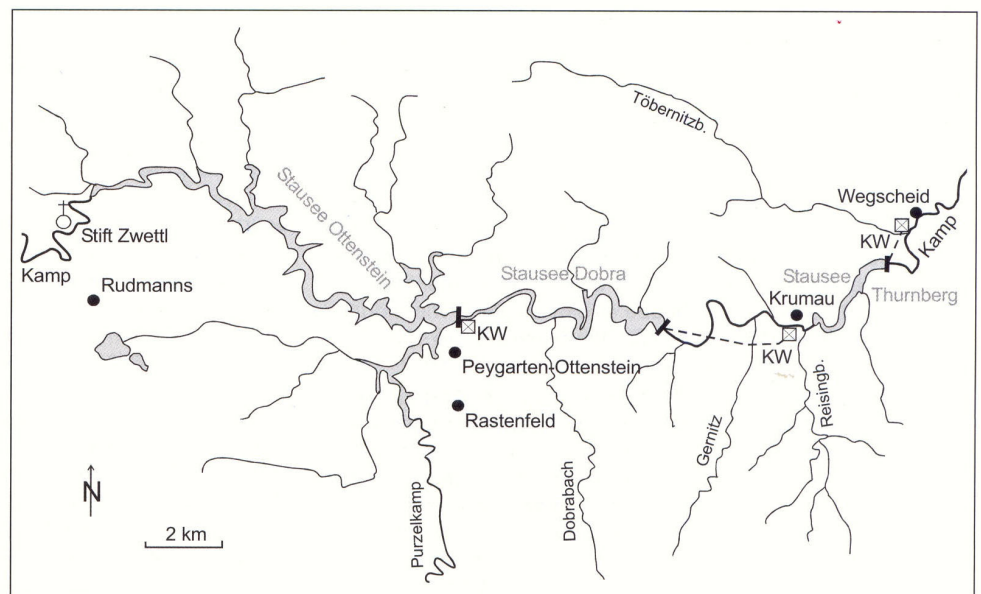


Abb.1. Situation der Kraftwerkskette Kamp.

Tabelle 1: Überblick über die technischen Daten der Kraftwerkskette Ottenstein-Dobra-Thurnberg (KW bedeutet Kraftwerk, A_E die Einzugsgebietsfläche, STZ das Stauziel, V den Nutzinhalt, O die Oberfläche bei Stauziel, HWE die Art der Hochwasserentlastung, Ma die Maschinen).

Speicher	KW	A _E (km ²)	STZ (m)	V (10 ⁶ m ³)	O (km ²)	HWE	Turbinen
Ottenstein	Ottenstein	889	495,0	51	4,3	2 Stauklappen	4 Ma Σ100m ³ /s
Dobra	Krumau	940	437,0	20	1,5	fester Überfall	3 Ma Σ30m ³ /s
Thurnberg	Wegscheid	1015	364,0	0,8	0,4	3 Senkschützen	2 Ma Σ16,5m ³ /s



Abb.2. Klappenüberfall an der Sperre Ottenstein beim Hochwasser August 2002 (Foto: Österr. Bundesheer).

nissen oder bei kurzen Gewittern wird die Abgabe oftmals unverändert gelassen, da aufgrund der geringeren Zuflussvolumina zu erwarten ist, dass die Welle in den Speichern aufgefangen werden kann.

Konkret stellt sich im Hochwasserfall die typische Betriebsführung folgendermaßen dar, dass in Abhängigkeit der gemeldeten Durchflüsse an den Oberliegerpegeln und der im Einzugsgebiet gefallenen Niederschläge sowie unter Einbeziehung des vorhandenen freien Speichervolumens aller drei Speicher die Abgabe (Turbinenabgabe, Abgabe über das Wehr) für die nächsten Stunden vom Werksleiter in Ottenstein festgelegt wird. Fällt die Entscheidung für eine Erhöhung der Abgabe, so werden üblicherweise zuerst in Thurnberg/Wegscheid die zwei Maschinen angeworfen und die Abgabe auf $16,5 \text{ m}^3/\text{s}$ erhöht. Steigt der Zulauf weiter, werden die Schützen an der Sperre Thurnberg gesenkt und die Abgabe bis auf in Summe $30 \text{ m}^3/\text{s}$ erhöht. Im nächsten Schritt wird unter Bedachtnahme auf die Zuflüsse zum Kamp unterhalb der Speicherkette entschieden, zu welchem Zeitpunkt mehr als $30 \text{ m}^3/\text{s}$ in den Unterlauf des Kamp abgegeben werden. Bei entsprechenden Gegebenheiten kann die Abgabe in Ottenstein frühzeitig erhöht und der Wasserspiegel im Speicher vorabgesenkt werden, um ein möglichst großes Volumen der zulaufenden Welle in der freigemachten Lamelle auffangen zu können. Die Abgabe erfolgt so lange wie möglich ausschließlich über die Turbinen (in Ottenstein z.B. bis $100 \text{ m}^3/\text{s}$). Die Pumpen werden bei Hochwasser nicht eingesetzt.

Fällt die Entscheidung für eine Verringerung der Abgabe, werden die Klappen bzw. Schützen gehoben. Wird weniger abgegeben als zuläuft, kommt es zu einer Aufspiegelung im Speicher. Im Scheitelsbereich der Hochwasserwelle ist der Zeitpunkt der Klappen- bzw. Schützenhebung kritisch und schwer entscheidbar. Beginnt man im Falle des Speichers Ottenstein mit der Klappenhebung zu früh, wird der Speicher vor Eintreffen des Scheitels vollständig aufgefüllt, und es besteht keine Möglichkeit mehr, die Zulaufwelle im Bereich der Spitze zurückzuhalten, da der Wasserspiegel konstant gehalten werden muss, sobald das Stauziel erreicht ist. Um den Wasserspiegel konstant zu halten, werden die Klappen derart gesteuert, dass gleich viel abgegeben wird wie zuläuft. Sind die Klappen vollständig gelegt, kann die Hochwasserwelle nicht mehr beeinflusst werden und die natürliche Seeretention setzt ein, die aufgrund der großen Oberfläche des Speichers Ottenstein beträchtlich ist. Erfolgt die Aufspiegelung erst nach dem optimalen Zeitpunkt, bleibt der Wasserspiegel im Speicher nach dem Ereignis womöglich weit unter dem Stauziel, was aus energie-

wirtschaftlichen Gründen nicht angestrebt wird. Das Wissen über Zeitpunkt und Größe der zulaufenden Hochwasserspitze ist zur Steuerung also äußerst wichtig. Durch die Nutzung des freien Speichervolumens wurden vom Betreiber in der Vergangenheit kleinere und mittlere Hochwässer in den Speichern aufgefangen bzw. deren Scheitel reduziert. Wie das Extremhochwasser im August 2002 zeigte, sind allerdings die Möglichkeiten des Hochwasserschutzes durch die Charakteristik der Anlage begrenzt, da die Zuflussvolumina im Vergleich zu den freien Speichervolumina sehr groß sein können [15].

3. Entwicklung des Optimierungsmodells

3.1 Grundsätzliche Vorgangsweise

Optimierungsmodelle werden oft im akademischen Bereich entwickelt und manchmal ist die Akzeptanz der Modelle bei den Kraftwerksbetreibern, also den Nutzern der Ergebnisse, gering. [1] führt dazu aus: „[...] the reservoir operators are still very reluctant to use optimization models for their day to day scheduling of water releases and power generation. The reasons can be summarized as follows: 1. Most of the reservoir operators have not been directly involved in the development of the computer model and thus are not entirely comfortable in using the model, particularly under the situation where modifications have to be made in the model to respond to changes encountered in the day to day operation. 2. [...]“. Das aktive Einbeziehen der Kraftwerksbetreiber bei der Entwicklung des Optimierungsansatzes wird deshalb in dieser Arbeit als ganz wesentlich angesehen. Dabei wird ein mehrfaches Ziel verfolgt: Zum einen stärkt es das Vertrauen des Betreibers in das Modell. Der Betreiber wird das Modell im täglichen Betrieb nur dann effizient nutzen können, wenn er ein Gefühl für das Modellverhalten hat und die Ergebnisse interpretieren und erklären kann. Das Modell soll dabei so übersichtlich wie möglich und für den Betreiber nachvollziehbar gestaltet werden. Zum zweiten können in der Entwicklungsphase die Erfahrungen des Betreibers aus der bisherigen Praxis genutzt werden, wodurch Expertenwissen in die Erstellung des Modells einfließt. Der Betreiber besitzt Erfahrungen bei unterschiedlichen hydrologischen und meteorologischen Situationen – auch im Umgang mit Prognosen – und kann beurteilen, wie sich eine gewählte Betriebsweise auf das Systemverhalten auswirkt. Damit können auch solche Aspekte indirekt erfasst werden, die nicht numerisch quantifizierbar sind. Zum dritten ermöglicht die Vorgangsweise einen frühzeitigen Test des Optimierungsmodells für unterschiedliche zu erwartende Situationen. Dies ist für die Robustheit des Modells im operationellen Betrieb wichtig.

Das Einbeziehen der Kraftwerksbetreiber bei der Entwicklung des Optimierungsmodells kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. [16] prägt den Begriff des „shared vision modeling“, bei dem in der Planungsphase und Modellierung alle unterschiedlichen Interessen einbezogen werden sollen. Im Vordergrund steht das Erzielen eines Konsenses zwischen allen beteiligten Parteien, und zwar bereits in der Planungs- und Entwicklungsphase. [17] stellen ein Expertensystem vor, in dem in einem interaktiven Prozess der Nutzer – in diesem Fall der Kraftwerksbetreiber – in die Entwicklung des Modells zur Speicherbewirtschaftung einbezogen wird, um das Vertrauen des Nutzers in das Modell zu stärken. Eine ähnliche Vorgangsweise, in die die Anwender eingebunden sind, beschreibt [18] im Zusammenhang mit der Entwicklung eines Hochwasservorhersagemodells. Das Vertrautwerden des Anwenders mit dem Modell steht dabei im Vordergrund.

In der vorliegenden Arbeit wird das Optimierungsmodell gemeinsam mit dem Betreiber in einem iterativen Prozess ent-

wickelt. Die meist in verbaler Form vorliegenden Optimierungsziele und -kriterien aus der Praxis werden in Regeln umgesetzt und mathematisch abstrahiert. Aus den Erfahrungen der Betreiber können aus der Vielzahl der Einflussgrößen die maßgeblichen Ziele und Kriterien für die Steuerung der Speicher im Hochwasserfall abgeleitet werden und untergeordnete Aspekte der Betriebsführung vernachlässigt werden. Ziel der Modellentwicklung ist die Vereinfachung des komplexen Systems der Kraftwerkskette, um die Steuerung anhand relativ einfacher und übersichtlicher Regeln beschreiben zu können. Die Einfachheit und Übersichtlichkeit der Regeln ist Voraussetzung für das Verständnis des Modellverhaltens an sich und für die Kommunikation zwischen Betreiber und Entwickler betreffend die Optimierungsziele, Kriterien, typischen Betriebsweisen, etc.. Zudem trägt eine einfache Modellstruktur zur Robustheit des Modells bei. Es soll im kontinuierlichen operationellen Betrieb einsetzbar sein, das heißt bei allen denkbaren Situationen mit relativ kurzer Rechenzeit plausible und stabile Ergebnisse liefern.

Die iterative Vorgangsweise sieht nun folgendermaßen aus (Abb. 3): Vorab wird angenommen, dass Prognosen der Zuflüsse zu den Speicherseen vorliegen. Dabei werden die zu erwartenden Prognosefehler berücksichtigt. Nun wird ein vorläufiger Satz von Steuerungsregeln aufgestellt. Mit diesen Regeln werden Testrechnungen durchgeführt, und zwar für hypothetische Szenarien als auch für in der Vergangenheit aufgetretene Hochwasserereignisse. Wichtig ist dabei, dass alle relevanten Situationen bzw. Kombinationen von Situationen abgedeckt werden. Zuflusswellen unterschiedlicher Größe und Dauer, unterschiedliche Anfangsbedingungen des Wasserstands in den Speichern und unterschiedliche Abgaben am Beginn der Prognose werden gewählt. Im nächsten Schritt folgt die Bewertung und Interpretation der Ergebnisse der Testrechnungen in einer Diskussionsrunde mit den Vertretern des Betreibers. Es wird versucht die Frage zu beantworten, ob in der Praxis ähnlich der simulierten Betriebsweise gehandelt werden würde. Zudem werden Vergleiche mit der durchgeführten Betriebsweise bei vergangenen Ereignissen hergestellt. In die Diskussion fließen neben rein technischen Aspekten, wie das Zeitverhalten des Speichersystems, auch wasserwirtschaftliche und politische Aspekte ein. So werden zum Beispiel Grenzen für den Übergang vom Regelbetrieb (Nieder- und Mittelwasser) zum Hochwasserbetrieb diskutiert. Diskutiert wird auch, in welchen Situationen und bis zu welchem Maße eine Vorabsenkung zulässig wäre, ohne dass es im Falle von Fehlprognosen zu energiewirtschaftlichen Einbußen oder zur Erzeugung künstlicher Hochwässer im Unterlauf käme. Im letzteren Fall orientiert sich die Maximalabgabe zur Vorabsenkung an den Durchflusskapazitäten an kritischen Querschnitten am Unterlauf des Kamp. Die Vorlage von Szenarien erleichtert in der Diskussionsrunde die Analyse des Modellverhaltens bei unterschiedlichen Bedingungen und trägt zudem zum Verständnis des gesamten Speichersystems bei. Durch eine Bewertung der Szenarien und das Setzen von Prioritäten durch den Betreiber können die maßgeblichen Kriterien und Randbedingungen der Betriebsweise im Hochwasserfall definiert werden.

Werden die Ergebnisse der Szenarienrechnungen von der Diskussionsrunde mit dem Betreiberpersonal für plausibel befunden und akzeptiert, dann werden die Regeln beibehalten. Andernfalls kommt es zu einer Erweiterung bzw. Neuformulierung des Regelsatzes, womit neuerlich die Szenarienrechnungen durchgeführt werden und der Diskussionsprozess wiederholt wird (Abb. 3). Diese iterative Vorgangsweise kann als eine Modelleichung an den Betrieb in der Vergangenheit sowie an die Einschätzung des Betreiberpersonals bei den hypothetischen Szenarien angesehen werden. Der endgültige Regelsatz wird schließlich implementiert.

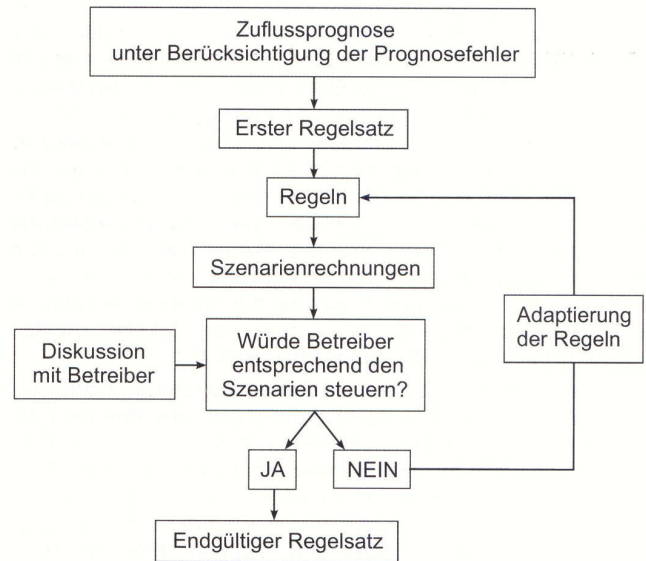


Abb.3. Iterative Entwicklung der Steuerungsregeln unter Einbindung des Kraftwerksbetreibers.

3.2 Systemformulierung für den Kamp

Die iterative Entwicklung ergab die folgende Systemformulierung für die Speicherkette am Kamp: Die Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems bilden die zukünftigen Abgaben über die Prognosefrist aus den einzelnen Speichern. Sie unterliegen Randbedingungen wie den Gegebenheiten der Anlage (Nutzinhalt, Turbinenkapazität, Kapazität der Hochwasserentlastungsanlage, etc.), der Massenbilanz und den bescheidmäßigen Vorgaben. Abbildung 4 zeigt schematisch das Speichersystem. Die Abgabe eines Speichers setzt sich zusammen aus dem Turbinendurchfluss Q_T und dem Durchfluss über das Wehr Q_W . Im Falle der Sperren Ottenstein und Thurnberg kann die Abgabe über das Wehr durch Klappen bzw. Schützen gesteuert werden. Bei bekanntem Wasserstand im Speicher sind der Wehrdurchfluss und die Wehrstellung über die Kennlinie der Hochwasserentlastung ineinander überführbar. Die Hochwasserentlastung der dazwischen liegenden Sperre Dobra ist ein fester Überfall; die Abgabe kann nur über die Turbinen gesteuert werden. Zusätzlich erhält jeder Speicher einen Zufluss Q_Z aus dem direkten, unbeeinflussten Einzugsgebiet. In Anlehnung an den typischen Betrieb der Speicher in der Vergangenheit wird in die Optimierung weiters die Situation an einer Kontrollstrecke im unteren Kampthal bezüglich kritischer Durchflusskapazitäten K einbezogen.

Das Optimierungsmodell soll in Echtzeit den Verlauf der fünf Entscheidungsvariablen über die Prognosefrist bestimmen. Da die zeitliche Auflösung der Prognosen 15 Minuten und die Prognosefrist 48 Stunden beträgt, besteht jede der fünf Ent-

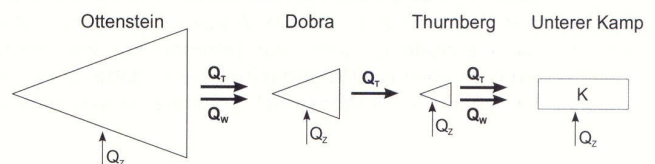


Abb.4. Optimierungsschema der Speicherkette Kamp. Turbinendurchfluss Q_T , Durchfluss über das Wehr Q_W , Zufluss aus dem direkten Einzugsgebiet Q_Z , Durchflusskapazität K . Die Entscheidungsvariablen der Optimierung sind fett gekennzeichnet.

scheidungsvariablen aus einem Vektor mit 192 Zeilen. Es wäre denkbar, das nichtlineare Optimierungsproblem mit 960 Unbekannten durch Definition einer Zielfunktion für jeden Prognosezeitpunkt zu lösen. Für die Optimierung der Kraftwerkskette Kamp ist die Formulierung einer Zielfunktion jedoch nicht sinnvoll, da Energiepreise stark schwanken, vermiedene Schäden im Unterlauf oft eher politischen als ökonomischen Charakter haben und auch der Nutzen für den Tourismus schwer zu bewerten ist. Außerdem wäre ein derartiges Optimierungsmodell für den Betreiber schwer zu interpretieren und nachzuvollziehen. Aus diesen Gründen wird ein regelbasierter Ansatz zur Berechnung der zukünftigen Steuerung der Speicher gewählt. Die Regeln werden folgendermaßen formuliert: „WENN (REGELKRITERIUM), DANN (REGELMASSNAHME)“.

Aus der Analyse der bisherigen Betriebsweise der Kraftwerkskette und der Szenarien geht hervor, dass die Betriebsweise hauptsächlich vom prognostizierten Zufluss und vom freien Speichervolumen in der gesamten Kampkette abhängt. Es ist daher naheliegend, in der Optimierung diese beiden Variablen als maßgebliche Kriterien zur Bestimmung der Entscheidungsvariablen Turbinendurchfluss und Klappen- bzw. Schützen durchfluss heranzuziehen. Da für alle zukünftigen Zeitpunkte die Entscheidungsvariablen errechnet werden müssen, sind die beiden Kriterien nicht nur am Beginn, sondern über die gesamte Prognosefrist (48 Stunden) zu betrachten. Als maßgebend wird der maximale Wert des prognostizierten Zuflusses und das minimale freie Speichervolumen innerhalb der Prognosefrist angesehen. Werden also bestimmte Marken des Zuflusses oder des freien Speichervolumens innerhalb der Prognosefrist überschritten (Regelkriterium), wird rechnerisch eine Regelmaßnahme gesetzt.

Aus Massenbilanzüberlegungen ergibt sich der Zufluss zum unterliegenden Speicher aus der Summe der Abgabe des oberliegenden Speichers und des Zuflusses aus dem direkten Einzugsgebiet. Die Abgabe aus dem Oberlieger soll aber bereits der optimierte Wert sein, wodurch sich eine Rückkoppelung ergibt. Um eine robuste Lösung zu erhalten, wird das System räumlich entkoppelt und zur Ermittlung der Kriterien Zufluss und freies Volumen über die Prognosefrist lediglich der oberste, größte Speicher Ottenstein herangezogen. Da dieser den größten Nutzinhalt und das größte direkte Einzugsgebiet der drei Speicher besitzt, ist diese Annahme für den Hochwasserfall plausibel. Die freien Speichervolumina der beiden kleineren Speicher spielen nur bei Nieder- und Mittelwasser eine Rolle. Der Zufluss zum Speicher Ottenstein über die Prognosefrist wird durch das hydrologische Abflussmodell bereitgestellt. Er geht daher als eine von der Betriebsweise unabhängige Größe in das Optimierungsmodell ein. Für das freie Speichervolumen stellt sich die Situation, auch bei Betrachtung eines einzelnen Speichers, anders dar. Das freie Speichervolumen über die Prognosefrist ist nicht nur abhängig vom Speicherinhalt am Beginn des Ereignisses und dem Zufluss während des Ereignisses, sondern auch von der Wassermenge, die aus dem Speicher über die betrachtete Periode abgegeben wird. Hier besteht immer noch eine Kopplung zwischen dem Kriterium „freies Volumen“ und der Entscheidungsvariable „Abgabe“. Diese zeitliche Kopplung wird aufgelöst, indem zur Berechnung des freien Speichervolumens über die Prognosefrist die Abgabe aus dem Speicher als über die Prognosefrist konstant angenommen wird.

3.3 Steuerungsregeln

Neben der Systemformulierung sind die Steuerungsregeln das Ergebnis des iterativen Entwicklungsprozesses mit dem Kraftwerksbetreiber. Grundsätzlich sind die Regeln so beschaffen,

dass ein eventuell freies Speichervolumen zur Reduktion des Hochwasserscheitels genutzt wird und Hochwässer in den Speichern womöglich zurückgehalten werden, um die Speicher aufzustauen. Acht Regeln wurden gewählt, die sich entsprechend den wichtigsten Betriebssituationen in vier Gruppen gliedern: Schönwetterregeln; Freies-Volumen-Regel; Vorabsenkregeln; und Schlechtwetterregeln (Tabelle 2).

Ist der prognostizierte Zufluss klein, besteht kein Handlungsbedarf. Die rechnerische Abgabe aus der Speicherkette bleibt deshalb über die Prognosefrist unverändert (Schönwetterregel R1) bzw. wird auf den Zufluss erhöht (Schönwetterregel R2). Sind größere Zuflüsse prognostiziert, aber das freie Speichervolumen innerhalb der Prognosefrist relativ groß, kann ebenfalls die Abgabe belassen werden (Freies-Volumen-Regel R3), da zu erwarten ist, dass mit der aktuellen Abgabe die Hochwasserwelle vollständig in der Speicherkette aufgefangen werden kann. Fällt das freie Speichervolumen innerhalb der Prognosefrist unter einen definierten Wert, wird – wenn möglich – vorabgesenkt (Vorabsenkregel R4 und R5). Die Vorabsenkung hat den Zweck, freies Speichervolumen zur Reduktion der Hochwasserwelle zu schaffen. Die Maximalabgabe für die Vorabsenkung wird allerdings wegen der Möglichkeit einer Fehlprognose beschränkt. Sie orientiert sich in diesem Fall an dem für den Unterlauf des Kamp kritischen Durchfluss. Steigt der prognostizierte Zufluss zu den Speichern über diesen kritischen Wert, gilt im Modell generell die Vorschrift, dass die Abgabe nicht größer ist als der Zulauf. Dies ist insofern eine wichtige Bedingung als dadurch die Kraftwerkskette die Hochwassersituation rechnerisch nicht verschärft. In der Schlechtwetterregel R6 wird sodann versucht, die zulaufende Welle in den Speichern aufzufangen. Die Regeln R1 bis R6 beziehen sich auf den Nieder- und Mittelwasserfall sowie auf Hochwässer mit relativ geringen Zuflussvolumina, bei denen die Abgabe aus der gesamten Kampkette vom untersten Kraftwerk Thurnberg/Wegscheid bestimmt wird. Um die Wasserbilanz der gesamten Speicherkette simulieren zu können, müssen auch die Abgaben in Ottenstein und Dobra festgelegt werden. Diese werden näherungsweise auf die Abgabe in Thurnberg gesetzt.

Im Falle von hohen prognostizierten Zuflüssen und geringem freien Volumen wird die Turbinenabgabe sowie die Klappen- bzw. Schützenbewegung in Ottenstein bzw. Thurnberg direkt optimiert. Die Optimierungsaufgabe dazu lautet: Gesucht wird unter Ausnutzen der vollen Turbinenleistung die größtmögliche Klappen- bzw. Schützenhebung, sodass das Stauziel während des Ereignisses womöglich nicht überschritten wird, der Speicher nach dem Ereignis möglichst voll ist und zu keiner Zeit mehr abgegeben wird als zuläuft. Die größtmögliche Klappen- bzw. Schützenhebung ist gleichbedeutend mit der kleinstmöglichen Abgabe aus dem Speicher. Ziel der Optimierung ist also die größtmögliche Reduktion der Abgabe über das Wehr, ohne dass die genannten Bedingungen verletzt werden, wodurch die zulaufende Welle wenn möglich in den Speichern zurückgehalten wird. Für den Aufstau am Ende des Ereignisses wird im Modell eine Zielkote festgelegt, die – angelehnt an die bisherige Praxis – unter dem Stauziel liegt, um gegebenenfalls nachfolgende Zuflussanstiege auffangen zu können. Die optimale Klappen- bzw. Schützenbewegung wird durch einen Suchalgorithmus bestimmt, der mehrere vorab definierte Hebevarianten heranzieht, die sich in der Hebungsgeschwindigkeit (einschließlich Null) unterscheiden (Schlechtwetterregel R8). Wenn bei keiner der vordefinierten Hebevarianten die oben angeführten Bedingungen, das Stauziel über die Prognosefrist und die Zielkote am Ende des Ereignisses nicht zu überschreiten, erfüllt werden, erfolgt eine Klappen- bzw. Schützen-senkung, sodass die Abgabe gleich dem Zulauf ist, also der Stauspiegel gehalten wird (Schlechtwetterregel R7). Die zwei

Klappen in Ottenstein und die drei Schützen in Thurnberg werden im Optimierungsmodell jeweils in gleicher Weise gesteuert. Im Optimierungsmodell sind für die Kriterien in Tabelle 2 Zahlenwerte bzw. Kombinationen von Zahlenwerten hinterlegt. Beispielsweise stellt sich die Schönwetterregel R1 unter Verwendung von Zahlenwerten folgendermaßen dar: WENN der prognostizierte Zufluss zum Speicher Ottenstein kleiner als $18 \text{ m}^3/\text{s}$ ist UND das freie Speichervolumen in Ottenstein innerhalb der Prognosefrist 6 Mio. m^3 nicht unterschreitet, DANN soll die Abgabe aus der Speicherkette unverändert bleiben. Um ein Oszillieren zwischen aufeinanderfolgenden Regeln zu vermeiden, wird eine Hysterese innerhalb eines definierten Übergangsbereiches zwischen den Regeln formuliert. Das heißt, zusätzlich zu den Kriterien hängt das Umschalten auf eine andere Regel davon ab, welche Regel im vorangegangenen Zeitschritt zur Anwendung kam. So kann entsprechend der bisherigen Praxis der unterschiedlichen Steuerung im Bereich des Anstieges und des Auslaufes von Hochwassererwellen Rechnung getragen werden, auch wenn die Werte für die Kriterien identisch sind. Dieser regelbasierte Ansatz liefert, wie andere Methoden der Simulation, eine quasi-optimale Lösung. Implizit erfolgt eine Optimierung der Betriebsweise bei allen Regeln, da die Bewirtschaftungsziele und -vorgaben gemäß der bisherigen Praxis in die Steuerungsregeln eingeflossen sind.

3.4 Prognoseunsicherheit

Das Optimierungsproblem zur Steuerung der Verschlussorgane im Hochwasserfall (R7 und R8) ist unter Annahme einer perfekten Prognose (Prognosefehler innerhalb der Prognosefrist gleich null) eindeutig lösbar. Es existiert eine optimale Betriebsweise, die sowohl die Hochwasserscheitel größtmöglich reduziert als auch die Speicher nach dem Ereignis möglichst voll lässt. Zuflussprognosen sind jedoch aus verschiedenen Gründen immer fehlerbehaftet (d.h. unsicher). Im Fall des Kamps ist beispielsweise die Prognose über die ersten fünf Stunden relativ sicher, da sie auf gefallenem Niederschlag beruht. Bei zunehmender Prognosefrist wird jedoch die Prognose zunehmend unsicherer, da sie auf prognostiziertem Niederschlag beruht. Diese Unsicherheit stellt für den Kraftwerksbetreiber eine große

Herausforderung dar. Es ist denkbar, dass bei einer Überschätzung der zukünftigen Zulaufwelle die Speicher nach Ende des Ereignisses nicht gefüllt sind bzw. bei einer Unterschätzung der zukünftigen Zulaufwelle die maximalen Staukoten überschritten werden. Um diesem Umstand im Simulationsmodell Rechnung zu tragen, wird die Unsicherheit des prognostizierten Zuflusses berücksichtigt, indem die rechnerische Zuflussganglinie um einen Prognosefehler erhöht bzw. vermindert wird. Es wird angenommen, dass dieser Prognosefehler in den ersten 2 Stunden $\pm 10 \%$ beträgt und mit fortschreitender Prognosefrist zunimmt auf $\pm 80 \%$ bei 48 Stunden Prognosefrist. Diese Werte wurden auf Basis von Fehlerauswertungen des hydrologischen Modells unter Verwendung von Niederschlagsprognosen [14] gewählt. Es handelt sich hierbei um mittlere Werte. Im speziellen Fall des Kampgebiets können die Unsicherheiten der Niederschlagsprognosen im Einzelfall groß sein, wodurch sich Unsicherheiten besonders im Anstiegsbereich der prognostizierten Zuflüsse ergeben können, die von den gewählten Werten abweichen.

4. Wirkungsweise des Optimierungsmodells

4.1 Szenarien

Abb. 5 bis 7 zeigen Beispiele der Szenarienrechnungen für den Speicher Ottenstein und den unterliegenden Speicher Thurnberg mit dem endgültigen Regelsatz. Die Darstellungen in dieser Form werden als Basis für die Diskussion mit dem Betreiber verwendet. Eingetragen in das Diagramm sind jeweils die Speicherstände und die Lage der Oberkanten der Klappen bzw. Schützen in Meter Seehöhe (oben). Liegt der Wasserstand im Speicher oberhalb der Oberkante der Klappen bzw. Schützen, wird Wasser über das Wehr abgegeben. Dazu ist der Verlauf der simulierten Regeln (Tabelle 2) eingezeichnet (Mitte) sowie der Zulauf zum Speicher Ottenstein und die Abgabe aus dem Speicher Ottenstein und Thurnberg (unten).

Unter Annahme der Kenntnis der innerhalb der nächsten 48 Stunden zufließenden Welle simuliert das Modell in allen drei Szenarien eine Vorabsenkung bis zu maximal $30 \text{ m}^3/\text{s}$ (Regeln R4 und R5). Der Wasserspiegel im Speicher Ottenstein fällt

Tabelle 2: Regeln zur Steuerung der Kraftwerkskette. (*) Bei den Regeln R7 und R8 werden Steuerungsvarianten optimiert, sodass die zulässigen Staukoten nicht überschritten werden und die Speicher nach dem Ereignis möglichst voll sind.

Regeltyp	Kriterium		Regel Nr.	Entscheidung/Maßnahme
	Zufluss	freies Vol.		
Schönwetter	klein	groß	R1	kein Handlungsbedarf, Abgabe unverändert
		rel. klein	R2	Abgabe = $\text{Max}(\text{Zufluss, bestehende Abgabe})$
Freies Volumen	---	groß	R3	kein Handlungsbedarf, Abgabe unverändert
Vorabsenkung	$<30 \text{ m}^3/\text{s}$	groß	R4	Geringe Vorabsenkung
		klein	R5	Starke Vorabsenkung
Schlechtwetter	$<150 \text{ m}^3/\text{s}$	rel. groß	R6	Auffangen der Welle im Speicher (Aufstau) bis zur zulässigen Kote
Schlechtwetter	$>150 \text{ m}^3/\text{s}$	---	R7	Abgabe = Zufluss (Steuerung der Turbinen oder Klappen/Schützen), sodass Speicherstand konstant (*)
		---	R8	Aufspiegelung im Speicher (Abgabe $<$ Zufluss) durch Belassen oder Heben der Klappen/Schützen (*)

wegen der Vorabsenkung. In Thurnberg müssen schon bei Erhöhung der Abgabe auf 30 m³/s die Schützen gesenkt und Wasser über das Wehr abgegeben werden, da die Turbinenkapazität mit 16,5 m³/s begrenzt ist. Im Szenario in Abbildung 5 simuliert das Modell, dass die Abgabe aus dem Speicher bei 30 m³/s belassen wird, da die Hochwasserwelle im Speicher Ottenstein aufgefangen werden kann (Regel R6). In Abbildung 5 sind die Regeln für Ottenstein und Thurnberg gleich.

Den Szenarien in Abbildung 6 und 7 liegen größere Zuflüsse zu Grunde. Hier wird bei einem weiteren Anstieg der Hochwasserwelle die Turbinenabgabe und die Klappen- bzw. Schützenbewegung optimiert (Regeln R7 und R8). Vorerst wird die Abgabe gleich Zufluss gewählt, um den Stauspiegel konstant zu halten. Bei 100 m³/s, das entspricht der maximalen Turbinenkapazität, wird versucht die Abgabe aus Ottenstein zu begrenzen ohne Wasser über das Wehr abgeben zu müssen. Im Szenario in Abbildung 6 mit einem maximalen Zufluss von 250 m³/s gelingt dies auch und die Hochwasserwelle kann gekappt werden. Im Szenario in Abbildung 7 steigt hingegen der Zufluss weiter an und deshalb müssen im Modell auch in Ottenstein die Klappen gelegt werden. Die Zacken im Regelverlauf zwischen den Regeln R7 und R8 und die unruhige Ganglinie der Abgabe in diesem Bereich haben ihren Grund im angesetzten Prognosefehler. In diesem Szenario wird ein negativer Prognosefehler angenommen. In den Abbildungen 6 und 7 ist weiters die Zeitverzögerung zwischen Ottenstein und dem unterliegenden Speicher Thurnberg zu sehen. Diese wird durch das Rückhaltevermögen des dazwischen liegenden Speichers Dobra verstärkt.

4.2 Wirkung des Prognosefehlers

Im Zuge von Testrechnungen wird die Wirkung von verschiedenen angesetzten Prognosefehlern analysiert. Insbesondere wird die Bedeutung des Vorzeichens des Fehlers untersucht. Abbildung 8 zeigt dazu ein Beispiel eines Hochwasserszenarios für den Speicher Ottenstein. Am Beginn des Ereignisses ist die Betriebsweise gleich. Erst in der Phase der Klappenbewegung,

also im Hochwasserfall, werden die Unterschiede erkennbar. Wird ein negativer Fehler angesetzt, das heißt die Hochwasserwelle wird unterschätzt, wird im Modell mit der Klappensenkung zugewartet. Da die tatsächlich auftretende Zuflussmenge größer ist als die prognostizierte Zuflussmenge, müssen, als das Ausmaß der Hochwasserspitze im Verlauf des Ereignisses ersichtlich wird, die Klappen sehr rasch und stark gesenkt werden. Dies führt in diesem Bereich zu steilen Anstiegen in der Abgabe aus dem Speicher. Bei Annahme eines positiven Fehlers, das heißt die Hochwasserwelle wird überschätzt, wird hingegen schon früher im Modell mit der Klappensenkung begonnen. Die Absenkung kann moderater erfolgen, und es setzt die natürliche Seeretention ein, wodurch es zu weniger steilen Anstiegen und einer Reduktion der Abflussmenge im Bereich des Scheitels kommt. Wie erwartet ist zu erkennen, dass bei Annahme eines positiven Fehlers der Hochwasserscheitel stärker reduziert wird, bei Annahme eines negativen Fehlers hingegen der Speicherstand am Ende des Ereignisses höher ist.

Die Wirkung unterschiedlich großer Prognosefehler ist in Abbildung 9 für das Szenario aus Abbildung 8 dargestellt. Auf der x-Achse ist jeweils die Größe des angesetzten Fehlers aufgetragen, ausgedrückt durch ein Vielfaches des in Abbildung 8 verwendeten Fehlers (Multiplikationsfaktor α). Ein α von -1 bzw. +1 steht für den Fehler, mit welchem im Szenario in Abbildung 8 gerechnet wird. Bei $\alpha = +1$ ist beispielsweise der Prognosefehler in den ersten 2 Stunden +10 % und bei 48 Stunden +80 %. $\alpha = -2$ bzw. +2 steht für den 2-fachen Fehler etc.

Abbildung 9 links zeigt den simulierten Hochwasserscheitel der Abgabe Q_s . Bei einem Fehler gleich null, das heißt bei einer perfekten Prognose, kann im Zuge der Optimierung der geringste Scheitel der Abgabe bzw. die größte Scheitelreduktion im Bezug zum Zuflussscheitel erreicht werden. Je größer der negative Fehler angesetzt wird, desto größer wird der Scheitel der Abgabe simuliert. Das heißt, je stärker die zulaufende Welle unterschätzt wird, desto geringer sind die Möglichkeiten, den Scheitel zu reduzieren. Ein gewisses Maß der natürlichen Seeretention bleibt aber auch bei großen Fehlern erhalten. Setzt

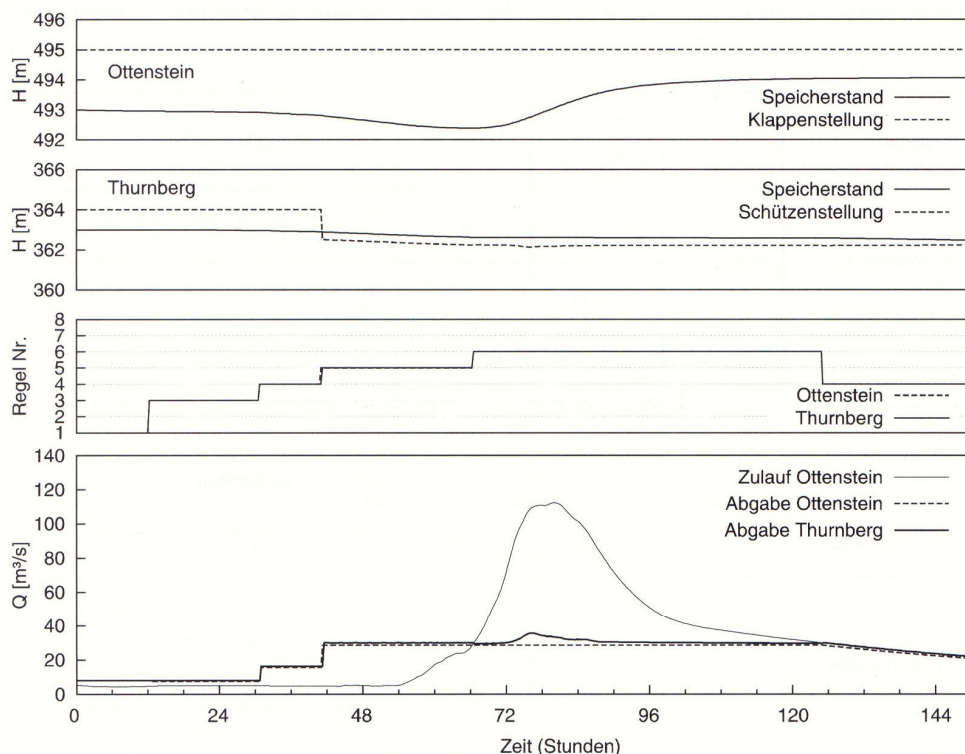


Abb.5. Szenarienrechnung für die Speicher Ottenstein und Thurnberg (kleines Hochwasser).

man einen positiven Fehler an, ist der Scheitel der Abgabe in der Simulation nur geringfügig größer als der minimale und nahezu unabhängig von der Größe des Fehlers. Dies hat den Grund, dass im diesem Fall eine völlige Absenkung der Klappen simuliert wird (vgl. Abbildung 8 oben: Klappen bei Kote von ca. 492 m völlig gesenkt). Die Abgabe wird nicht mehr gesteuert bzw. mit der Hebung wird zugewartet, und die Scheitelreduk-

tion ist ab diesem Zeitpunkt die Folge der natürlichen See- retention.

Abbildung 9 rechts zeigt den simulierten Speicherstand H nach dem Ereignis. Ist der Fehler negativ, ist der Aufstau bis zur definierten Zielkote durch die Optimierung möglich, und zwar bei diesem Szenario unabhängig von der Größe des Fehlers. Die Steuerung der Klappen wird auf eine Zuflusswelle optimiert, die

Abb.6. Szenarienrechnung für die Speicher Ottenstein und Thurnberg (mittleres Hochwasser).

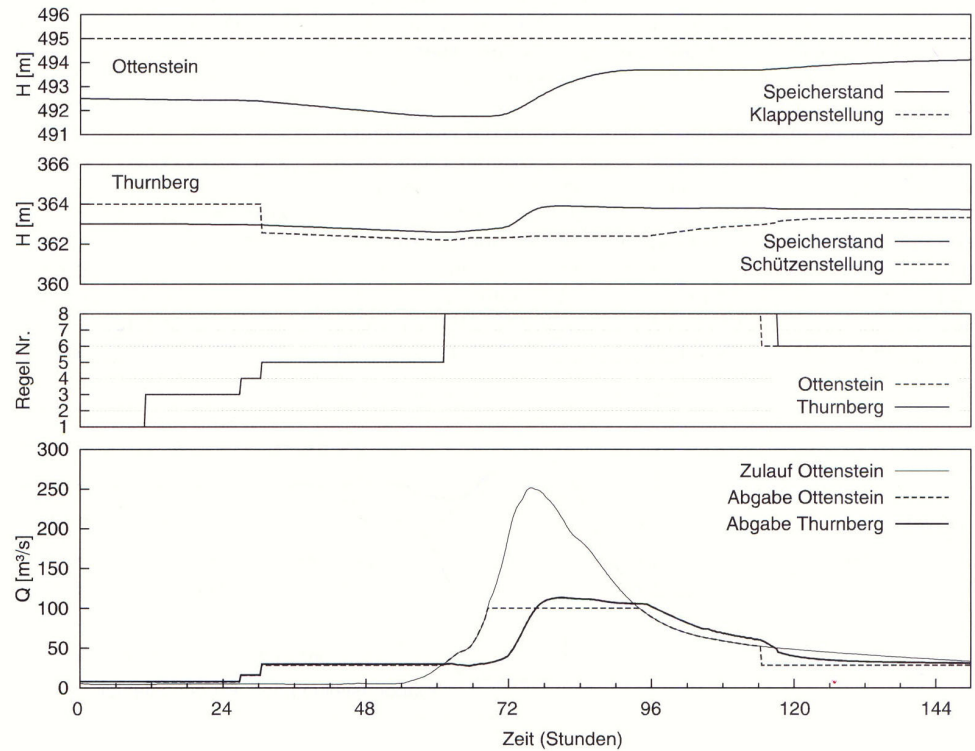
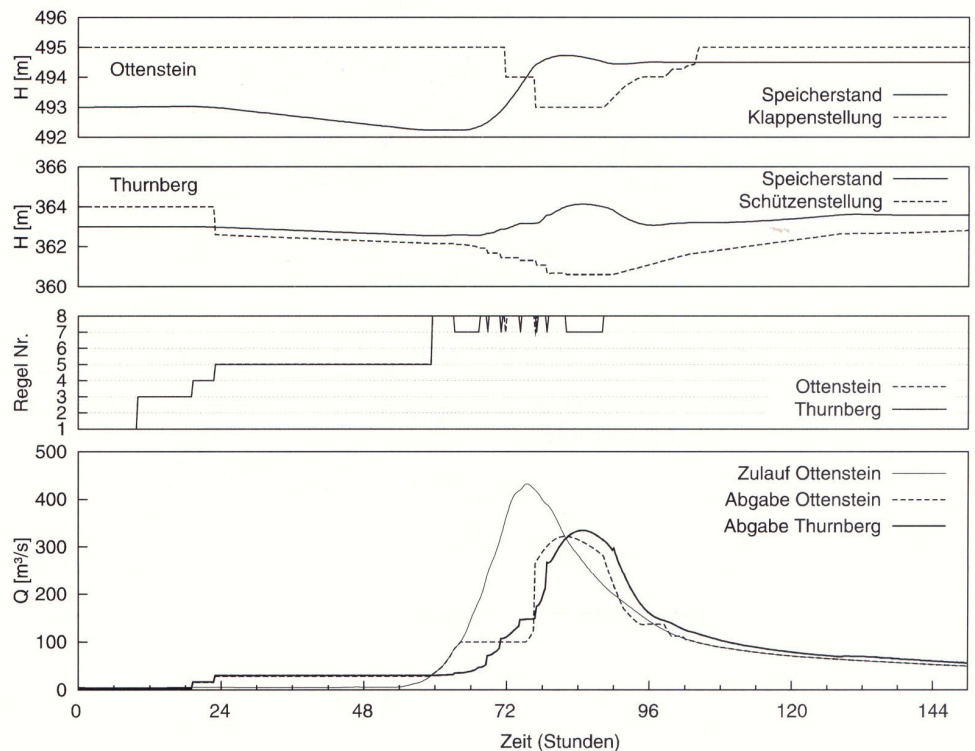


Abb.7. Szenarienrechnung für die Speicher Ottenstein und Thurnberg (großes Hochwasser).



mit großer Wahrscheinlichkeit kleiner ist als die tatsächlich zulaufende Welle. Dadurch ist der Speicher nach dem Ereignis bei diesem Szenario immer gefüllt. Wie erwähnt, ist die Zielkote jedoch nicht gleich dem Stauziel. Wird der Fehler dagegen positiv angesetzt, bleibt der Speicherstand nach dem Ereignis unter der Zielkote. Je größer der angesetzte positive Fehler ist, desto niedriger ist der Stauspiegel nach dem Ereignis. Ab einem 3-fachen Fehler ($\alpha > 3$) ist kein Unterschied mehr festzustellen. Dies liegt wie oben daran, dass die Klappen bei starker Überschätzung des Zulaufes in diesem Szenario völlig abgesenkt und danach für längere Zeit gesenkt gelassen werden müssen. Der Wasserspiegel nach dem Ereignis stellt sich entsprechend der zulaufenden Welle ein.

Die Darstellung in Abbildung 9 zeigt deutlich die Gegenläufigkeit der beiden konkurrierenden Ziele – Speicher nach Hochwasserereignis möglichst voll bzw. möglichst große Reduktion des Hochwasserscheitels – wenn die Unsicherheit der Prognosen berücksichtigt wird. Das Vorzeichen des angesetzten Prognosefehlers bestimmt, welchen der beiden Ziele mehr Gewicht zugemessen wird. Ein negativer Fehler bedeutet, dass die tatsächlich auftretende Zuflusswelle mit großer Sicherheit größer ist als die Prognose und der Speicher nach dem Ereignis vor-

aussichtlich voll sein wird. Dies ist aus energiewirtschaftlicher Sicht günstig. Ein positiver Fehler bedeutet, dass die tatsächlich auftretende Zuflusswelle mit großer Sicherheit kleiner ist als die Prognose und der Hochwasserscheitel größtmöglich reduziert wird. Dies ist hinsichtlich Zivilschutz günstig. Für eine konkrete Anwendung des Optimierungsmodells ist es notwendig, vorab das Vorzeichen des Fehlers festzulegen. Die Entscheidung über das Vorzeichen des angesetzten Fehlers ist nach den vorrangigen Zielen und Prioritäten der Bewirtschaftung zu treffen. Diese Gegenläufigkeit wird hier im Prinzip anhand eines speziellen Szenarios gezeigt. Bei anderen Szenarien ändert sich das Ausmaß der Wirkung, die Gegenläufigkeit bleibt jedoch in ähnlicher Weise bestehen.

4.3 Aufgetretene Hochwasserereignisse

Zum Test des Optimierungsmodells werden auch für mehrere aufgetretene Ereignisse Simulationen durchgeführt und mit der tatsächlich durchgeführten Betriebsweise verglichen. Ein negativer Fehler mit $\alpha = -1$ wird in den hier dargestellten Beispielen angesetzt. Abbildung 10 zeigt ein großes Hochwasserereignis für den Speicher Ottenstein. Eingetragen ist der beob-

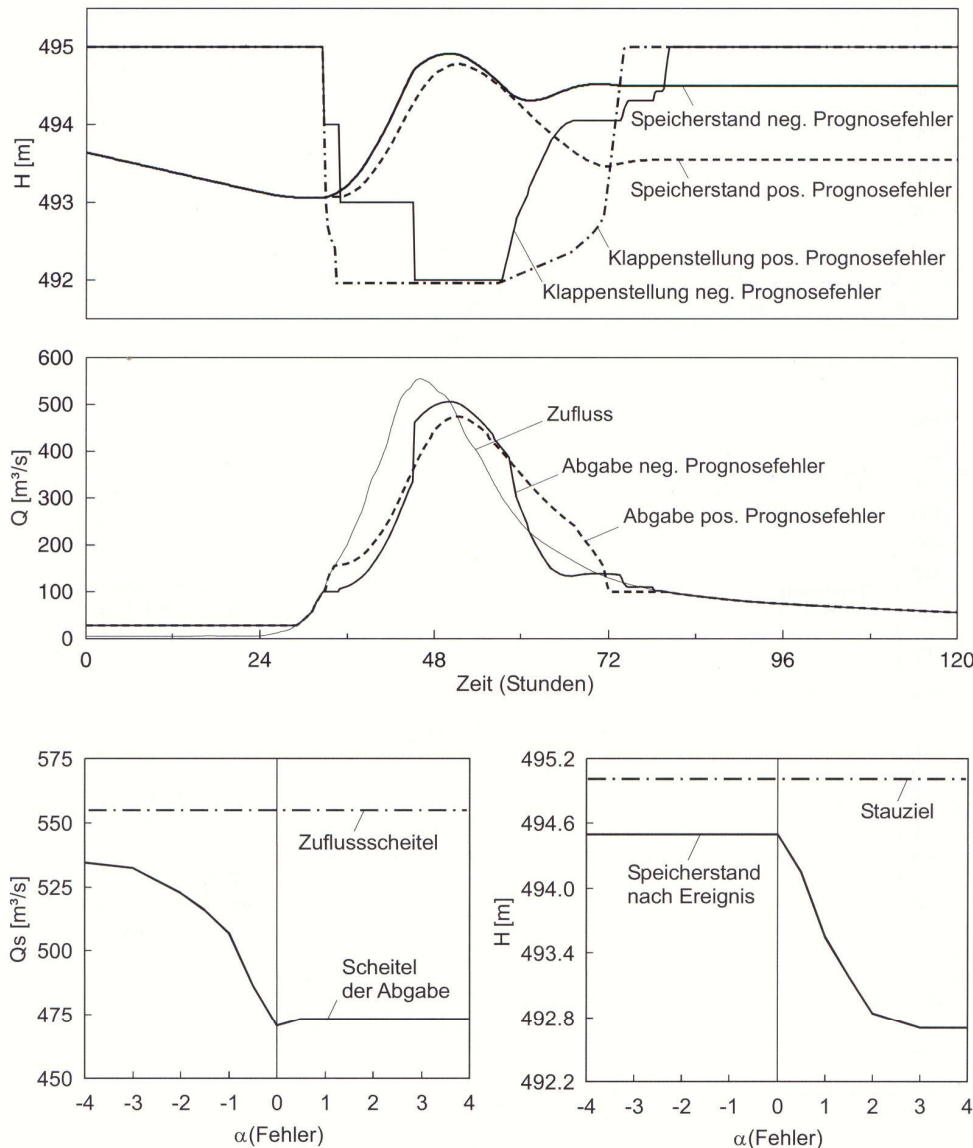


Abb.8. Auswirkungen des Prognosefehlers am Beispiel des Speichers Ottenstein für ein großes hypothetisches Hochwasser.

Abb.9. Auswirkung des Fehlers der Zuflussprognose, ausgedrückt durch den Multiplikationsfaktor α , auf die konkurrierenden Ziele: abgegebener Hochwasserscheitel Q_s möglichst klein (links) und simulierter Speicherstand nach dem Ereignis H möglichst groß (rechts). Beispiel für das Szenario aus Abbildung 8.

achtete Zulauf, der aus den Speicherstandsänderungen rückgerechnet wurde (unten), sowie zum Vergleich der beobachtete Speicherstand und die Klappenstellung in der Form wie tatsächlich während des Ereignisses gesteuert wurde (oben). In den Diagrammen ist eine sehr gute Übereinstimmung zwischen der simulierten und der tatsächlich durchgeführten Steuerung erkennbar. Lediglich am Beginn des Ereignisses schlägt das Modell im Gegensatz zur tatsächlich durchgeführten Betriebsweise vor, die Klappen geschlossen zu halten und geringfügig weniger abzugeben, wodurch der simulierte Stauspiegel stärker ansteigt. Dieser Unterschied ergibt sich daraus, dass für

das Modell eine Zuflussprognose verfügbar ist, die anzeigt, dass das prognostizierte Zuflussvolumen im Speicher Ottenstein aufgefangen werden kann. Die weitere Simulation ist der tatsächlichen Betriebsweise sehr ähnlich, sowohl bezüglich der Klappenbewegung (oben) als auch bezüglich der Gesamtabgabe aus dem Speicher Ottenstein (unten).

Als zweites Beispiel zeigt Abbildung 11 ein kleineres Ereignis. Der Zufluss zum Speicher wurde aus den Oberliegerpegeldaten zuzüglich dem im Niederschlag-Abfluss-Modell berechneten Zufluss aus dem Zwischeneinzugsgebiet ermittelt. Aufgrund der Annahme einer Zuflussprognose für 48 Stunden im Voraus

Abb.10. Test des Optimierungsmodells: Simulation von Klappenstellung, Speicherstand und Abgabe des Speichers Ottenstein für ein aufgetretenes großes Hochwasserereignis.

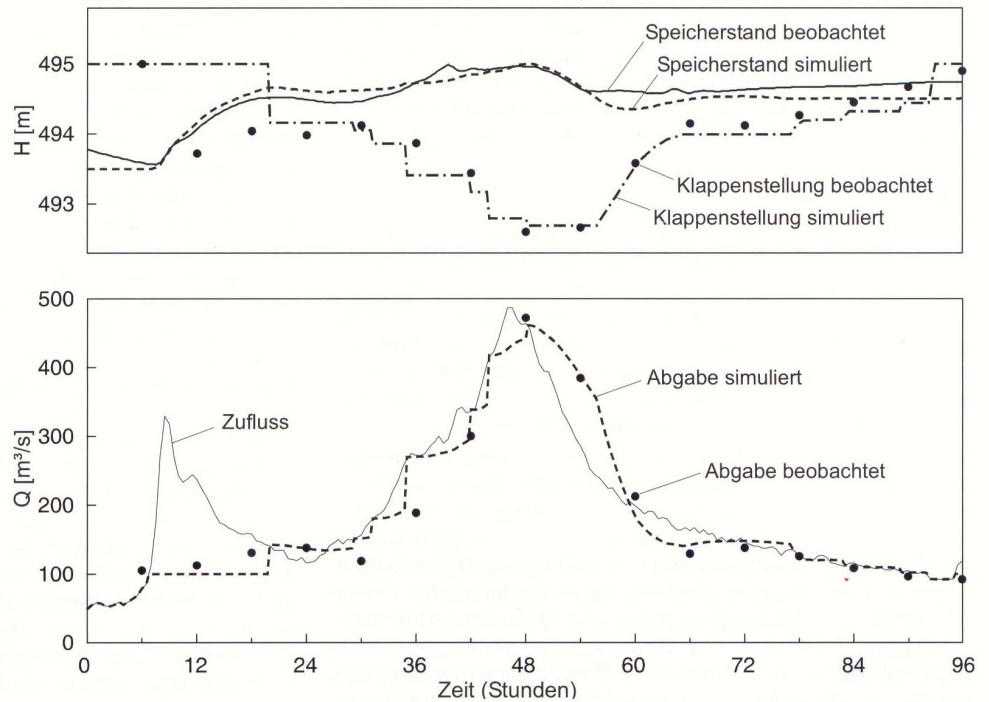
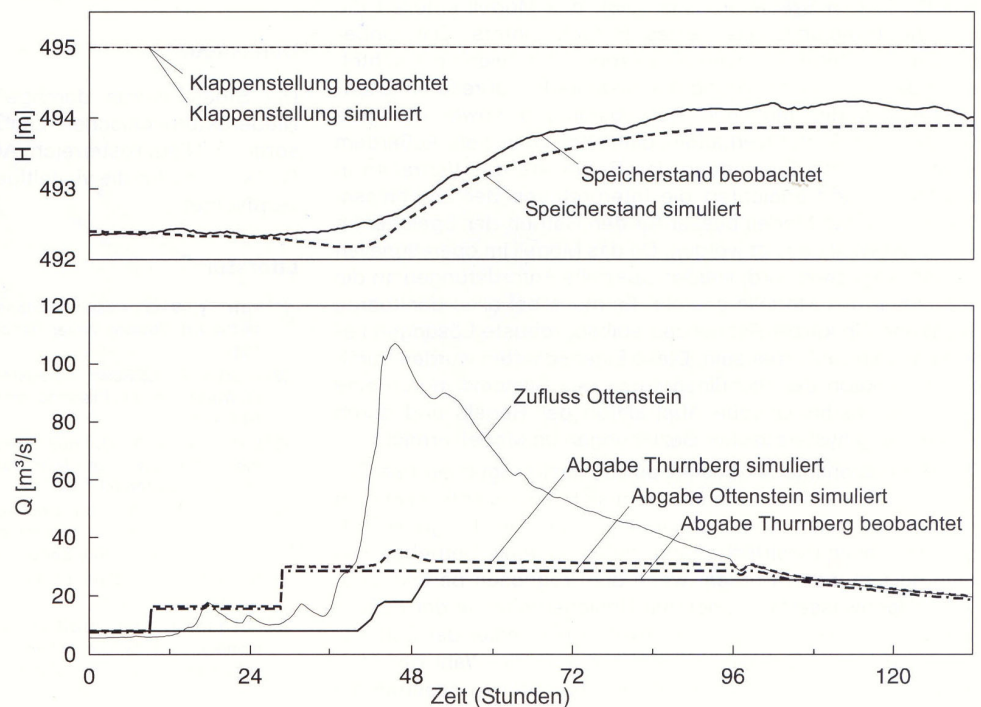


Abb.11. Test des Optimierungsmodells: Simulation von Klappenstellung, Speicherstand und Abgabe des Speichers Ottenstein und der Abgabe Thurnberg für ein aufgetretenes kleines Hochwasserereignis.



simuliert das Modell eine leichte Vorabsenkung im Speicher Ottenstein, die im tatsächlichen Betrieb nicht durchgeführt wurde (oben). Simuliert wird daraufhin in Übereinstimmung mit der Beobachtung, dass die Hochwasserwelle im Speicher aufgefangen werden kann, ohne dass Wasser über das Wehr abgegeben werden muss (Klappen vollständig gehoben). Bei dieser geringen Ereignisgröße hängt die Wasserführung zwischen den drei Kraftwerken in der Praxis von anderen Einflussgrößen wie rein betrieblichen Vorgaben (z.B. Strompreis) ab und bei der Steuerung des obersten Speichers Ottenstein gibt es viel Flexibilität. Dementsprechend wurde im tatsächlichen Betrieb keine Vorabsenkung in Ottenstein vorgenommen (oben) und die Erhöhung der Abgabe aus dem untersten Speicher Thurnberg erfolgte im Vergleich zur Simulation später (unten). Im weiteren Verlauf des Ereignisses wird die Abgabe in Thurnberg in Übereinstimmung mit der Beobachtung als konstant simuliert. Die Hochwasserwelle kann in den Speichern aufgefangen werden und der Speicher Ottenstein wird aufgestaut (oben).

5. Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wird ein Ansatz zur Steuerung des Betriebs von wasserwirtschaftlichen Speichern im Hochwasserfall vorgestellt und am Beispiel der Kraftwerkskette Kamp dargestellt. Auf Basis der prognostizierten Zuflüsse zu den drei Speichern Ottenstein, Dobra und Thurnberg berechnet der Ansatz quasi-optimale Werte der Wasserführung der Speicherkette, wie z.B. Speicherstände, Wehrverschlussstellungen, Turbinendurchflüsse, und somit die Gesamtabgabe.

Es wird ein regelbasierter Ansatz zur Berechnung der zukünftigen Steuerung der Speicher formuliert. Der regelbasierte Ansatz erlaubt es, auch nicht quantitativ vorliegende Informationen in die Optimierung einzubeziehen. Acht Regeln wurden gewählt, die sich entsprechend den wichtigsten Betriebssituationen in vier Gruppen gliedern: Schönwetterregeln; Freies-Volumen-Regel; Vorabsenkregeln; und Schlechtwetterregeln. Die Regeln beinhalten die Bewirtschaftungsziele im Hochwasserfall. Die Regeln wurden unter Einbeziehung des Betreibers in einem iterativen Prozess angeeignet an die bisher praktizierte Betriebsführung sowie an die Einschätzung des Betreibers bei hypothetischen Szenarien. Das heißt, das Modell emuliert die typische Handlungsweise eines Betriebsführers. Die Einbeziehung des Betreibers wird als besonders notwendig erachtet, um in die Modellentwicklung die gesamte Bandbreite an Erfahrungen aus der täglichen Betriebsführung sowie die gute Kenntnis des Systemverhaltens einfließen zu lassen. Außerdem erhöht die aktive Einbindung des Betreibers das Vertrauen in das Modell und erleichtert die Interpretation der Ergebnisse. Damit kann das Modell besser für den Betrieb der Speicher im Hochwasserfall genutzt werden. Da das Modell im operationellen Betrieb eingesetzt wird, werden spezielle Anforderungen an die Robustheit des Modells gestellt. Es muss bei allen denkbaren Situationen in kurzer Rechenzeit stabile, robuste Lösungen liefern und extrapolierbar sein. Diese Eigenschaften wurden durch eine Reduktion der Nichtlinearitäten des Systems, durch eine geeignete mathematische Abstraktion der Regeln und durch Verwendung hysteretischer Beziehungen im Modell erreicht.

Das Simulationsmodell basiert auf Echtzeitprognosen des Zuflusses zum Speichersystem und dem sich daraus entwickelnden Verlauf des freien Speichervolumens über die Prognosefrist. Eine nach allen Bewirtschaftungszielen optimale Betriebsweise kann nur gefunden werden, wenn die Prognosen perfekt sind. Da im Hochwasserfall jedoch mit Unsicherheiten in der Zuflussprognose zu rechnen ist, wird explizit ein Fehler der Zuflussprognose in die Optimierung einbezogen. Die Wahl des Vorzeichens des Fehlers bestimmt, welcher Steuerungsstrategie

gefolgt wird. Ein negativer Fehler bedeutet, dass die tatsächlich auftretende Zuflusswelle mit großer Sicherheit größer ist als die Prognose und der Speicher nach dem Ereignis voraussichtlich voll sein wird. Dies ist aus energiewirtschaftlicher Sicht günstig. Ein positiver Fehler bedeutet, dass die tatsächlich auftretende Zuflusswelle mit großer Sicherheit kleiner ist als die Prognose und der Hochwasserscheitel größtmöglich reduziert wird. Dies ist hinsichtlich Zivilschutz günstig. Es handelt sich also um zwei konkurrierende Ziele in der Speicherbewirtschaftung. Die Entscheidung über Vorzeichen des angesetzten Fehlers ist nach den vorrangigen Zielen und Prioritäten der Bewirtschaftung zu treffen.

Das Modell wurde ausführlich getestet. Für eine große Zahl hypothetischer Szenarien stimmt das Modellverhalten mit der von den Betreibern als sinnvoll angesehenen Betriebsführung überein. Für die bisher aufgetretenen Hochwasserereignisse stimmt das Modellverhalten gut mit der tatsächlich durchgeführten Betriebsführung überein.

Das Optimierungsmodell wird in dieser Form seit dem Frühjahr 2006 zur operationellen Hochwasservorhersage am Kamp eingesetzt. Der Schwerpunkt des Interesses liegt dabei auf der zukünftigen Abgabe aus der Speicherkette. Diese dient als Eingangsgröße der Hochwasserprognose für die Flussstrecken unterhalb der Speicherkette. Das Optimierungsmodell bietet die Möglichkeit, aufgrund der automatischen und raschen Berechnung eine große Anzahl von Simulationen in kurzer Zeit durchzuführen. Dies erlaubt die Durchführung von Ensembleprognosen. Ensembleprognosen sind zahlreiche Hochwasservorhersagen, die insgesamt den Streubereich der Unsicherheiten der Vorhersagen abdecken sollen. Außerdem kann das Optimierungsmodell im Hochwasserfall als Entscheidungshilfe für den Betrieb der wasserwirtschaftlichen Speicher genutzt werden. Auswirkungen der gesetzten oder prognostizierten Maßnahmen auf die Speicherbewirtschaftung oder auch auf die Abflusssituation unterhalb der Kraftwerkskette sind im Modellergebnis sichtbar. Neben dem operationellen Betrieb kann das Optimierungsmodell schließlich auch offline in einem Simulationsmodus verwendet werden. Dies bietet die Möglichkeit des Trainings des Betreiberpersonals anhand von Szenarien unterschiedlicher meteorologischer und hydrologischer Situationen.

Danksagung

Die Studie wurde durchgeführt im Auftrag des Amtes der Niederösterreichischen Landesregierung und der Energieversorgung Niederösterreich AG. Die Autoren sind Prof. Dieter Gutknecht für die vielfältige Förderung des Projektes zu Dank verpflichtet.

Literatur

- [1] Yeh, W. W.-G.: Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review. *Water Resour. Res.*, Vol. 21 (12), 1985, Seiten 1997-1818.
- [2] Wurbs, R. A.: Reservoir-System Simulation and Optimization Models. *J. of Water Resour. Planning and Management*, Vol. 119 (4), 1993, Seiten 445-472.
- [3] Labadie, J. W.: Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. *J. of Water Resour. Planning and Management*, Vol. 130 (2), 2004, Seiten 93-111.
- [4] Ahmad, S. and S. Simonovic: System Dynamics Modeling of reservoir operations for flood management. *Journal of Computing in Civil Engineering*, Vol. 14 (3), 2000, Seiten 190-198.
- [5] Bellman, R. E.: *Dynamic Programming*. Princeton University Press, Princeton, N.J., 1957.
- [6] Jordan, F., J.-L. Boillat, J. Dubois und A. Schleiss: Real-time management by preventive operations on multiple alpine hydropower schemes. *Proceedings of 31th IAHR Congress, Seoul 2005*, Seiten 3235 - 3245.

- [7] Georgakakos, A. P.: Operational Trade-Offs in Reservoir Control. Water Resour. Res., Vol. 29 (11), 1993, Seiten 3801-3819.
- [8] Simonovic, S. P.: Reservoir systems analysis: closing gap between theory and practice. J. of Water Resources Planning and Management, Vol. 118 (3), 1992, Seiten 262-280.
- [9] Watkins, D. W., Jr., und D.C. McKinney: Recent developments associated with decision support systems in water resources. Rev. Geophys., 33, suppl., 1995, Seiten 941-948.
- [10] Lohr, H.: Simulation, Bewertung und Optimierung von Betriebsregeln für wasserwirtschaftliche Speichersysteme. Mitteilungen des Instituts für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Technische Universität Darmstadt, Heft 118, 2001.
- [11] Krzysztofowicz, R. and L. Duckstein: Preference Criterion for Flood Control Under Uncertainty. Water Resour. Research, Vol. 15 (3), 1979, Seiten 513-520.
- [12] Karbowski, A., K. Malinowski und E. Niewiadomska-Szynkiewicz: A hybrid analytic/rule-based approach to reservoir system management during flood. Decision Support Systems 38, 2005, Seiten 599-610.
- [13] Bowles, D.S., J.D. Mathias, S.S. Chauhan and J.D. Countryman: Reservoir Release Forecast Model for Flood Operation of the Folsom Project Including Pre-Releases. Proceedings of the 2004 USSD Annual Lecture, St. Louis, MO, March 2004.
- [14] Blöschl, G., Ch. Reszler und J. Komma: Operationelle Hochwasservorhersage im Kampgebiet. Wasserwirtschaft 97. Jg., 2007, Nr. 5, Seiten 10-15.
- [15] Gutknecht, D., Ch. Reszler und G. Blöschl: Das Katastrophenhochwasser vom 7. August 2002 am Kamp – eine erste Einschätzung. Elektrotechnik und Informationstechnik (e&i), 119. Jg., 2002, Nr.12, Seiten 411 - 413.
- [16] Palmer, R.: Task Committee report on shared vision modeling in water resources planning. Proceedings, 26th annual ASCE Water Resources Planning and Management Conf., Minneapolis, 2000.
- [17] Stam, A., K.A. Salewicz und J.E. Aronson: An interactive reservoir management system for Lake Kariba. European Journal of Operational Research 107, 1998, Seiten 119-136.
- [18] Gutknecht, D.: On the development of „applicable“ models for flood forecasting. In: v.d. Ven et al., eds: Hydrology for the Water Management of Large River Basins. IAHS Publ. No. 201, 1991, pp. 337-345.

Dipl.-Ing. Dr.techn. Christian Reszler
Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie
Technische Universität Wien
Karlsplatz 13/E222-2, A-1040 Wien
Email: reszler@hydro.tuwien.ac.at
Tel.: ++43 1 58801 22317/ Fax.: ++43 1 58801 22399

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Günter Blöschl
Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie
Technische Universität Wien
Karlsplatz 13/E222-2, A-1040 Wien
Email: bloeschl@hydro.tuwien.ac.at
Tel.: ++43 1 58801 22315/ Fax.: ++43 1 58801 22399

Dipl.-Ing. Jürgen Komma
Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie
Technische Universität Wien
Karlsplatz 13/E222-2, A-1040 Wien
Email: komma@hydro.tuwien.ac.at
Tel.: ++43 1 58801 22316/ Fax.: ++43 1 58801 22399