

Effizienzanalyse in der Energiewirtschaft:  
Fallstudie

Dominik Rohrer  
Rappensteinstrasse 38  
9000 St. Gallen  
078 677 35 28  
dominik.rohrer@student.unisg.ch

Bachelor-Arbeit  
Universität St. Gallen  
Prof.Dr. Karl Frauendorfer  
29. November 2004

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Nutzung der Wasserkraft</b>	<b>3</b>
2.1 Allgemeines zur Wasserkraft . . . . .	3
2.1.1 Wasserkraft als Quelle elektrischer Energie . . . . .	3
2.1.2 Arten von Wasserkraftwerken . . . . .	5
2.2 Wirtschaftliche Aspekte . . . . .	6
2.2.1 Standortwahl . . . . .	6
2.2.2 Bewirtschaftung . . . . .	7
2.2.3 Gewinnmaximierung . . . . .	12
<b>3 Betriebswirtschaftliche Optimierung</b>	<b>16</b>
3.1 Einleitende Grundgedanken . . . . .	16
3.2 Operations Research . . . . .	17
3.2.1 Überblick . . . . .	17
3.2.2 Arten von Daten . . . . .	18
3.3 Mehrstufige stochastische Optimierung . . . . .	19
3.3.1 Mehrstufige Entscheidungsprobleme . . . . .	19
3.3.2 Baryzentrische Approximation . . . . .	21
<b>4 Optimale Speicherbewirtschaftung</b>	<b>22</b>
4.1 Stochastische Einflüsse . . . . .	22
4.2 Software zur Optimierung . . . . .	24

<b>5</b>	<b>Fallstudie</b>	<b>26</b>
5.1	Situation . . . . .	26
5.1.1	Wirtschaftliches Umfeld . . . . .	26
5.1.2	Konkretes Modell . . . . .	28
5.2	Modellrechnungen . . . . .	31
5.2.1	Rahmenbedingungen . . . . .	31
5.2.2	Aktueller Zustand . . . . .	37
5.2.3	Nutzen einer Investition . . . . .	41
<b>6</b>	<b>Schlussgedanken</b>	<b>49</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>53</b>

# Abbildungsverzeichnis

3.1	Beispiel eines Szenariobaums . . . . .	20
5.1	Szenariobaum Zuflüsse erste Jahreshälfte . . . . .	30
5.2	Szenariobaum Zuflüsse zweite Jahreshälfte . . . . .	30
5.3	Startwerte der Zuflüsse nach Szenarien . . . . .	33
5.4	Startwerte der Zuflüsse nach Szenarien - logarithmische Skala .	33
5.5	Verlauf des Speicherlevels ohne zusätzliche Leistung . . . . .	35
5.6	Verlauf des Speicherlevels mit zusätzlicher Leistung . . . . .	35
5.7	Angenommene Preisentwicklung auf dem Spotmarkt . . . . .	36
5.8	Erzeugung bei durchschnittlichem Niederschlag . . . . .	38
5.9	Erzeugung bei erhöhtem Niederschlag . . . . .	39
5.10	Erzeugung bei Niederschlag von 1999 . . . . .	40
5.11	Erzeugung bei durchschnittlichem Niederschlag . . . . .	42
5.12	Erzeugung bei erhöhtem Niederschlag . . . . .	43
5.13	Erzeugung bei Niederschlag von 1999 . . . . .	44
5.14	Umsatzdifferenz bei durchschnittlichem Niederschlag . . . . .	45
5.15	Umsatzdifferenz bei erhöhtem Niederschlag . . . . .	46
5.16	Umsatzdifferenz bei Niederschlag von 1999 . . . . .	47

# Tabellenverzeichnis

5.1	Aufteilung eines Tages in fünf Load blocks . . . . .	28
5.2	Charakteristika der sechs Testserien . . . . .	34
5.3	Angenommene Preisentwicklung auf dem Spotmarkt . . . . .	36
5.4	Erzeugung nach Load blocks bei durchschnittlichem Niederschlag . . . . .	38
5.5	Erzeugung nach Load blocks bei erhöhtem Niederschlag . . . . .	39
5.6	Erzeugung nach Load blocks bei Niederschlag von 1999 . . . . .	40
5.7	Erzeugung nach Load blocks bei durchschnittlichem Niederschlag . . . . .	42
5.8	Erzeugung nach Load blocks bei erhöhtem Niederschlag . . . . .	43
5.9	Erzeugung nach Load blocks bei Niederschlag von 1999 . . . . .	44
5.10	Umsatzdifferenz bei durchschnittlichem Niederschlag . . . . .	45
5.11	Umsatzdifferenz bei erhöhtem Niederschlag . . . . .	46
5.12	Umsatzdifferenz bei Niederschlag von 1999 . . . . .	47
5.13	Übersicht der Ergebnisse . . . . .	48

# Kapitel 1

## Einleitung

Bereits als Kind haben mich Stauseen fasziniert. Imposant erheben sie sich in den engen Schweizer Bergtälern und sammeln eine unserer wichtigsten Ressourcen, das Wasser. Seit dem Aufkommen der Elektrizität spielt die Wasserkraft in der Schweiz eine wichtige Rolle als nachhaltige Quelle elektrischer Energie. Entsprechend gross ist mein Interesse gewesen, als ich zum ersten Mal von der Bewirtschaftung solcher Speicherseen gehört habe. Im dritten Semester meines Studiums an der Universität St. Gallen habe ich das Wahlfach *Quantitative Entscheidungs- und Planungsmodelle* bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer besucht und einen ersten Einblick in die Methoden der betriebswirtschaftlichen Optimierung erhalten. Schon bald ist für mich fest gestanden, meine Bachelor-Arbeit in diesem Fachgebiet zu schreiben. Die Bewirtschaftung eines Speicherkraftwerks erscheint mir insofern als äusserst interessant, als vieles sehr anschaulich ist. Im Vergleich zu den Finanzmärkten fliessen hier keine virtuellen Geldströme, die nicht greifbar sind. Vielmehr fliesst Wasser aus höher gelegenen Gebieten in den Speicher herein, wird dort gespeichert und fliesst schliesslich zur Stromerzeugung wieder hinaus.

Ein Software Tool, welches in Südamerika zur Bewirtschaftung von Speicherkraftwerken eingesetzt wird, hat es einem Studenten der Betriebswirtschaft erlaubt, diverse Berechnungen auf einer realen Datenbasis durchzuführen, ohne dazu Ingenieur oder Mathematiker sein zu müssen. Die mathematischen Modelle, welche dem Programm zugrunde liegen, sind ohne höhere technische Ausbildung kaum vollständig zu begreifen. Die Anwendung dieses Hilfsmittels hat es jedoch möglich gemacht, mit den vorhandenen Modellen Berechnungen anzustellen und die Resultate zu interpretieren.

Bereits der Standort eines Wasserkraftwerks wird aufgrund von Überlegungen der Bewirtschaftung ausgewählt. Ist der Speicher dann einmal gebaut, lassen sich sehr viele Einflussgrößen nicht mehr ändern. Anhand physikalischer Formeln lässt sich die Stromproduktion in Abhängigkeit der technischen Daten eines Kraftwerks und des verfügbaren Wassers exakt berechnen. Die Evaluation eines Standortes ist äusserst langwierig und umfangreich und kann deshalb nicht Gegenstand einer Bachelor-Arbeit sein. Mit der zunehmenden Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte sind die Betreiber von Wasserkraftwerken aber mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Vor diesem Hintergrund ist auch diese Arbeit zu sehen.

Die lateinamerikanischen Länder sind im Bereich der Strommarktöffnung weltweit führend. Das Institut für Operations Research und Computational Finance der Universität St. Gallen (ifo/cf-HSG) arbeitet im Bereich der Optimierung des Kraftwerksbetriebs mit diversen Partnern zusammen, darunter auch ein Unternehmen aus Mittelamerika, welches das selbe Software Tool erfolgreich einsetzt. Dieser Kraftwerksbetreiber hat im Jahr 2003 vor der Entscheidung gestanden, ob in einen geringfügigen Ausbau der Leistung investiert werden soll oder nicht. Im Rahmen dieser Bachelor-Arbeit werden quantitative Grundlagen erarbeitet, um diesen Entscheidungsprozess zu unterstützen.

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in sechs Teile. Auf die *Einleitung* folgt das Kapitel zwei, welches die *Nutzung der Wasserkraft* zum Thema hat. Es wird die Frage gestellt, welche Einflussgrößen sich auf den Umsatz und den Gewinn eines Wasserkraftwerks auswirken. Kapitel drei widmet sich dem Themengebiet der *Betriebswirtschaftlichen Optimierung*. Innerhalb des Operations Research existieren diverse Verfahren der Optimierung. Ein Teilgebiet bildet die mehrstufige stochastische Optimierung, welche der verwendeten Software zugrunde liegt. Im vierten Kapitel wird aufgezeigt, wie eine *Optimale Speicherbewirtschaftung* mittels des im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Verfahrens realisiert werden kann. Den praktischen Teil der Arbeit stellt das fünfte Kapitel dar. Im Rahmen einer *Fallstudie* mit den realen Daten des mittelamerikanischen Kraftwerksbetreibers sind verschiedene Testrechnungen durchgeführt worden. Sie haben zu bemerkenswerten Erkenntnissen geführt und eine umfassende Datenbasis für den Investitionsentscheid geliefert. Das letzte Kapitel *Schlussgedanken* schliesst die Arbeit ab.

# Kapitel 2

## Nutzung der Wasserkraft

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Wasserkraft als mögliche Quelle elektrischer Energie. Wasserkraftwerke weisen im Vergleich zu anderen Kraftwerksarten aus ökologischer Sicht einige Vorteile auf. Andererseits sind sie an die Bedingungen ihres Standortes gebunden, in erster Linie an die nutzbare Niederschlagsmenge. Zudem gilt es bei ihrer Bewirtschaftung einige speziellen Faktoren aus Sicht der Kostenrechnung zu beachten.

### 2.1 Allgemeines zur Wasserkraft

#### 2.1.1 Wasserkraft als Quelle elektrischer Energie

Schon vor der industriellen Revolution haben Wasserräder an Bachläufen als Energiequelle gedient und Mühlen oder Sägereien angetrieben. Wo entsprechende Bachläufe gefehlt haben, sind Windmühlen entstanden. Die Wasserkraft und die Windenergie haben zusammen mit Feuerholz sowie der Arbeitskraft von Mensch und Nutztieren während Jahrhunderten die benötigte Energie geliefert (MALANIMA, 2002 [12], S. 52). Die Erfindung der Dampfmaschine im 18. Jahrhundert hat die Nutzung fossiler Brennstoffe ermöglicht. Im Laufe des 19. Jahrhunderts ist die Elektrizität als wichtige Energiequelle hinzu gekommen.

Infolge der Bevölkerungsentwicklung und des technischen Fortschritts ist ihr Bedarf stetig gestiegen. 2001 sind gemäss einer Statistik der INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA] [11] weltweit über 14 Millionen GWh an elektrischer Energie konsumiert worden. Entsprechend bilden Kraftwerke einen



wichtigen Teil der Infrastruktur und sind Voraussetzung für die wirtschaftliche Entwicklung einer Region oder eines gesamten Landes.

Elektrische Energie wird mittels eines Generators erzeugt. Ein Generator besteht aus einer Spule, die mit konstanter Kreisfrequenz in einem Magnetfeld rotiert, wodurch eine sinusförmige Wechselspannung induziert wird (vgl. hierzu TIPLER, 1994 [21]). Bei sämtlichen Kraftwerksarten kommt ein solcher Generator zum Einsatz. Der Unterschied liegt jedoch darin, wie die Spule zum Drehen gebracht wird. Die momentan wichtigsten Arten sind thermische, nukleare und Wasserkraftwerke. Bei den ersten beiden wird die Rotationsbewegung durch erwärmte Luft erzeugt. Wasserkraftwerke nutzen hingegen die Schwerkraft des fließenden Wassers für diesen Antrieb. Sie stehen somit in der direkten Nachfolge der traditionellen Wasserräder. Die Energiestatistik über die Nichtmitgliedsstaaten der OECD der IEA [11] für die Jahre 1999 - 2000 beziffert den Anteil der thermischen Kraftwerke an der weltweiten Stromproduktion auf rund 64%, während auf die Wasserkraftwerke knapp 18% und auf die nuklearen Kraftwerke etwa 17% entfallen. Andere Formen der Elektrizitätserzeugung machen aktuell kaum mehr als 1,5% aus. Dazu zählen die Sonnenenergie, Stromerzeugung aus Wind, Gezeiten, Wellen oder erneuerbaren Brennstoffen und Abfällen.

Die Bedeutung der Wasserkraft ist in hohem Masse von den geographischen und topographischen Gegebenheiten eines Landes abhängig. So spielen die Wasserkraftwerke etwa in der Schweiz eine bedeutende Rolle. Gemäss der *Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2003* des BUNDESAMTES FÜR ENERGIE [BFE] [1] sind im Jahr 2003 55,9% der inländischen Stromproduktion durch Wasserkraftwerke gedeckt worden. Der Anteil der Atomkraftwerke beläuft sich auf 39,7%, während 4,4% auf konventionell-thermische und andere Kraftwerke entfallen. Dieser im globalen Vergleich hohe Anteil der Wasserkraft an der Stromgewinnung hängt mit der Lage der Schweiz im Alpenraum zusammen. In den Bergtälern lassen sich mit relativ geringem Aufwand Fließgewässer zu einem Wasserspeicher stauen. Die vorhandenen Höhenunterschiede wirken sich auf die Nutzung der Wasserkraft ebenfalls sehr vorteilhaft aus. Darauf wird im Kapitel 2.2.2 näher eingegangen. Es muss allerdings auch zur Kenntnis genommen werden, dass der weitere Ausbau der Wasserkraftnutzung in der Schweiz zunehmend an Grenzen stösst. Im hydrologischen Jahr<sup>1</sup> 2002/2003 hat die Leistung der Schweizer Wasser-

---

<sup>1</sup>Das hydrologische Jahr dauert vom 1. Oktober bis zum 30. September und wird in ein Winter- und ein Sommerhalbjahr unterteilt.

kraftwerke 13'295 MW betragen, neu in Betrieb genommen worden sind jedoch nur Anlagen mit einer Leistung von 15 MW, was etwas mehr als einem Promille entspricht. Die Gründe für dieses verlangsamte Wachstum liegen wohl darin, dass umwelt- und regionalpolitischen Anliegen ein höheres Gewicht beigemessen wird. So erfordert der Bau neuer Wasserkraftanlagen in der Schweiz eine Umweltverträglichkeitsprüfung<sup>2</sup>.

### 2.1.2 Arten von Wasserkraftwerken

Wasserkraftwerke lassen sich hinsichtlich verschiedener Aspekte unterscheiden. So bieten sich technische, topographische, energiewirtschaftliche und wasserwirtschaftliche Gesichtspunkte sowie die Nutzfallhöhe, die Betriebsweise und die installierte Leistung als Kriterien an. Für eine detaillierte Beschreibung dieser einzelnen Kategorien wird auf GIESECKE UND MOSONYI (2003) [4] verwiesen.

Grundlegend ist die Differenzierung nach dem technischen Gesichtspunkt, wobei zwei Arten von Wasserkraftwerken unterschieden werden können. So spricht man von Flusskraftwerken einerseits und von Speicherkraftwerken andererseits. Flusskraftwerke nutzen die kinetische Energie einer grossen Menge an Wasser, welche in einem Flussbett zu jeder Zeit durchfliesst. Die produzierte Energiemenge variiert deshalb allenfalls saisonal, wenn nämlich der Fluss mehr oder weniger Wasser führt, nicht aber innerhalb eines Tages. Wasser, das nicht sofort genutzt wird, ist aus Sicht der Energieproduktion verloren.

Völlig anders sieht es bei Speicherkraftwerken aus. Genutzt wird die potenzielle Energie des Wassers, indem der Höhenunterschied zwischen dem Speicher und der Zentrale ausgenutzt wird. Das Wasser fliesst vom Speicher über eine Druckleitung oder einen Druckschacht in die tiefer liegende Zentrale, wo es eine Turbine antreibt, welche ihrerseits mit einem Generator verbunden ist. Die Stromerzeugung kann zeitlich sehr genau gesteuert werden. Je nach Wassermenge, die man vom Speicher zur Zentrale fließen lässt, wird mehr oder weniger elektrische Energie produziert. Das Wasser, welches momentan nicht genutzt wird, ist aber aus energietechnischer Sicht nicht verloren. Es kann zu einem späteren Zeitpunkt noch genau so gut zur Stromgewinnung eingesetzt werden.

Eine Weiterentwicklung des Speicherkraftwerks stellt das Pump-Speicherkraftwerk dar. In diesem Falle sind zwei Speicherbecken vorhanden.

---

<sup>2</sup>Art. 9 des Umweltschutzgesetzes (USG), SR 814.01

Zusätzlich zur Leitung vom höher in den tiefer gelegenen Speicher existiert noch eine elektrische Pumpe, die das Wasser wieder in den oberen Speicher hinauf pumpen kann. Dies erlaubt eine noch grössere Freiheit in Bezug auf den Zeitpunkt der Stromerzeugung. Ist nämlich das Angebot an Elektrizität grösser als die Nachfrage, wird Wasser vom unteren Speicher in den oberen gepumpt. In Zeiten höherer Nachfrage kann dann aus diesem zusätzlich gespeicherten Wasser wieder Strom produziert werden. Man nennt diesen Vorgang auch die “Veredelung von billigem Bandstrom“, den beispielsweise Atomkraftwerke liefern. Speicher- und Pump-Speicherkraftwerke eignen sich somit hervorragend, Spitzenbedarf an Strom zu decken, wie er im Tages- und Jahresverlauf immer wieder zu beobachten ist. Laufkraftwerke eignen sich hingegen, ähnlich wie thermische oder nukleare, zur Deckung des Grundbedarfs.

## 2.2 Wirtschaftliche Aspekte

Der folgende Abschnitt soll nun das Augenmerk auf die wirtschaftlichen Aspekte der Wasserkraft richten. Dabei gilt es zu unterscheiden zwischen dem Bau eines Kraftwerks einerseits und dessen Betrieb andererseits. Während es sich beim Bau um langfristige Investitionsentscheide handelt, geht es beim Betrieb darum, die bestehende Anlage kurz- und mittelfristig optimal zu bewirtschaften. So gesehen ist der Betrieb eines Kraftwerks immer an die Vorgaben gebunden, die sich aus dem gewählten Standort ergeben. Deshalb sollen Aspekte einer optimalen Bewirtschaftung bereits bei der Standortwahl eine zentrale Rolle spielen.

### 2.2.1 Standortwahl

Jeder Bau von einem Kraftwerk ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Dies gilt auch für Wasserkraftwerke, müssen doch umfangreiche Bauten erstellt werden. Ist das Werk dann einmal gebaut, kann es nicht mehr verschoben werden und ist an den Standort gebunden. Anders sieht es beispielsweise bei Dienstleistungsbetrieben aus. Diese sind in der Wahl ihres Standortes und auch in der späteren Verschiebung desselben meist sehr flexibel. Überdies muss sich der Standort des Kraftwerks den Gegebenheiten der Umwelt anpassen. Es ist kaum möglich, dass diese Bedingungen zugunsten des Kraftwerks verändert werden. Bei thermischen oder nuklearen Anlagen

ist es hingegen möglich, die nötigen Brennstoffe von ihrem Abbauort bis zum Kraftwerk zu transportieren, was den Spielraum im Bezug auf die Standortwahl vergrössert.

Entsprechend aufwändig und langwierig ist das Verfahren der Evaluation eines Standortes für ein neues Wasserkraftwerk. Folgende Kriterien gilt es bei der Standortwahl zu berücksichtigen (GIESECKE & MOSONYI [4], S. 42):

- Wasserkraftvorrat des Einzugsgebietes (unter Umständen mit Beileitungen aus anderen Flüssen)
- Lage bezüglich des Stromversorgungsnetzes und des hauptsächlichen Abnahmeortes der erzeugten Energie
- topographische sowie geologische Situation
- Beschaffenheit des Baugrundes
- Anordnung bereits bestehender Wasserkraftanlagen.

Hinzu kommen zusätzliche Faktoren wie Landschaftsschutz, rechtliche Auflagen bezüglich Mindestwasserabfluss für den Unterlieger, Siedlungs- und Verkehrsverhältnisse, das Vorhandensein von Gelände für vorübergehende Baustelleneinrichtungen, der allfällige Einfluss auf die Schifffahrt sowie Einflüsse auf die lokalen Freizeit- und Erholungsräume und den Tourismus.

Das Kraftwerk soll also einerseits wirtschaftlich Strom produzieren können, andererseits aber auch allen anderen Anspruchsgruppen Rechnung tragen, die durch einen solchen Eingriff in die Landschaftsgestaltung betroffen sind. Dies erklärt auch den zunehmenden Widerstand gegen den Aus- und Neubau von Wasserkraftanlagen in einem Land wie der Schweiz.

Ist der Standortentscheid einmal gefallen und das Wasserkraftwerk gebaut, gilt es, dieses möglichst optimal zu bewirtschaften. In liberalisierten Strommärkten gelten die Gesetzmässigkeiten der Marktwirtschaft, allen voran das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Diese zwei Grössen sind Gegenstand des nächsten Abschnitts.

## 2.2.2 Bewirtschaftung

### Das Angebot

Für ein besseres Verständnis der Angebotsseite folgt ein kurzer Exkurs in die Physik. Die Generierung von elektrischem Strom ist nichts anderes als die

Umwandlung einer Energieform in eine andere. Das im Stausee gespeicherte Wasser besitzt aufgrund seiner erhöhten Lage potentielle Energie. Diese lässt sich im Allgemeinen nach folgender Formel berechnen:

$$E_p = g \ m \ h_p \quad (2.1)$$

Wobei  $E_p$  die potenzielle Energie,  $g$  die Erdfallbeschleunigung,  $m$  die Masse des Wassers im Speicher und  $h_p$  die potenzielle Energiehöhe, also quasi die Differenz zwischen dem Spiegel des Speichers und der Turbine, darstellen. Da es sich beim Wasser um eine homogene Substanz mit einheitlicher Dichte handelt, ist es einfacher, anstelle der Masse das mit der Dichte multiplizierte Volumen zu benutzen. Dieses lässt sich direkt aus dem jeweiligen Wasserstand des Speichers bestimmen. Gleichung 2.1 kann deshalb folgendermassen abgeändert werden.

$$E_p = g \ \rho_w \ V \ h_p \quad (2.2)$$

Hierbei steht  $\rho_w$  für die Dichte des Wassers und  $V$  für den Volumeninhalt des Speichersees. Weitergehende Ausführungen zu den physikalischen Grundlagen der Wasserkraftnutzung finden sich im Kapitel *Grundlagen der Wasserkraftnutzung* in GIESECKE UND MOSONYI [4].

Die Erdfallbeschleunigung ist gegeben und beträgt  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ . Die Dichte des Wassers ist ebenfalls eine Naturkonstante, die noch von der Temperatur abhängig ist. Sie kann jedoch mit  $1000 \text{ kg/m}^3$  ziemlich gut angenähert werden. Diese beiden Faktoren haben somit keinen direkten Einfluss auf die produzierte Strommenge. Die potentielle Energiehöhe kann zwar beeinflusst werden, indem der Standort des Speichers entsprechend gewählt wird (vgl. Abschnitt 2.2.1). Je grösser die Höhendifferenz ist, desto mehr Strom kann mit der gleichen Menge Wasser produziert werden. Ist das Kraftwerk aber einmal in Betrieb, kann die Höhe nicht mehr verändert werden. Sie ist somit aus Sicht des Betriebes eines Speicherkraftwerks ebenfalls als konstant anzusehen.

Es verbleibt als einzige Einflussgrösse auf der Angebotsseite das Volumen des Wassers im Speicher. Dieses Volumen setzt sich zusammen aus der fixen Grundfläche des Speichers und der variablen Höhe, also dem jeweiligen Wasserstand. Da ein Speicher in der Natur in aller Regel kein regelmässiger Quader ist, sondern sich die Grundfläche mit zunehmender Höhe ausdehnt, kann es nötig sein, den Speicherinhalt modellhaft in Partitionen zu unterteilen, die in etwa homogen sind. Bis zu einem gewissen Wasserstand wird vereinfacht

mit einer ersten Grundfläche des Quaders gerechnet, ist der fragliche Wasserstand einmal erreicht, kommt zum ersten Quader ein weiterer hinzu, der dann allerdings eine grössere Grundfläche aufweist. Dadurch wird der Realität besser Rechnung getragen, hingegen erhöht sich aber die Komplexität des Modells (siehe auch OSTERMAIER, 2001 [13], S. 73 - 80). Die Höhe des Wasserspiegels ist nun also diejenige Grösse, welche als einzige variabel ist. Nur sie beeinflusst aus technischer Sicht die produzierte Strommenge und damit das Angebot.

Der Wasserstand im Moment  $t$  ist ein typisches Beispiel für einen *Stock*, eine statische Bestandesgrösse (vgl. STERMAN, 2000 [20], S. 191 - 229). Er kann nur immer bezogen auf einen bestimmten Zeitpunkt  $t$  gemessen werden. Beeinflusst wird er vom Wasserstand zum Zeitpunkt  $t - 1$  und von den Zu- und Abflüssen in der Periode zwischen  $t - 1$  und  $t$ . Diese Zu- und Abflüsse sind klassische Flows, wie es der englische Fachbegriff schon sagt (vgl. STERMAN [20], S. 191 - 229). Dieser Sachverhalt lässt sich durch nachstehende Gleichung beschreiben.

$$V_t = V_{t-1} + \int_{s=t-1}^t Z ds - \int_{s=t-1}^t A ds \quad (2.3)$$

$V_t$  ist das Volumen des Speichers zum Zeitpunkt  $t$ ,  $V_{t-1}$  analog dasjenige von  $t - 1$ . Die Zuflüsse werden mit  $Z$  und die Abflüsse mit  $A$  dargestellt. Mit  $s$  wird der Zeitraum bezeichnet, über welchen integriert wird, während  $t$  den Anfangs- und  $t - 1$  den Endpunkt innerhalb dieses Zeitraums bilden.

Als Zuflüsse fallen in jedem Fall die natürlichen Flüsse in Betracht, welche in den Speicher münden. Diese sind abhängig von der Grösse des Einzugsgebietes und den Niederschlägen während der jeweiligen Periode in diesem Einzugsgebiet. Speziell zu beachten ist, dass die Niederschläge je nach geographischer Lage überhaupt nicht regelmässig verteilt sein müssen. El Salvador ist beispielsweise aufgrund seiner Lage mit ausgeprägten Regen- und Trockenzeiten konfrontiert (vgl. Abschnitt 5.1.2). In alpinen Ländern wie der Schweiz wäre hingegen eine Verzögerung der Wirkung der Niederschläge infolge Schneefall im Winter und Schneeschmelze im Frühling und Sommer speziell zu berücksichtigen. Zu den natürlichen Zuflüssen kommen die Abflüsse aus anderen Wasserkraftwerken am Oberlauf des gestauten Flusses oder Zuleitungen aus anderen Einzugsgebieten mittels Verbindungsstollen. Letztere sind im Gegensatz zum Niederschlag steuerbar.

Als Abflüsse kommen in erster Linie Abflüsse infolge von Stromproduk-

tion in Frage. Daneben kann es aber auch zu Abflüssen durch Überlauf kommen, wenn der Speicher nämlich voll ist und noch mehr Wasser zufließt als durch die Produktion abfließt. Dies ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein unbefriedigender Zustand, weil Wasser ungenutzt den Speicher verlässt, mit dem zu einem anderen Zeitpunkt hätte elektrische Energie gewonnen werden können. Aus Sicht des Betriebes ebenfalls suboptimal ist der Abfluss aufgrund von gesetzlichen Auflagen aus Gründen des Naturschutzes. So schreibt beispielsweise in der Schweiz das Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (GSchG), SR 814.20, in Art. 31 genau vor, wie viele Liter Wasser pro Sekunde bei Wasserentnahmen aus Fließgewässern mindestens verbleiben müssen. Ziel einer optimalen Bewirtschaftungsstrategie muss es sein, Abflüsse der ersten Art nach Möglichkeit zu vermeiden und diejenigen der zweiten Art als zusätzliche Restriktionen in die Optimierung einfließen zu lassen, um den gesetzlichen Anforderungen zu genügen. Einschränkungen ähnlicher Art kann es übrigens auch für den Wasserstand des Speichers geben, indem dieser aus politischen, gesellschaftlichen, naturschützerischen oder anderen Gründen nicht unter eine gewisse Marke fallen darf.

### Die Nachfrage

Der Bedarf an elektrischer Energie ist in hohem Masse von der Tätigkeit des Menschen und damit von der Tages- und der Jahreszeit abhängig. Während der Nacht wird deutlich weniger Strom verbraucht als am Tag, wobei die Stromnachfrage um die Mittagszeit regelmässig ihren Höhepunkt erreicht. Derjenige Teil, welcher permanent nachgefragt wird, wird Bandenergie genannt. Er beträgt in der Schweiz aktuell rund 5000 MW (BFE, 2004 [1], S. 30). Der Spitzenverbrauch kann hingegen mehr als 11'000 MW betragen. Wechselstrom kann nicht gespeichert werden, weshalb in jedem Moment gleich viel Strom produziert werden muss wie konsumiert wird. Die meisten Arten von Kraftwerken sind nicht in der Lage, auf solch grosse Nachfrageschwankungen innert nützlicher Frist mit Produktionssteigerungen zu reagieren. Bei Wasserkraftwerken wird hingegen die potenzielle Energie des Wassers gespeichert und erst bei Bedarf in elektrische Energie umgewandelt. Diese Eigenschaft macht die betriebswirtschaftlich optimale Nutzung des gespeicherten Wassers erst interessant.

Historisch betrachtet ist der Bereich der Stromerzeugung und -verteilung lange Zeit in hohem Masse reguliert gewesen. Der elektrischen Energie ist innerhalb der wirtschaftlichen Güter ein Sonderstatus zugemessen worden. Die

Kraftwerke sind meist als Monopolbetriebe geführt worden. Sie sind auch noch in den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen der Verteilung und des Verkaufs tätig gewesen und haben sich zudem sehr oft in staatlichem Besitz befunden. Der Versorgungssicherheit ist oberste Priorität eingeräumt worden, während dem Preis eine untergeordnete Rolle zuteil geworden ist. Seit den 90er Jahren ist aber in der Elektrizitätsversorgung eine grundlegende Veränderung zu beobachten. Infolge technologischer Fortschritte wird es zunehmend möglich, mit elektrischer Energie Handel zu betreiben. Dieser Umstand wird durch die Tatsache noch begünstigt, dass Strom aufgrund seiner Homogenität eigentlich ein ideales Handelsgut darstellt. So haben etwa die Energieminister der Europäischen Union am 20. Juni 1996 beschlossen, den Elektrizitätsmarkt schrittweise zu öffnen. Das Europäische Parlament hat diese *Richtlinie 96/92/EG* [16] am 11. Dezember des selben Jahres verabschiedet. Sie ist am 1. Januar 1997 in Kraft getreten und bis 2007 soll der freie Elektrizitätsbinnenmarkt realisiert sein. In der Schweiz ist die Liberalisierung noch nicht so weit fortgeschritten, nicht zuletzt wegen den direktdemokratischen Entscheidungsstrukturen und der eher kleinräumigen Struktur in der Energiewirtschaft. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Strommarkt auch in der Schweiz in absehbarer Frist liberalisiert wird. Gemäss HOFMANN, 2004 [7] ist vorgesehen, den Markt für die Grosskunden, die mehr als 100'000 kWh im Jahr verbrauchen, 2007 zu öffnen, dem selben Zeitpunkt also, den sich auch die EU für die vollständige Marktöffnung zum Ziel gesetzt hat. Für die anderen Kunden soll der freie Strommarkt in der Schweiz 5 Jahre später Realität werden. Als erstes OECD-Land hat Grossbritannien seinen Strommarkt bereits im Jahre 1990 teilweise geöffnet, die vollständige Öffnung ist 1999 vollzogen worden. 1998 haben die USA teilweise und Deutschland vollständig ihre Märkte für elektrische Energie geöffnet (IEA, 2001 [10], S. 50). Noch einmal anders sieht die Situation in Lateinamerika aus. "Die Liberalisierung der Energiemärkte ist in Lateinamerika so weit fortgeschritten wie in keiner anderen Weltregion" (RASONYI, 2001 [15] S. 23). Eine umfassende Darstellung des liberalisierten argentinischen Strommarktes findet sich in ROTHWELL & GÓMEZ [17].

Zur Öffnung des inländischen Marktes kommt als weitere Komponente die Vernetzung mit den Strommärkten angrenzender Länder hinzu. Dadurch erhöht sich das Marktvolumen und somit das Absatzpotenzial für ein Kraftwerk. Hinzu kommen aber auch Stromimporte und -exporte, die dem Markt zusätzliche Dynamik verleihen. Kann beispielsweise die Spitzennachfrage eines Landes nicht vollständig durch die einheimische Stromproduktion gedeckt



werden, ergibt sich für Speicherkraftwerke aus anderen Ländern die Möglichkeit, diese Engpässe mit Spitzenstrom und zu damit entsprechend attraktiven Preisen zu decken.

Somit entstehen für den Handel mit elektrischer Energie Märkte, die mit anderen Märkten für standardisierte Güter vergleichbar sind, zum Beispiel den Kapitalmärkten. Es existieren auch bereits Energiebörsen, etwa die EUROPEAN ENERGY EXCHANGE (EEX) in Leipzig, welche sich zum Ziel gesetzt hat: “zu der bedeutendsten Energiebörse in Zentraleuropa zu werden“ (European Energy Exchange, 2004 [2]). Grundsätzlich kann unterschieden werden zwischen Spot- und Termingeschäften. Die Spotgeschäfte beziehen sich auf den aktuellen Strompreis, der sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergibt. Der sogenannte *Third Party Access* garantiert, dass auch andere als die traditionellen Kraftwerke ihren Strom ins Netz einspeisen können. Dadurch entsteht die Situation, dass den vielen Nachfragern auch eine Mehrzahl an Anbietern gegenüber steht. Dies stellt eine Voraussetzung für einen funktionierenden Markt dar. Der Preis für elektrische Energie auf dem Spotmarkt ist vergleichbar mit den Preisen auf anderen Märkten und ebenfalls entsprechenden Schwankungen unterworfen. Um diesem Marktrisiko zu begegnen, ist zusätzlich ein Markt mit Termingeschäften entstanden. Auf diesem werden Futures gehandelt, die sich mit den Optionen in den Kapitalmärkten vergleichen lassen. Preis, Menge und Bedingungen werden auf ein bestimmtes Datum hin abgemacht, bevor die tatsächliche Marktentwicklung bekannt ist. Aufgrund der augenscheinlichen Parallelen zwischen den Kapital- und den Energiemärkten, bietet es sich an, beide mit ähnlichen Methoden und Modellen zu analysieren. Die Forschung auf dem Gebiet der Kapitalmärkte ist schon weiter fortgeschritten, da diese schon länger bestehen. Kapitel 4 wird deshalb zeigen, wie Instrumente aus dem Finanz- auf den Energiebereich übertragen werden können.

### 2.2.3 Gewinnmaximierung

In liberalisierten Strommärkten sind die Anbieter elektrischer Energie ebenfalls Unternehmen, die nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten geführt werden. Im nächsten Schritt wird deshalb untersucht, wie ein Wasserkraftwerk seinen Profit maximieren kann. Grundsätzlich kann dieses Problem folgendermassen ausgedrückt werden.

$$\pi = p \cdot m - c \quad (2.4)$$

Wobei  $\pi$  für den Profit,  $p$  für den realisierten Preis,  $m$  für die abgesetzte Menge und  $c$  für die entstandenen Kosten steht. Wird zwischen fixen und variablen Kosten unterschieden, ergibt sich folgendes Bild:

$$\pi = (p - c_v) m - c_f \quad (2.5)$$

$c_v$  bezeichnet die variablen, also von der produzierten Menge abhängigen, und  $c_f$  die fixen Kosten.  $(p - c_v)$  wird auch als Deckungsbeitrag bezeichnet (für weitergehende Ausführungen zum betrieblichen Rechnungswesen wird auf HORNGREN, SUNDEM & STRATTON, 2002 [8] verwiesen). Die vorangehenden Abschnitte haben gezeigt, dass  $p$  von der Nachfrage abhängig ist und auf dem Strommarkt bestimmt wird. Der Ursprung für die produzierte Strommenge  $m$  liegt hingegen auf der Angebotsseite. Sie wird nämlich durch den Füllstand des Wassers im Speicher determiniert (vgl. Gleichung 2.3). Sowohl  $p$  als auch  $m$  unterliegen somit zukünftigen Entwicklungen, die nicht exakt voraussehbar sind. Auf diese Problematik wird in Kapitel 3.2.2 noch eingegangen. Was allerdings noch fehlt, ist eine Analyse des dritten Elements in Gleichung 2.5, der beiden Kategorien von Kosten.

Wie in Kapitel 2.2.1 dargelegt, ist die Standortwahl für ein neues Wasserkraftwerk ein langwieriger Prozess, in dem auf sehr viele verschiedene Faktoren Rücksicht genommen werden muss. Dies kann auch als Indikator für die hohen Investitionskosten verstanden werden, die beim Bau eines Kraftwerks anfallen. Im Gegensatz zu den einmaligen Investitionskosten stehen die Aufwendungen für Betriebs und Unterhalt, welche jährlich anfallen.

GIESECKE UND MOSONYI [4] (S. 61 - 62) nehmen folgende Unterteilung der jährlichen Kosten vor. Es wird unterschieden zwischen Bewirtschaftungskosten zur Betriebsführung einerseits und Kapitalkosten und Abschreibung andererseits. Die *Bewirtschaftungskosten zur Betriebsführung* gliedern sich in die Kategorien Materialaufwendungen, Personalaufwand und sonstiger betrieblicher Aufwand. Unter die Materialaufwendungen fallen der Einkauf von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen, z.B. Schmiermittel. Der Personalaufwand beinhaltet Aufwendungen für das Personal in Betrieb, Unterhalt und Verwaltung einer Anlage. Zum sonstigen betrieblichen Aufwand zählen etwa Instandhaltungskosten, Versicherungsprämien oder andere Abgaben. Die *Kapitalkosten* fallen an für die Verzinsung des investierten Kapitals. Die *Abschreibung* sollen sicher stellen, dass die Investition in die einzelnen Komponenten des Kraftwerks über ihre jeweilige Lebensdauer amortisiert werden können. Die jährlichen Aufwendungen werden auf insgesamt zwischen 11 und 14%

des investierten Kapitals veranschlagt.

Es wäre jedoch falsch, diese jährlichen Kosten als variable Kosten zu betrachten. Verzinsung und Amortisation finden in jedem Fall statt, unabhängig davon, wie viel Strom produziert wird. Auch Versicherungsbeiträge oder Personalkosten sind nicht direkt von der produzierten Strommenge abhängig. Kapitalsteuern fallen in jedem Falle an und werden auf das vorhandene Kapital bezogen, Gewinnsteuern müssen hingegen nur dann entrichtet werden, wenn auch wirklich Gewinn erzielt wird. Die Steuern können deshalb ebenfalls nicht zu den variablen Kosten gezählt werden. Die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe haben zwar einen direkten Zusammenhang mit der Produktion, sind aber gemäss GIESECKE UND MOSONYI [4] (S. 61) meist sehr gering, weshalb sie hier vernachlässigt werden.

Die Kosten für die Durchleitung des Stroms im Hochspannungsleitungsnetz sind zwar durchaus als variable Kosten zu betrachten. Sie betreffen aber die Grobverteilung der elektrischen Energie und nicht deren Erzeugung, weshalb sie hier nicht berücksichtigt werden. Ebenfalls keine Beachtung finden Kosten für die Nutzung des Wassers, in der Schweiz Wasserzins genannt.<sup>3</sup> Wie gezeigt, wird im Optimalfall sämtliches im Speicher vorhandene Wasser zur Stromgewinnung eingesetzt, der Zeitpunkt hängt jedoch vom aktuellen Strompreis ab. Da sich nun die Abgabe auf die genutzte Wassermenge bezieht, wird sie in jedem Falle gleich hoch ausfallen. Somit reduziert sich die Formel für die Gewinnermittlung (2.5) erneut.

Es drängt sich infolgedessen der Schluss auf, dass der Betrieb eines Wasserkraftwerks mit keinerlei nennenswerten variablen Kosten verbunden ist. Der Deckungsbeitrag ist dadurch automatisch immer positiv und die Durchschnittskosten je zusätzlich produzierte Einheit sind fallend (vgl. Gleichung 2.6). Dies impliziert, den Generator stets auf dem höchsten Level Strom produzieren zu lassen, um so den Gewinn zu maximieren.

$$\pi = p m - c_f \quad (2.6)$$

Die anfänglich äusserst vorteilhaft erscheinende Situation wird bedarf allerdings einer Relativierung. In der Realität kann nämlich nur so viel Wasser zur Stromgewinnung eingesetzt werden, wie jeweils im Speicher vorhanden ist. Als Konsequenz ergibt sich daraus, dass mit dem vorhandenen Wasser haushälterisch umgegangen werden muss. Der Preis am Strommarkt wird in

---

<sup>3</sup>Art. 48 - 51 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG), SR 721.80

liberalisierten Strommärkten zum ausschlaggebenden Kriterium, wann produziert wird. Dies führt vereinfacht gesagt dazu, dass mit einem Speicherkraftwerk immer dann Strom produziert wird, wenn der Preis  $p$  hoch ist. Ist der Preis hingegen vergleichsweise tief, wird das Wasser  $m$  für später aufgespart.

Falls nun noch als zusätzliches Element die Maximierung des Gewinns hinzugenommen wird, ergibt sich folgendes Bild:

$$\max \pi = p m - c_f \quad (2.7)$$

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die produzierte Strommenge lediglich von der verfügbaren Wassermenge abhängig ist. Der Gewinn eines Wasserkraftwerkes ist hingegen vom Zeitpunkt der Produktion und dem zu dieser Zeit herrschenden Preis auf dem Spotmarkt abhängig.

# Kapitel 3

## Betriebswirtschaftliche Optimierung

Das folgende Kapitel soll eine kurze Einführung in die betriebswirtschaftliche Optimierung geben. Ausgehend von einigen grundsätzlichen Überlegungen, befasst sich der zweite Abschnitt mit den Methoden des Operations Research. Im folgenden wird auf die stochastische Optimierung näher eingegangen. Es interessiert insbesondere die mehrstufige stochastische Optimierung mittels Baryzentrischer Approximation.

### 3.1 Einleitende Grundgedanken

Die Menschen leben in einer komplexen Umwelt, können diese aber nur eingeschränkt wahrnehmen. Viele Tatsachen und Zusammenhänge bleiben dem menschlichen Geist verborgen. Folgendes Bibelzitat aus dem Alten Testament bringt diesen Umstand zum Ausdruck:

Gott hat das alles zu seiner Zeit auf vollkommene Weise getan. Überdies hat er die Ewigkeit in alles hineingelegt, doch ohne dass der Mensch das Tun, das Gott getan hat von seinem Anfang bis zu seinem Ende wiederfinden könnte.

Koh 3,11

Nun kommt aber der Mensch immer wieder in Situationen, in denen er Entscheidungen treffen muss. Aufgrund seiner beschränkten Rationalität

kann er jedoch weder die zukünftige Entwicklung einer objektiven Grösse noch die Folgen einer subjektiven Handlung exakt vorhersagen. Um optimal zu entscheiden, wäre aber die vollständige Kenntnis der aktuellen Situation sowie der möglichen künftigen Entwicklungen nötig. Die Erfahrung hilft, mit der Ungewissheit umzugehen. Findet sich ein Mensch in einer ähnlichen Situation wieder, wird er versuchen, analog zu handeln, wenn er früher gute Erfahrungen damit gemacht hat.

Solche Faustregeln erleichtern den menschlichen Alltag beachtlich. Es gibt jedoch auch wissenschaftliche Theorien und Verfahren, die sich mit der Entscheidungsfindung befassen. Es wird in diesem Zusammenhang der Begriff des *expected value of perfect information* (EVPI) gebraucht, welcher von RAIFFA und SCHLAIFER, 1961 [14] eingeführt worden ist. Der Wert perfekter Information wird quantifiziert, indem die Ergebnisse einer Entscheidung miteinander verglichen werden. Im ersten Fall wird mit eingeschränktem (HERE AND NOW), im zweiten mit vollständigem Wissen (WAIT AND SEE) entschieden. Ist der Unterschied nur klein, lohnt sich eine umfassende Informationssuche nicht, da eine solche stets mit finanziellem und zeitlichem Aufwand verbunden ist und umgekehrt.

Der folgende Abschnitt hat den Bereich des Operations Research zum Thema, welches sich mit mathematischen Methoden der optimalen Entscheidungsfindung befasst.

## 3.2 Operations Research

### 3.2.1 Überblick

Operations Research ist ein Teilgebiet der Betriebswirtschaftslehre, das sich mit der Effektivität und Effizienz von Entscheidungen befasst. WINSTON (1999) [23] beschreibt Operations Research als

“[...] a scientific approach to decision making, which seeks to determine how best to design and operate a system usually under conditions requiring the allocation of scarce resources“ (S. 1).

Dabei kommen mathematische Modelle und Methoden zum Einsatz, um die relevanten Daten zu erfassen. Ziel der Optimierungen im Operations Research ist stets die Maximierung bzw. Minimierung einer ökonomischen Zielgrösse. Die Rahmenbedingungen des Unternehmens und der Märkte, in

denen es tätig ist, fliessen dabei als Restriktionen ins Optimierungsproblem ein. Operations Research ist deshalb eine Methode, welche unternehmerische Entscheide aufgrund von Intuition, Faustregeln oder Ähnlichem durch analytische und mathematisch fundierte Prozesse ersetzt. In der Struktur des vorangehenden Abschnitts sind die Verfahren des Operations Research deshalb zu der Kategorie der *Optimization Under Constraints* zu zählen.

Operations Research umfasst diverse Methoden der Optimierung, allen voran die lineare Optimierung. Im folgenden wird ein besonderes Augenmerk auf die Dynamik von Optimierungsproblemen gelegt. Diese stellt eine besondere Herausforderung dar, da sich die Grössen, welche ins Optimierungsmodell einfließen, im Laufe der Zeit verändern. Somit gibt es keine Lösung, welche zeitlich unbegrenzt Gültigkeit behält. Die Optimierung wird folglich zu einem fortwährenden Prozess. Dabei wirken sich die Entscheidungen, die auf einer Stufe gefällt werden, auf den Zustand der Einflussgrössen in späteren Stufen aus. Dies gilt unter anderem auch für die *mehrstufige stochastische Optimierung* (oder *Programmierung*). Diese Methode liegt dem Software Tool zugrunde, welches in Kapitel 5.2 zum Einsatz kommt. Auf die mehrstufige stochastische Optimierung wird in Kapitel 3.3 noch näher eingegangen. Zuvor soll der folgende Abschnitt den Unterschied zwischen deterministischen und stochastischen Daten aufzeigen.

### 3.2.2 Arten von Daten

Die Qualität des Ergebnisses eines Optimierungsproblem es steht in direktem Zusammenhang mit der Verlässlichkeit und Exaktheit der zugrunde liegenden Inputdaten. Grundsätzlich kann zwischen deterministischen und stochastischen Daten unterschieden werden.

#### Deterministische Daten

Deterministische Daten sind in ihrem Wert eindeutig bestimmt. Ein deterministisches Problem liegt dann vor, wenn sämtliche notwendigen Informationen mit absoluter Bestimmtheit vorliegen. Ein solches Problem bildet ein in sich geschlossenes System und kann mit mathematischen Methoden, beispielsweise der linearen Optimierung, gelöst werden.

### Stochastische Daten

In sehr vielen Situationen kann aber nicht darauf zurückgegriffen werden, dass alle nötigen Daten verfügbar sind. In Kapitel 2 ist aufgezeigt worden, dass ein Wasserkraftwerk desto mehr elektrische Energie erzeugen kann, je mehr Wasser sich im Speicher befindet. Der Speicher wird von den Niederschlägen aufgefüllt, die Regenmenge in der Zukunft lässt sich aber nicht exakt voraussagen. Sie ist ein sogenannt stochastischer Wert, von dem nur die Erwartung eines Wertes mit einer zugehörigen Unsicherheit, ausgedrückt durch eine Varianz. Nebst Phänomenen in der Natur sind stochastische Daten beispielsweise auch auf sämtlichen Märkten vorhanden, wo Angebot und Nachfrage den Preis beeinflussen.

Im folgenden wird die mehrstufige stochastische Optimierung behandelt, ein Teilgebiet des Operations Research, welches dann zum Einsatz kommt, wenn stochastische Daten vorhanden sind.

## 3.3 Mehrstufige stochastische Optimierung

### 3.3.1 Mehrstufige Entscheidungsprobleme

Die mehrstufige stochastische Optimierung berücksichtigt zusätzlich zur Unsicherheit auch den Aspekt der Dynamik gewisser Einflussgrößen eines Optimierungsproblems. So handelt es sich bei vielen betriebswirtschaftlichen Entscheiden nicht um einmalige Ereignisse, sondern um Prozesse mit der immer wiederkehrenden Pflicht, Entscheidungen zu treffen. Ein anschauliches Beispiel liefert die Bewirtschaftung eines Kraftwerkspeichers, wie sie in Kapitel 4 dargestellt wird. Die zu produzierende Strommenge wird nicht am 1. Januar für den Rest des Jahres festgelegt. Vielmehr wird wöchentlich entschieden, wie die Stromerzeugung der aktuellen Situation angepasst werden soll.

Dieser Dynamik der Einflussgrößen wird durch die Generierung von Szenariobäumen begegnet. Ein Szenariobaum beinhaltet zwei oder mehrere verschiedene Szenarien, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintreten könnten. Man spricht in diesem Zusammenhang von der *Diskretisierung des Wahrscheinlichkeitsraums*. Die Wahrscheinlichkeit aller Szenarien muss sich dabei immer zu 1 aufsummieren. Die Äste eines Szenariobaums verzweigen sich auf jeder Stufe des Entscheidungsprozesses ein weiteres Mal. Je weiter man deshalb in die Zukunft blickt, desto mehr verschiedenartige Szenari-



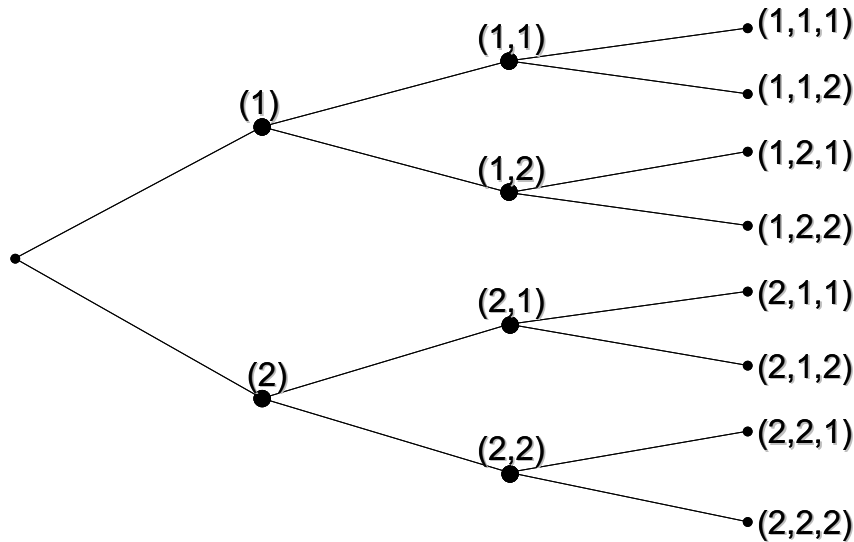


Abbildung 3.1: Beispiel eines Szenariobaums

en sind vorhanden, was durchaus plausibel erscheint. Abbildung 3.1 zeigt exemplarisch einen Szenariobaum mit jeweils zwei Verzweigungen pro Entscheidungsstufe.

Bei der Lösung mehrstufiger Probleme wird schrittweise vorgegangen. Das Optimierungsproblem wird jeweils für die erste (sprich momentan aktuelle) Entscheidungsstufe gelöst. Grundlage dazu bilden Szenariobäume, welche mögliche Entwicklungen über die verschiedenen Stufen hinweg aufzeigen und gewichten. Der dann gefällte Entscheid wirkt sich auch auf den Zustand der Einflussgrößen auf der nächst folgenden Entscheidungsstufe aus. Aber auch stochastische Größen, welche nicht von der Entscheidung abhängig sind, entwickeln sich bis zur nächsten Entscheidungsstufe auf eine bestimmte Weise, doch ist diese tatsächliche Entwicklung im Vornherein jeweils nicht exakt voraussagbar. Die Ausgangslage auf der nächstfolgenden Entscheidungsstufe ist dementsprechend nicht mehr identisch mit der vorhergehenden. Es werden deshalb neue Szenariobäume generiert, die erneut als Entscheidungsgrundlage dienen. Der Planungshorizont der Szenariobäume reicht dabei auf allen Entscheidungsstufen immer gleich viele Perioden in die Zukunft. Man spricht deshalb in diesem Zusammenhang auch von *Rolling Optimization* (vgl. OSTERMAIER, 2001 [13], S. 40 - 41).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei der mehrstufigen stochastischen Optimierung auf jeder Stufe neu entschieden werden muss, welches Verhalten gewählt werden soll. Die Werte auf jeder Stufe hängen von den vorhergehenden Entscheidungen und der tatsächlichen Entwicklung der stochastischen Grössen ab. Weitergehende Ausführungen bezüglich der Lösung mehrstufiger stochastischer Probleme finden sich beispielsweise bei SCHÜRLE (1998) [18].

### 3.3.2 Baryzentrische Approximation

Im folgenden wird die *Baryzentrische Approximation* nach FRAUENDORFER (1992) [5] thematisiert, ein Verfahren im Zusammenhang mit der Lösung stochastischer Probleme. Ursprünglich für zweistufige stochastische Optimierungsprobleme mit Unsicherheit in Zielfunktion und Nebenbedingungen entwickelt, ist die Baryzentrische Approximation auf mehrstufige Anwendungsfälle erweitert worden (vgl. etwa SCHÜRLE, 1998 [18]). Die Diskretisierung des stetigen Wahrscheinlichkeitsraums geschieht, indem eine Verteilung stochastischer Grössen durch den Schwerpunkt (griech. Baryzentrum) der Projektion dieser Verteilung ersetzt wird. So entsteht eine relativ geringe Zahl an möglichen Szenarien. Wenn sich die stochastischen Grössen des Optimierungsproblems in zwei Gruppen zerlegen lassen, weiss man, dass die Wertefunktion dieses Problems eine Sattelstruktur aufweist. Sie ist konvex in der einen Richtung und konkav in der anderen. Dies bringt den Vorteil, dass die Wertefunktion durch zwei bilineare Funktionen angenähert werden kann, es wird von der oberen und der unteren Approximation der Wertefunktion gesprochen. Je kleiner der Unterschied zwischen dem Wert der oberen und der unteren Annäherung ist, desto besser ist das Resultat, sprich desto näher ist man beim wahren Wert.

Die geringe Anzahl an Szenarien sowie die linearen Eigenschaften der approximierten Funktion bringen den Vorteil, dass sich eine Problemstellung mit vertretbarem numerischem Aufwand lösen lässt. Dies spielt insofern eine wichtige Rolle, als man bei der Lösung von Optimierungsproblemen sehr schnell an die Grenzen der Rechnerkapazität stösst, da mit zunehmender Komplexität der Rechenaufwand überproportional zunimmt. Eine Software, die sich auf das Konzept der Baryzentrischen Approximation abstützt, wird im nachfolgenden Kapitel dargestellt.

# Kapitel 4

## Optimale Speicherbewirtschaftung

Ziel dieses Kapitels ist es, die Erkenntnisse aus dem vorangehenden Kapitel über die betriebswirtschaftliche Optimierung auf den konkreten Fall der optimalen Bewirtschaftung eines Speicherkraftwerkes zu übertragen. Die Grössen, welche die Stromproduktion in Speicherkraftwerken beeinflussen, sind in Kapitel 2 behandelt worden.

### 4.1 Stochastische Einflüsse

Anstelle der Maximierung oder Minimierung eines Zielfunktionswertes (z.B. des Profits), tritt in Fällen der stochastischen Optimierung die Maximierung bzw. Minimierung eines Erwartungswertes der Zielfunktion. Die Gleichung 2.7, welche den Gewinn eines Speicherkraftwerkbetreibers maximiert, wird deshalb folgendermassen umgeformt:

$$\max E(\pi) = E(p) E(m) - c_f \quad (4.1)$$

Da sowohl der Strompreis auf dem Spotmarkt ( $p$ ) als auch die Niederschlagsmenge und dadurch das verfügbare Wasser ( $m$ ) stochastische Grössen sind, liegen anstelle gesicherter Daten nur Erwartungswerte vor. Folglich kann auch der erzielbare Gewinn nur als Erwartungswert ausgedrückt werden.

Das einfache und sehr allgemeine Modell, welches Gleichung 4.1 zugrunde liegt, wird nun noch um weitere stochastische Grössen ergänzt. So kommt

in liberalisierten Strommärkten auf der Angebotsseite zusätzlich zu den Zuflüssen in den Speicher die Produktion der anderen Wettbewerber hinzu. Hinsichtlich der Nachfrage handelt es sich nebst dem Preis auf dem Spotmarkt auch beim Bedarf (in diesem Zusammenhang mit dem englisch Ausdruck *Load* bezeichnet) um stochastische Einflüsse. Bei länderübergreifenden Strommärkten sind zudem die Spotmarktpreise in den anderen Ländern, sowie Importe und Exporte in die Betrachtung einzubeziehen. Es gilt deshalb, alle genannten stochastischen Grössen adäquat zu modellieren. Zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass sich diese Grössen gegenseitig beeinflussen können. So wird der Preis desto höher sein, je grösser der Bedarf ist. Andererseits werden die Zuflüsse negativ korreliert sein mit dem Strompreis. Da mehr Wasser zur Verfügung steht, ist eine erhöhte Stromerzeugung zu erwarten, was in der Regel zu sinkenden Preisen führt. Die Berücksichtigung solcher Korrelationen führt zu besseren Ergebnissen bei der Optimierung, weil dadurch die Plausibilität der Szenarien erhöht wird.

Für die Werte der einzelnen stochastischen Grössen kann bei der Speicherbewirtschaftung in hohem Masse auf Erfahrungswerte vergangener Jahre abgestellt werden. Die Niederschlagsmenge wird ebenso regelmässig erfasst und festgehalten wie die Entwicklung der Spotmarktpreise für elektrischen Strom oder der vorhandene Bedarf seitens der Kunden. Allerdings werden die einzelnen Grössen über die Dauer gesehen ein unterschiedliches Verhaltensmuster aufweisen. Die Niederschlagsmenge ist zwar zu einem gewissen Teil von der Klimazone und der Jahreszeit abhängig. Dennoch können von Jahr zu Jahr enorme Differenzen auftreten, indem ein Jahr sehr feucht und ein anderes wiederum ausserordentlich trocken ist. Der Mehrjahresvergleich erlaubt eine Bestimmung der Wahrscheinlichkeit solcher Ereignisse. Eine ähnliche Volatilität ist für den Strompreis auf dem Spotmarkt zu erwarten. Der Unterschied gegenüber den Niederschlagsmengen liegt darin, dass andere Einflüsse als die Jahreszeit sehr viel stärker sind und der Preis deshalb auch kurzfristig stark schwanken kann. Der Bedarf unterliegt schliesslich auch einem ganz bestimmten Verhaltensmuster, bedingt durch die Tages- und Jahreszeit. Dem ersten Umstand wird begegnet, indem man den Tag in unterschiedliche Blöcke aufteilt. Diese sollten hinsichtlich der nachgefragten Strommenge ungefähr ausgewogen sein und sich so miteinander vergleichen lassen. Im Gegensatz zu den Niederschlagsmengen und den Spotmarktpreisen ist aber davon auszugehen, dass der Bedarf auch künftig tendenziell noch eher zunehmen wird und darum nicht den selben Auf- und Abwärtsbewegungen unterliegt.

GÜSSOW (2001) [6] und OSTERMAIER (2001) [13] haben das Konzept der

Baryzentrischen Approximation auf Fragen der Energiewirtschaft angewendet, darunter auch die Bewirtschaftung von Speicherkraftwerken.

## 4.2 Software zur Optimierung

Die Modellrechnungen des folgenden Kapitels sind mit einem Software Tool durchgeführt worden, welches am *Institut für Operations Research und Computational Finance* der Universität St. Gallen (ifo/cf-HSG) entwickelt worden ist. Eine Dokumentation des Institutes beschreibt die Software als “[...] ein integriertes Entscheidungsunterstützungssystem für Energieerzeuger, -händler und Systemoperatoren, das auf Ansätzen der mehrstufigen stochastischen Optimierung basiert.“ Dabei wird die Methode der Baryzentrischen Approximation für die Optimierung der Entscheidungsprozesse von Akteuren in der Energiewirtschaft genutzt. Die Daten werden in einer relationalen, Oracle-basierten Datenbank verwaltet. Als Benutzeroberfläche dient eine Excel-Maske. Täglich können aktuelle Systemdaten und Zeitreihen in die Datenbank importiert werden, was Entscheidungen aufgrund ständig aktueller Daten ermöglicht. Als solche stochastische Grössen fliessen die Preise auf dem Spotmarkt, die Zuflüsse und die Last (Nachfrage nach elektrischer Energie) ins Modell ein. Zudem werden Varianzen und Korrelationen zwischen diesen stochastischen Grössen (vgl. Abschnitt 4.1) analysiert und quantifiziert.

In Abhängigkeit der strukturellen Voraussetzungen stellen sich für den Betreiber eines Kraftwerks zwei grundsätzlich verschiedene Aufgabenstellungen. In einem regulierten Markt, in welchem verschiedene Kraftwerksarten unter einheitlicher Leitung stehen, sind die Preise staatlich vorgegeben und die Versorgungssicherheit geniesst hohe Priorität. Die zentrale Leitung des Gesamtsystems steht deshalb vor der Aufgabe, den geforderten Strom möglichst kostengünstig zu produzieren. In liberalisierten Märkten können sich hingegen verschiedene Anbieter elektrischer Energie im freien Wettbewerb gegenüber stehen. Ziel des einzelnen Akteurs ist es in einem solchen Fall, seinen betrieblichen Ertrag zu maximieren.

Dem Benutzer stehen vier Anwendungen zur Verfügung, die die beiden genannten Arten der Optimierung beinhalten. Es handelt sich um Forecasting, stochastische Jahresplanung, stochastische Kurzfristplanung und Offer pricing. Das *Forecasting* liefert Prognosen über die künftige Entwicklung der unsicheren Grössen und bildet somit die Grundlage für die anderen Anwendungen. Die *stochastische Jahresplanung* eignet sich dazu, Kraftwerke optimal

zu betreiben, aber auch langfristige Energieliefer- und Bezugsverträge zu bewerten. Betreibt ein Stromproduzent thermische Kraftwerke, treten anstelle der stochastischen Niederschlagsmengen die Preise für die fossilen Brennstoffe, die ebenfalls stochastischer Natur sind. Die stochastische Jahresplanung ermittelt die optimale Stromerzeugung für die folgende Woche, wobei sich der Planungshorizont über mehrere Jahre erstrecken kann. Es wird damit dem Umstand Rechnung getragen, dass die Niederschlagsmengen im Jahresverlauf gewissen Zyklen unterliegen. Die *stochastische Kurzfristplanung* funktioniert analog zur langfristigen Planung und baut auf den Ergebnissen aus derselben auf. Betrachtet wird nun jede einzelne Kraftwerkseinheit für sich. Der Planungshorizont bemisst sich in Tagen und die Produktionsentscheidungen können je nach Marktstruktur auf einer stündlichen Basis fallen. Das Tool des *Offer pricing* erlaubt es schliesslich, gestaltend auf den Spotmarkt einzuwirken. Eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse aus der kurz- und langfristigen Planung ermöglicht es, mit einem entsprechenden Angebot adäquat auf unterschiedliche antizipierte Marktgleichgewichte des folgenden Tages zu reagieren.

# Kapitel 5

## Fallstudie

Das folgende Kapitel ist der Anwendung der theoretischen Ausführungen der vorangehenden Kapitel gewidmet. Am Beispiel eines realen Kraftwerks werden verschiedene Szenarien analysiert und deren Ergebnisse ausgewertet.

Sämtliche technischen oder statistischen Angaben in diesem Kapitel, welche nicht explizit mit einer Quellenangabe versehen sind, stammen entweder vom Kraftwerksbetreiber oder sind direkt ablesbar aus der Parametrierung der Optimierungs-Software.

### 5.1 Situation

Die in Abschnitt 5.2 folgenden Optimierungsrechnungen sind für einen Kraftwerksbetreiber in El Salvador durchgeführt worden, welcher seit 2000 im Bereich der Kraftwerksoptimierung mit dem ifo/cf-HSG zusammen arbeitet. Bei den verwendeten Daten handelt es sich somit nicht um fiktive Annahmen, vielmehr entspringen sie der Realität. Auch das verwendete Software Tool entspricht grundsätzlich demjenigen, welches bei diesem Kraftwerksbetreiber tatsächlich im täglichen Einsatz steht. Vorerst soll aber eine Übersicht über das wirtschaftliche Umfeld gegeben werden, in welchem sich der Energieanbieter bewegt.

#### 5.1.1 Wirtschaftliches Umfeld

El Salvadors jüngere Geschichte ist bewegt, von 1980 bis 1992 herrschte ein Bürgerkrieg. “Als 1989 zum ersten Mal seit vielen Jahren wirklich freie

Wahlen in El Salvador stattfinden konnten, kam eine neue Partei an die Macht, die ARENA-Partei“ (EUCHNER, 1996 [3], S. 73). Diese neue Regierungspartei hat ihr Programm an den Grundsätzen einer liberalen Wirtschaftsordnung ausgerichtet. Privateigentum, freie Märkte und Wettbewerb sind gemäss EUCHNER (1996) [3] die Grundpfeiler der neuen Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung in El Salvador. So erstaunt es nicht, dass auch der Elektrizitätsmarkt schon bald liberalisiert worden ist.

Im Jahr 2001 sind in El Salvador 3920 GWh an elektrischer Energie erzeugt worden. Die Wasserkraft macht mit einer Produktion von 1164 GWh einen Anteil von rund 30% aus. Rund 45% entfallen auf thermische und knapp 25% auf geothermische Kraftwerke. Zudem sind 2001 353 GWh importiert und 44 GWh exportiert worden. Der Austausch findet mit den beiden einzigen Nachbarländern Guatemala und Honduras statt. Dies ergibt einen inländischen Stromverbrauch von 4229 GWh, was einem jährlichen Pro-Kopf-Verbrauch von 661 kWh entspricht. Die genannten Daten entstammen einer Statistik der Vereinten Nationen (UNITED NATIONS [UN] - DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS, 2004 [22], S. 454 & 483). Im Vergleich dazu hat der Pro-Kopf-Verbrauch 2001 in der Schweiz 8499 kWh und weltweit 2425 kWh betragen (UN, 2003 [22], S. 492 & 478).

Auf dem el salvadorianischen Elektrizitätsmarkt finden sich fünf grosse Anbieter von elektrischer Energie. Nebst der Nutzung von Wasserkraft kommen thermische und geothermische Kraftwerk zum Einsatz. Der Anteil der Wasserkraft an der installierten Leistung aller Kraftwerke beträgt knapp 40%. Dies Zahl stimmt nicht mit den 30% aus dem vorangehenden Absatz überein, welche die Stromproduktion im Jahr 2001 betreffen. Die tatsächlich produzierte Strommenge ergibt sich nämlich aus der Multiplikation der installierten *Leistung* (in [MW]) mit der Zeitdauer, während der effektiv Strom generiert wird. Die erzeugte Strommenge entspricht physikalisch gesehen der Grösse *Arbeit* und wird in [MWh], [GWh] oder einer vergleichbaren Einheit gemessen. Die Diskrepanz zwischen installierter Leistung und tatsächlicher Erzeugung mittels Wasserkraft ergibt sich aus der Tatsache, dass Wasserkraftwerke nicht permanent elektrische Energie erzeugen. Das nur beschränkt vorhandene Wasser wird vielmehr gezielt eingesetzt. So kann auch der Unterschied zwischen theoretisch möglicher Leistung und praktisch geleisteter Arbeit plausibel erklärt werden.



Load block	von	bis	von	bis	von	bis	Dauer [h]	Nachfrage	Gewichtung
1	00:00	- 06:00	23:00	- 00:00			7	sehr gering	0.67
2	06:00	- 08:00	22:00	- 23:00			3	gering	0.85
3	08:00	- 09:00	17:00	- 18:00	21:00	- 22:00	3	mittel	1.01
4	09:00	- 17:00					8	hoch	1.02
5	18:00	- 21:00					3	sehr hoch	1.45

Tabelle 5.1: Aufteilung eines Tages in fünf Load blocks

### 5.1.2 Konkretes Modell

In Zusammenarbeit dem ior/cf-HSG sind mathematische Modelle entwickelt worden, die sowohl die vier Kraftwerksanlagen des Anbieters, diejenigen der anderen Anbieter als auch den inländischen Energiemarkt mit Verbindungen nach Guatemala und Honduras beschreiben und Beziehungen untereinander quantifizieren.

Das in Abschnitt 4.2 vorgestellte Software Tool erlaubt es dem Kraftwerksbetreiber entweder den Profit zu maximieren oder die Kosten zu minimieren. Der offene Strommarkt ist in Lateinamerika bereits verwirklicht, weshalb von der Profitmaximierung ausgegangen wird. Das konkrete Modell beinhaltet sieben stochastische Grössen. In der Zielfunktion handelt es sich um die Spotmarktpreise von El Salvador (“Spot price El Salvador“) und seiner beiden Nachbarländer (“Spot price Guatemala“ und “Spot price Honduras“). In den Nebenbedingungen finden sich die Nachfrage oder Last (“Load“), die Zuflüsse (“Inflows“), die Einfuhr von Strom aus den Nachbarländern (“Import energy“) und die Produktion der anderen Anbieter (“Thermal generation“).

Die beiden Anlagen 1 und 2 umfassen grosse Speicher, welche im Modell durch fünf Partitionen abgebildet werden (vgl. Abschnitt 2.2.2), während bei den beiden kleineren Speichern keine solche Differenzierung vorgenommen wird. Die Nachfrage wird in fünf *Load blocks* unterteilt. Diese widerspiegeln die Schwankungen des Bedarfs an elektrischer Energie im Tagesverlauf, indem sie Stunden mit ähnlich hoher Nachfrage zusammenfassen. Tabelle 5.1 zeigt, welche Stunden des Tages im vorliegenden Fall welchem Load block zugeteilt werden. Die zweitletzte Spalte beinhaltet eine Qualifizierung der zu erwartenden Nachfrage. Aufgrund dessen wird der jeweilige Preis auf dem Spotmarkt für jeden Load block mit dem Wert in der letzten Spalte gewichtet. Die Summe der Gewichtungen beträgt 5, was einen Durchschnitt von 1 pro Load block ergibt.

Das Modell unterscheidet weiter bezüglich der Niederschlagsmenge zwischen “wet“, “medium“ und “dry years“. So können die drei möglichen Szenarien je separat simuliert und Rückschlüsse daraus abgeleitet werden. Die Berechnungen im folgenden Abschnitt werden von dieser Möglichkeit ebenfalls Gebrauch machen.

Gemäss dem *Länderbericht El Salvador* des STATISTISCHEN BUNDESAMTES (1995) [19] in Wiesbaden ist der September der feuchteste Monat in El Salvador. Die vier über das Land verteilten Messstationen melden im langjährigen Durchschnitt Niederschlagswerte zwischen 321 und 388  $mm/m^2$ . Als trockenster Monat wird der Februar angegeben, wobei je nach Station zusätzlich noch die Monate Dezember und Januar hinzu kommen. Die Niederschlagsmenge liegt in dieser Zeit zwischen 0 und 4  $mm/m^2$ . Die jährliche Niederschlagsmenge wird mit durchschnittlich zwischen 1694 und 1877  $mm/m^2$  angegeben.

Die Abbildungen 5.1 und 5.2 zeigen zwei Szenariobäume für den Verlauf der stochastischen Zuflüsse, welche vom Programm generiert worden sind. Aufgrund der historischen Daten wählt die Software für jede Planungsperiode einen durchschnittlich erwarteten Zufluss. Im ersten Szenariobaum ist die Entwicklung der Zuflüsse aus der Sicht von Ende Dezember dargestellt, während im zweiten Szenariobaum das Startdatum im Monat Juni liegt. Obwohl diese beiden Szenariobäume nur eine sehr grobe Vereinfachung der Realität darstellen, sind die beschriebenen klimatischen Charakteristiken ganz deutlich erkennbar. Von Dezember bis März befinden sich die Zuflüsse auf einem tiefen Niveau und sind sogar noch abnehmend. In der vierten Periode von Abbildung 5.1, welche die Monate April bis Juni beinhaltet, steigen sie deutlich an. Sie erreichen erwartete Werte zwischen 40 und 45  $m^3/s$ . Demgegenüber liegt die Niederschlagserswartung in den Sommermonaten (Abbildung 5.2) allgemein wesentlich höher. Für die Planungsperiode von Ende Juli bis Mitte September erreicht der maximal erwartete Wert mit 180  $m^3/s$  seinen Höchststand. Die Abbildungen 5.3 und 5.4 zeigen, mit welchen wöchentlichen Zuflüssen im konkreten Fall gerechnet worden ist. Das oben beschriebene Klima kommt darin sehr deutlich zum Ausdruck.

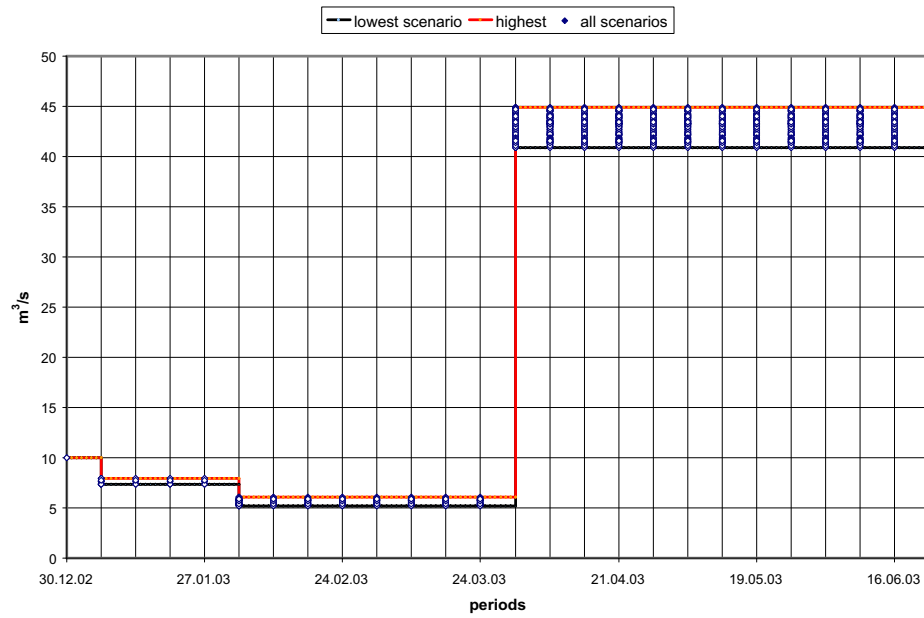


Abbildung 5.1: Szenariobaum Zuflüsse erste Jahreshälfte

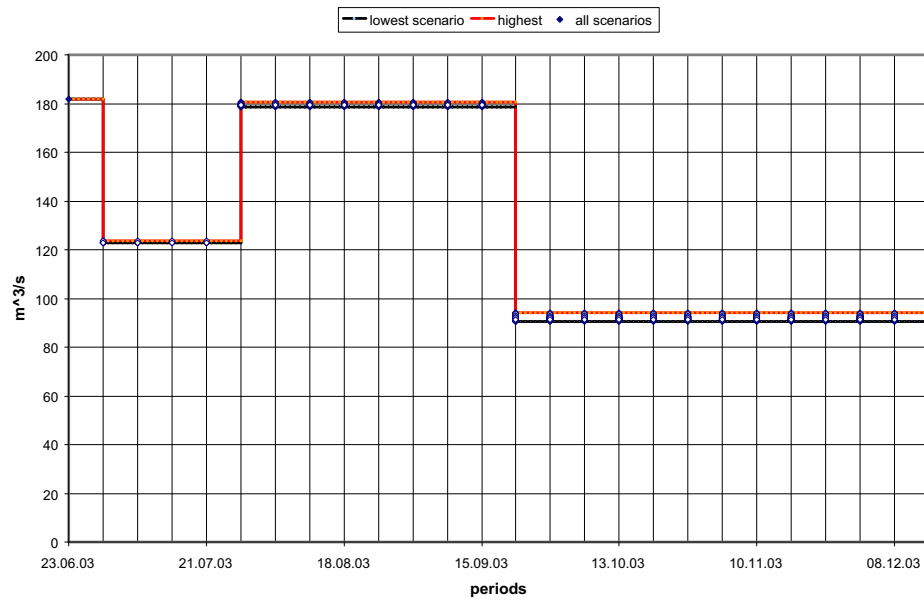


Abbildung 5.2: Szenariobaum Zuflüsse zweite Jahreshälfte

## 5.2 Modellrechnungen

### 5.2.1 Rahmenbedingungen

#### Ausgangslage

Zur Erzeugung von elektrischem Strom wird ein Magnetfeld benötigt (vgl. Kapitel 2.1.1). Bei diesem Magnetfeld handelt es sich in aller Regel um ein elektromagnetisches Feld, welches seinerseits durch einen elektrischen Stromfluss erzeugt wird. Die dazu benötigte Energie wird *Erregerenergie* genannt. In der Kraftwerksanlage 5 ist früher ein separater Generator mit einer Leistung von rund 700 kW im Einsatz gewesen, um diese Erregerenergie zu liefern. Inzwischen wird die Erregerenergie jedoch direkt aus dem Netz bezogen. Der Generator steht still, obwohl er noch funktionstüchtig ist und auch sämtliche Zu- und Ableitungen noch bestehen. Es wird davon ausgegangen, dass die Wiederinbetriebnahme Kosten von knapp einer Million US-Dollar verursachen würde und in einer Zeitspanne von sechs bis zwölf Monaten realisiert werden könnte. Gegenstand der nun folgenden Berechnungen ist deshalb, herauszufinden, wie viel zusätzliche Energie für den inländischen Markt<sup>1</sup> erzeugt werden kann und wie sich dies auf den erzielten Umsatz auswirkt.

#### Vorgehen

Dabei ist folgendes Vorgehen zur Anwendung gekommen. Dieser Generator ist nicht als eine sechste Einheit der Kraftwerksanlage betrachtet worden, wie dies physisch eigentlich der Fall wäre. Vielmehr ist bei der fünften Einheit der Kraftwerksanlage 5 die Leistung um 1 MW erhöht worden, was sich sehr leicht bewerkstelligen lässt. Diese kleine Abänderung hat es möglich gemacht, mit dem bereits bestehenden Modell arbeiten zu können und trotzdem zu aussagekräftigen und verlässlichen Resultaten zu kommen.

Die Baryzentrische Approximation liefert aufgrund der Struktureigenschaften eines Optimierungsproblems jeweils zwei Näherungswerte, nämlich einen unteren und einen oberen (vgl. Kapitel 3.3.2). Es besteht die Möglichkeit, entweder nur eine der beiden oder beide Approximationen durchzuführen. Im vorliegenden Fall sind stets beide Annäherungen berechnet worden, weshalb sich immer zwei Erwartungswerte ergeben haben. Einer ist

---

<sup>1</sup>Stromexporte sind in den Modellannahmen bewusst ausgeschlossen worden, da die Datenbasis über den Preisverlauf auf den ausländischen Märkten nicht sehr gut ist und die Resultate deshalb nicht die selbe Stichhaltigkeit aufgewiesen hätten.

tendenziell zu hoch angesetzt, der andere eher zu tief. Die in der Folge ausgewiesenen Werte stellen einen Mittelwert aus beiden Approximationen dar.

Als Planungshorizont ist ein Zeitraum von knapp einem halben Jahr gewählt worden, unterteilt in vier Perioden zu einer, vier, acht und zwölf Wochen. Die Struktur der Szenariobäume, die sich daraus ergibt, ist aus den Abbildungen 5.1 und 5.2 ersichtlich. Als rollende Optimierung ist für jede Woche eines Jahres eine Optimierungsrechnung durchgeführt worden, wobei die Ergebnisse der Vorwoche als Startwerte in die neue Modellrechnung eingeflossen sind. Daraus ergeben sich pro Szenario 52 Rechnungen.

Diese 52 Rechnungen sind sechsfach ausgeführt worden. Zur Szenariogenerierung der stochastischen Größen sind dabei, mit Ausnahme der Niederschläge, immer die gleichen Startwerte angenommen worden. Zuerst ist die Situation in einem durchschnittlichen Jahr analysiert worden. Dies bedeutet, dass die Software aus den verfügbaren Niederschlagsdaten der vergangenen Jahren pro Woche jeweils einen Wert errechnet hat, der durchschnittlich zu erwartenden ist. Um allfällige Unterschiede infolge der Zusatzinvestition noch deutlicher hervortreten zu lassen, ist sodann ein Jahr mit überdurchschnittlichem Niederschlag simuliert worden. Dabei sind die Niederschlagsmengen des durchschnittlichen Jahres mit dem Faktor 1,5 multipliziert worden. Im dritten Fall sind schliesslich die historischen Niederschlagswerte des Jahres 1999 als Startwert genommen worden. Dieses Jahr kann als ein sehr niederschlagsreiches bezeichnet werden. Diese drei Niederschlagsverläufe sind in Abbildung 5.3 dargestellt. Abbildung 5.4 zeigt die selben Werte, allerdings auf einer logarithmischen Skala abgebildet.

Jeder der drei beschriebenen Fälle ist zweifach durchgerechnet worden. Einmal ist für die fünfte Einheit des Kraftwerks 5 eine Leistung von 21 MW und einmal eine solche von 22 MW angenommen worden. Dies ergibt 6 Fälle à 52 Wochen, insgesamt also 312 Rechendurchläufe. Tabelle 5.2 fasst die Charakteristiken der drei untersuchten Fälle zusammen.

### **Zusätzliche Nebenbedingung**

Die Ergebnisse einer Modellrechnung können nur so gut sein wie das ihnen zugrunde gelegte Modell. Gibt es Unstimmigkeiten oder Lücken in diesen Modellannahmen, führt das zu unzuverlässigen Resultaten. Bei der Berechnung der Testserien ist eine Situation aufgetreten, die anschaulich zeigt, wie unbeachtete Aspekte das Resultat der Optimierung negativ beeinflussen können.

Die Software hat den Auftrag erhalten, das im Speicher vorhandene Was-

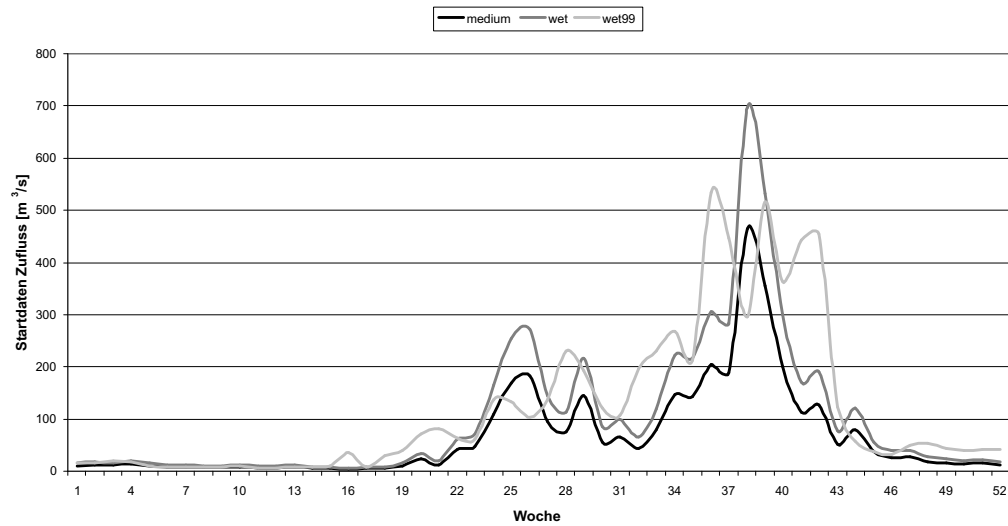


Abbildung 5.3: Startwerte der Zuflüsse nach Szenarien

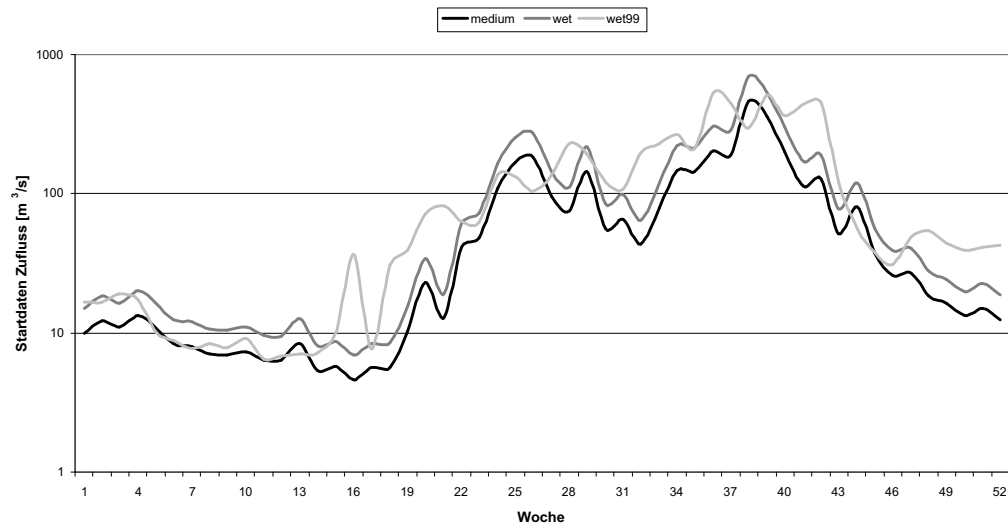


Abbildung 5.4: Startwerte der Zuflüsse nach Szenarien - logarithmische Skala

ser über einen Planungshorizont von 25 Wochen so zu bewirtschaften, dass ein möglichst grosser Profit erzielt wird. Das führt dazu, dass in der letzten Periode des Planungshorizontes sämtliches im Speicher noch vorhandene

	Niederschlag und Startwert für Szenariogenerierung		
	medium mehnjähriges Mittel	wet 1,5 x mehrjähriges Mittel	wet 1999
ohne zusätzliche Leistung	Testserie 1	Testserie 2	Testserie 3
mit zusätzlicher Leistung	Testserie 4	Testserie 5	Testserie 6

Tabelle 5.2: Charakteristika der sechs Testserien

Wasser aufgebraucht wird, da dem restlichen Wasser im Speicher schlussendlich kein Wert zugemessen wird. Dieses Vorgehen stimmt mit den mathematischen Vorgaben absolut überein, der Profit wird schliesslich dann am grössten, wenn jeder vorhandene Tropfen Wasser genutzt wird.

Das Ergebnis entspricht jedoch nicht der Realität eines Kraftwerksbetreibers. Dessen Horizont geht über die 25 Wochen hinaus und er weiss deshalb, dass auch das Wasser, welches sich am Ende dieser Dauer noch im Speicher befindet, durchaus noch einen Wert besitzt. Es kann zu einem späteren Zeitpunkt der Stromerzeugung dienen und dadurch Umsatz generieren. Dieser Tatsache kann am einfachsten dadurch begegnet werden, dass ein minimales Level für jeden vorhandenen Speicher zum Ende der Periode in Form einer Ungleichung in die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems einfliesst. Minimalstände der Speicherseen kommen auch in der Realität vor und werden durch die Gesetzgebung oder die Interessen anderer Anspruchsgruppen begründet.

In diesem Zusammenhang wird auch auf die Abbildungen 5.5 und 5.6 verwiesen. Sie zeigen, wie sich der Pegelstand des Speichers im Jahreslauf verändert. Das obere Level ist durch die Höhe der Staumauer vorgegeben, während die untere Grenze den minimalen Speicherstand darstellt. Es fällt auf, dass beide Extremfälle in sämtlichen analysierten Fällen auftreten. In Erwartung hoher künftiger Zuflüsse wird in der zweiten Jahreshälfte solange Strom produziert, bis der Speicher seinen Minimalstand erreicht. Die umfangreichen Zuflüsse führen dann aber dazu, dass der Höchststand schon bald wieder erreicht ist. Eine exakte Voraussage des Verhalten ist jedoch kaum möglich, unterscheiden sich doch die sechs Kurven deutlich voneinander.

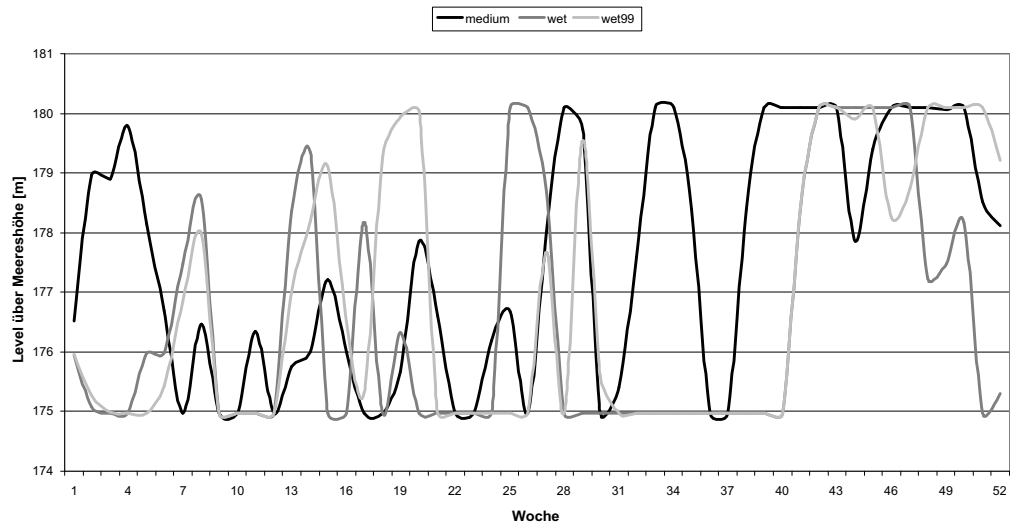


Abbildung 5.5: Verlauf des Speicherlevels ohne zusätzliche Leistung

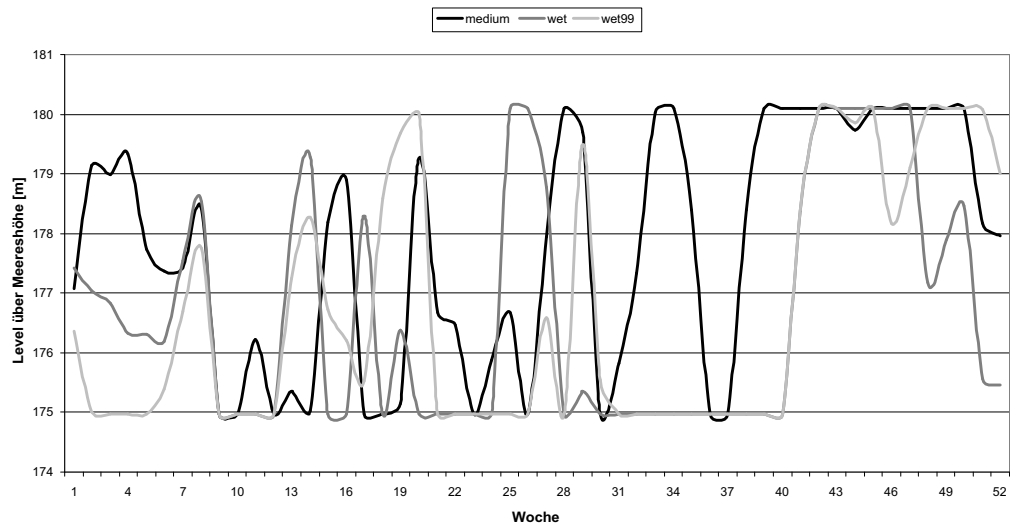


Abbildung 5.6: Verlauf des Speicherlevels mit zusätzlicher Leistung

### Gemeinsamkeiten der Szenarien

Mit Ausnahme der Zuflüsse sind in sämtlichen sechs Szenarien die stochastischen Werte die selben gewesen. Identische Startwerte bei der Szenariogene-



rierung resultieren in identischen Szenariobäumen. Die grösste Relevanz wird der Preisentwicklung zugemessen. Sie ist in Tabelle 5.3 und Abbildung 5.7 wiedergegeben. Die Gewichtung der fünf Load blocks findet sich in Tabelle 5.1. Zur Ermittlung des Umsatzes wird die Strommenge jedes Load blocks mit dieser Gewichtung und dem aktuellen Marktpreis multipliziert.

Woche	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Spotmarktpreis [\$/MWh]	66.2	94.2	84.7	48.2	55.2	75.4	77.3	78.5	70.0	93.6	87.4	71.0	51.6	58.5	79.9	65.2	82.8	68.6
Woche	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Spotmarktpreis [\$/MWh]	84.8	62.5	59.2	56.1	61.8	57.0	52.0	52.0	63.2	50.2	53.2	90.1	59.2	56.8	75.5	64.9	70.9	56.3
Woche	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52		
Spotmarktpreis [\$/MWh]	64.5	53.8	56.9	57.4	57.3	63.3	62.2	64.1	62.8	58.3	61.3	61.2	70.5	75.2	69.1	63.6		

Tabelle 5.3: Angenommene Preisentwicklung auf dem Spotmarkt

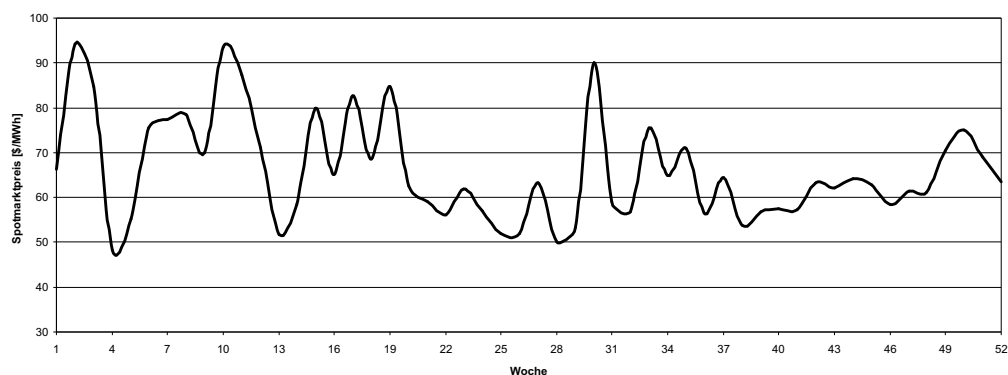


Abbildung 5.7: Angenommene Preisentwicklung auf dem Spotmarkt

### 5.2.2 Aktueller Zustand

In diesem Abschnitt wird der aktuelle Status quo beschrieben, jener Zustand ohne zusätzliche Nutzung des Generators in der Kraftwerksanlage 5. Dabei werden die drei in Tabelle 5.2 skizzierten Fälle unterschieden.

Die Tabellen 5.4, 5.5 und 5.6 sowie die Abbildungen 5.8, 5.9 und 5.10 geben die vom Programm errechneten Werte wieder. Folgende Aussagen lassen sich für alle drei untersuchten Fälle machen. Im fünften Load block wird immer Strom generiert. Dieser ist schliesslich derjenige mit der höchsten Nachfrage und der höchsten Gewichtung des Preises (vgl. Tabelle 5.1). Anders sieht es bei den ersten vier Load blocks aus. Bei durchschnittlichem Niederschlag wird in den Load blocks 1 bis 4 der Wochen 13, 46 und 47 gar nichts produziert. Dies illustriert, wie die Wasserkraft zur Deckung des Spitzenbedarfs an elektrischer Energie genutzt wird (vgl. Abschnitt 2.1.2). Mit zunehmender Wassermenge wird jedoch auch in diesen Load blocks Strom erzeugt, wie die Werte für die beiden niederschlagsreichen Fälle aufzeigen.

In der Zeit von Woche 24 bis 31 sowie in den Wochen 35 bis 37 wird in allen drei Fällen gleich viel elektrische Energie erzeugt. Die Generation ist zudem für die beiden niederschlagsreichen Szenarien auch von Woche 32 bis 34 und von Woche 38 bis 41 identisch, während das durchschnittliche Szenario leicht davon abweicht. Dies lässt sich folgendermassen erklären. Wie in Abbildung 5.4 gezeigt, beginnt in Woche 24 die Periode der Regenzeit und damit der erhöhten Zuflüsse. Die verfügbare Wassermenge bildet somit nicht länger den limitierenden Faktor. Vielmehr wird mit grösst möglicher Leistung Strom erzeugt und dies in jedem Load block. Eingeschränkt wird die produzierte Strommenge jedoch durch die vorhandene Nachfrage. Da Exporte ausgeschlossen sind, kann maximal so viel produziert werden wie gleichzeitig konsumiert wird. Es wird deshalb Wasser ungenutzt den Speicher verlassen. Dies erklärt auch, warum die gesamte Stromerzeugung in den Fällen 2 und 3 gegenüber dem Szenario mit durchschnittlichem Niederschlag nicht um den selben Prozentsatz höher liegt.

In einem durchschnittlichen Jahr [21MW]

Woche	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Load Block 1 [MWh]	-	-	2'794	-	419	3'100	-	-	-	1'393	-
Load Block 2 [MWh]	588	5'131	4'198	-	1'330	2'247	1'995	1'995	-	1'995	1'995
Load Block 3 [MWh]	4'658	6'971	5'966	1'582	3'341	4'691	5'208	5'208	-	5'208	5'122
Load Block 4 [MWh]	12'474	19'218	18'315	8'726	14'069	19'171	17'187	17'218	4'326	18'568	17'206
Load Block 5 [MWh]	8'013	8'497	8'497	8'079	8'445	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>	<b>25'732</b>	<b>39'817</b>	<b>39'770</b>	<b>18'388</b>	<b>27'604</b>	<b>37'706</b>	<b>32'887</b>	<b>32'918</b>	<b>12'823</b>	<b>35'661</b>	<b>32'820</b>

Woche	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Load Block 6 [MWh]	-	-	6'064	7'804	612	5	-	-	-	3'103	657
Load Block 7 [MWh]	-	-	5'175	5'208	2'166	2'373	-	1'995	-	3'885	1'995
Load Block 8 [MWh]	-	-	5'208	5'208	2'472	2'373	-	4'830	1'103	5'275	1'995
Load Block 9 [MWh]	4'515	-	20'306	20'551	17'037	17'204	4'969	17'189	5'676	21'026	16'303
Load Block 10 [MWh]	8'497	5'603	8'497	8'497	7'888	8'497	8'497	8'497	8'411	8'376	8'497
<b>Summe [MWh]</b>	<b>13'012</b>	<b>5'603</b>	<b>45'250</b>	<b>47'267</b>	<b>30'174</b>	<b>30'452</b>	<b>13'465</b>	<b>32'510</b>	<b>15'190</b>	<b>41'664</b>	<b>29'447</b>

Woche	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Load Block 11 [MWh]	-	5'017	4'366	4'466	4'748	4'414	4'384	5'019	4'652	611	3'676
Load Block 12 [MWh]	-	5'248	4'706	4'829	5'346	4'764	4'772	5'462	5'085	2'022	1'995
Load Block 13 [MWh]	1'381	7'254	6'997	7'110	7'341	7'027	7'081	7'423	6'985	3'242	5'077
Load Block 14 [MWh]	14'009	21'204	20'572	20'661	21'395	20'689	20'913	21'925	19'878	17'120	21'455
Load Block 15 [MWh]	8'497	8'497	8'449	8'497	8'497	8'488	8'497	8'497	8'497	7'899	8'497
<b>Summe [MWh]</b>	<b>23'887</b>	<b>47'219</b>	<b>45'091</b>	<b>45'562</b>	<b>47'327</b>	<b>45'383</b>	<b>45'647</b>	<b>48'325</b>	<b>45'097</b>	<b>30'894</b>	<b>40'700</b>

Woche	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Load Block 16 [MWh]	4'903	4'310	4'133	4'580	9'719	11'386	2'418	-	-	5'188	-
Load Block 17 [MWh]	5'215	5'030	5'142	5'329	5'253	5'284	4'619	-	2'497	5'583	-
Load Block 18 [MWh]	6'204	7'069	7'076	7'222	5'284	5'944	5'061	2'505	6'033	7'810	2'846
Load Block 19 [MWh]	20'778	20'711	20'747	20'251	14'090	19'644	16'099	13'747	19'137	21'239	14'264
Load Block 20 [MWh]	8'497	8'497	8'497	8'497	7'055	8'119	8'119	8'497	8'371	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>	<b>45'597</b>	<b>45'617</b>	<b>45'594</b>	<b>45'879</b>	<b>41'400</b>	<b>50'376</b>	<b>36'316</b>	<b>24'749</b>	<b>36'037</b>	<b>48'317</b>	<b>25'607</b>

Woche	45	46	47	48	49	50	51	52
Load Block 21 [MWh]	2'809	-	-	-	-	-	-	-
Load Block 22 [MWh]	3'486	-	-	-	1'261	-	-	-
Load Block 23 [MWh]	5'845	-	-	-	2'937	2'113	-	-
Load Block 24 [MWh]	16'001	-	-	705	20'962	15'977	2'485	2'436
Load Block 25 [MWh]	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'430	8'371
<b>Summe [MWh]</b>	<b>36'638</b>	<b>8'497</b>	<b>8'497</b>	<b>9'202</b>	<b>33'656</b>	<b>26'587</b>	<b>10'915</b>	<b>10'807</b>

Tabelle 5.4: Erzeugung nach Load blocks bei durchschnittlichem Niederschlag

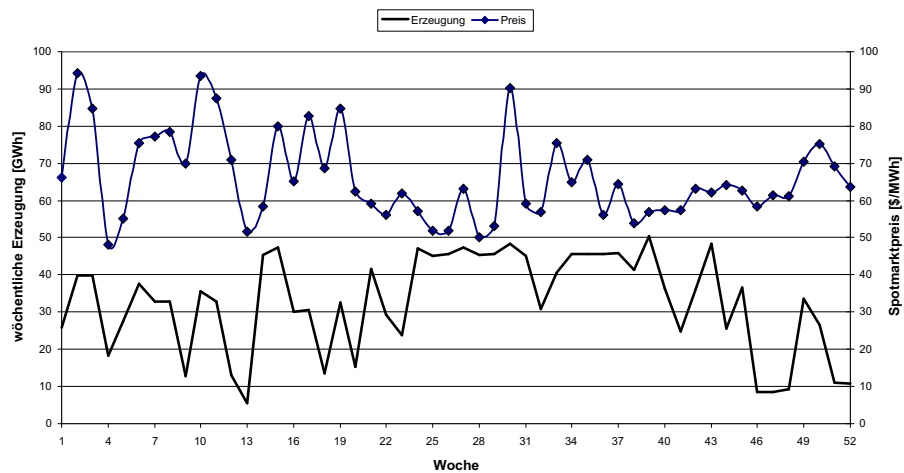


Abbildung 5.8: Erzeugung bei durchschnittlichem Niederschlag

In einem niederschlagsintensiven Jahr (Durchschnitt x1,5) [21MW]

Woche		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Load Block 1 [MWh]		1'829	4'091	4'056	4'516	125	3'103	-	-	-	3'537	2'492
Load Block 2 [MWh]		3'094	5'131	4'959	4'885	1'330	3'885	1'995	2'247	-	3'443	2'373
Load Block 3 [MWh]		5'989	6'971	6'632	6'253	3'220	4'830	4'830	5'082	378	5'208	5'208
Load Block 4 [MWh]		15'269	19'218	18'698	18'321	11'748	18'284	16'413	17'137	6'230	20'229	18'510
Load Block 5 [MWh]		8'013	8'497	8'497	8'186	8'318	8'354	8'439	8'439	8'497	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>34'194</b>	<b>43'908</b>	<b>42'841</b>	<b>42'161</b>	<b>24'742</b>	<b>38'456</b>	<b>31'677</b>	<b>32'904</b>	<b>15'105</b>	<b>40'914</b>	<b>37'080</b>

Woche		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Load Block 6 [MWh]		-	-	5'933	3'866	-	281	-	1'600	-	-	-
Load Block 7 [MWh]		1'708	-	5'082	2'373	1'330	1'995	1'330	2'373	-	-	47
Load Block 8 [MWh]		2'805	3'811	5'082	2'373	2'106	5'208	1'995	4'085	668	-	1'995
Load Block 9 [MWh]		13'751	18'129	20'843	16'548	16'420	17'498	8'576	21'932	11'014	734	16'653
Load Block 10 [MWh]		8'497	8'497	8'497	8'497	7'888	8'497	8'497	8'497	8'497	7'341	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>26'761</b>	<b>30'436</b>	<b>45'436</b>	<b>33'657</b>	<b>27'744</b>	<b>33'479</b>	<b>20'398</b>	<b>38'488</b>	<b>20'179</b>	<b>8'075</b>	<b>27'191</b>

Woche		23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Load Block 11 [MWh]		1'747	5'017	4'697	4'466	4'748	4'414	4'384	5'019	4'652	3'044	4'568
Load Block 12 [MWh]		1'995	5'248	4'375	5'133	5'346	4'764	4'772	5'462	5'085	3'879	5'261
Load Block 13 [MWh]		2'311	7'254	6'997	6'806	7'341	7'027	7'081	7'423	6'985	6'034	7'256
Load Block 14 [MWh]		21'324	21'204	20'572	20'661	21'395	20'689	20'913	21'925	19'878	17'120	21'455
Load Block 15 [MWh]		8'497	8'497	8'449	8'497	8'497	8'488	8'497	8'497	8'497	7'899	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>35'874</b>	<b>47'219</b>	<b>45'091</b>	<b>45'562</b>	<b>47'327</b>	<b>45'383</b>	<b>45'647</b>	<b>48'325</b>	<b>45'097</b>	<b>37'977</b>	<b>47'036</b>

Woche		34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Load Block 16 [MWh]		4'421	4'310	4'133	4'580	4'421	6'672	6'740	7'554	-	-	-
Load Block 17 [MWh]		5'061	5'030	5'142	5'329	4'972	6'054	6'024	6'143	-	-	-
Load Block 18 [MWh]		7'072	7'069	7'076	7'222	7'005	8'056	8'141	8'322	3'884	378	2'229
Load Block 19 [MWh]		20'778	20'711	20'747	20'251	19'742	22'538	22'658	22'658	17'766	9'127	12'477
Load Block 20 [MWh]		8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>45'828</b>	<b>45'617</b>	<b>45'594</b>	<b>45'879</b>	<b>44'637</b>	<b>51'816</b>	<b>52'059</b>	<b>53'174</b>	<b>30'147</b>	<b>18'002</b>	<b>23'202</b>

Woche		45	46	47	48	49	50	51	52
Load Block 21 [MWh]		-	-	-	-	-	-	-	-
Load Block 22 [MWh]		-	-	-	-	2'373	2'349	-	-
Load Block 23 [MWh]		378	-	-	1'708	7'878	5'208	1'330	-
Load Block 24 [MWh]		8'317	3'413	3'334	7'621	20'962	19'324	8'050	618
Load Block 25 [MWh]		8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'405
<b>Summe [MWh]</b>		<b>17'191</b>	<b>11'910</b>	<b>11'830</b>	<b>17'826</b>	<b>39'709</b>	<b>35'377</b>	<b>17'877</b>	<b>9'023</b>

Tabelle 5.5: Erzeugung nach Load blocks bei erhöhtem Niederschlag

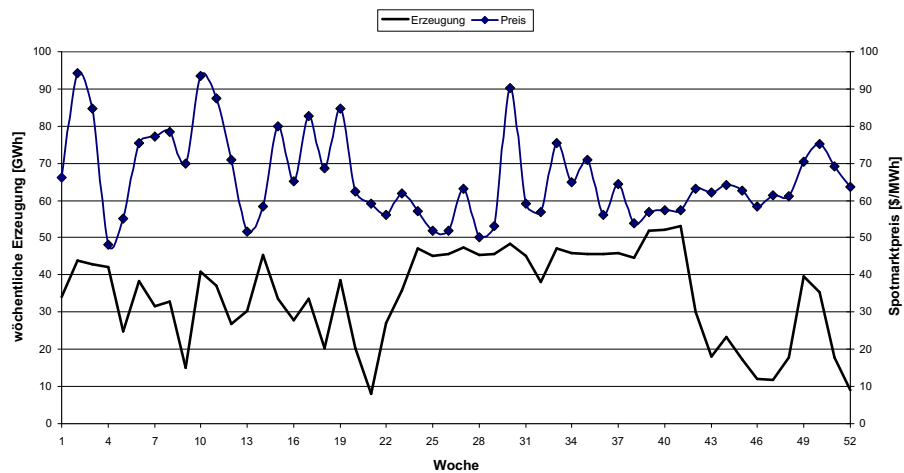


Abbildung 5.9: Erzeugung bei erhöhtem Niederschlag

In einem niederschlagsintensiven Jahr (1999) [21MW]

Woche		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Load Block 1 [MWh]		1'829	4'091	4'035	4'535	706	3'249	-	-	-	2'865	2'423
Load Block 2 [MWh]		3'094	5'131	4'862	4'781	1'330	3'885	1'995	2'373	-	2'692	2'540
Load Block 3 [MWh]		5'989	6'971	6'750	6'049	3'001	4'830	4'830	5'208	378	5'208	5'208
Load Block 4 [MWh]		15'269	19'218	18'698	18'321	12'928	17'922	16'164	17'300	5'282	19'021	18'354
Load Block 5 [MWh]		8'013	8'497	8'497	8'475	8'332	8'268	8'316	8'497	8'497	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>34'194</b>	<b>43'908</b>	<b>42'841</b>	<b>42'161</b>	<b>26'297</b>	<b>38'154</b>	<b>31'305</b>	<b>33'377</b>	<b>14'157</b>	<b>38'283</b>	<b>37'021</b>

Woche		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Load Block 6 [MWh]		-	575	-	5'732	1'263	3'295	-	4'655	5'537	4'655	-
Load Block 7 [MWh]		378	1'421	665	4'263	1'995	1'995	2'093	2'734	2'373	4'432	357
Load Block 8 [MWh]		1'574	4'841	1'255	5'208	2'871	3'412	4'888	5'297	6'281	5'321	1'995
Load Block 9 [MWh]		12'988	17'850	5'509	19'900	16'924	19'086	18'456	22'658	22'658	20'586	17'227
Load Block 10 [MWh]		8'497	8'497	7'335	8'497	7'888	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>23'437</b>	<b>33'184</b>	<b>14'763</b>	<b>43'599</b>	<b>30'940</b>	<b>36'285</b>	<b>33'934</b>	<b>43'840</b>	<b>45'345</b>	<b>43'490</b>	<b>28'076</b>

Woche		23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Load Block 11 [MWh]		-	5'017	4'366	4'466	4'748	4'414	5'629	5'019	4'652	3'044	4'689
Load Block 12 [MWh]		1'950	5'248	4'706	4'829	5'346	4'764	5'082	5'462	5'085	3'879	5'342
Load Block 13 [MWh]		1'995	7'254	6'997	7'110	7'341	7'027	6'135	7'423	6'985	6'034	7'256
Load Block 14 [MWh]		18'487	21'204	20'572	20'661	21'395	20'689	20'304	21'925	19'878	17'120	21'455
Load Block 15 [MWh]		8'497	8'497	8'449	8'497	8'497	8'488	8'497	8'497	8'497	7'899	8'295
<b>Summe [MWh]</b>		<b>30'929</b>	<b>47'219</b>	<b>45'091</b>	<b>45'562</b>	<b>47'327</b>	<b>45'383</b>	<b>45'647</b>	<b>48'325</b>	<b>45'097</b>	<b>37'977</b>	<b>47'036</b>

Woche		34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Load Block 16 [MWh]		4'421	4'310	4'133	4'580	4'421	6'672	6'740	7'554	5'112	5'188	-
Load Block 17 [MWh]		5'061	5'030	5'142	5'329	4'972	6'054	6'024	6'143	5'584	5'583	252
Load Block 18 [MWh]		7'072	7'069	7'076	7'222	7'005	8'056	8'141	8'322	7'747	7'810	2'373
Load Block 19 [MWh]		20'778	20'711	20'747	20'251	19'742	22'538	22'658	22'658	21'390	21'239	19'232
Load Block 20 [MWh]		8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497
<b>Summe [MWh]</b>		<b>45'828</b>	<b>45'617</b>	<b>45'594</b>	<b>45'879</b>	<b>44'637</b>	<b>51'816</b>	<b>52'059</b>	<b>53'174</b>	<b>48'330</b>	<b>48'317</b>	<b>30'354</b>

Woche		45	46	47	48	49	50	51	52
Load Block 21 [MWh]		2'809	-	-	-	-	-	-	-
Load Block 22 [MWh]		4'277	1'708	-	-	2'373	2'373	1'582	1'330
Load Block 23 [MWh]		7'581	2'373	378	-	7'878	4'059	3'439	4'918
Load Block 24 [MWh]		20'373	15'651	2'563	9'995	20'962	20'630	17'082	12'643
Load Block 25 [MWh]		8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'497	8'405
<b>Summe [MWh]</b>		<b>43'537</b>	<b>28'229</b>	<b>11'438</b>	<b>18'492</b>	<b>39'709</b>	<b>35'558</b>	<b>30'599</b>	<b>27'296</b>

Tabelle 5.6: Erzeugung nach Load blocks bei Niederschlag von 1999

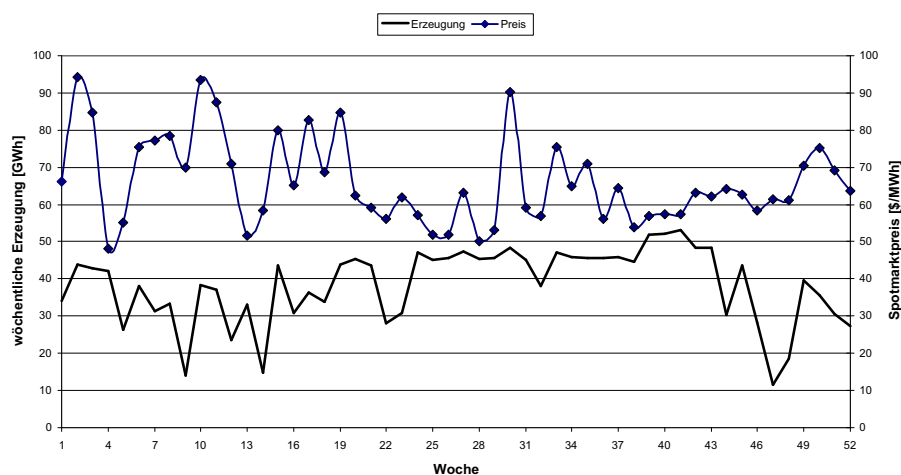


Abbildung 5.10: Erzeugung bei Niederschlag von 1999

### 5.2.3 Nutzen einer Investition

Auf den folgenden Seiten ist die Stromerzeugung mit der zusätzlichen Leistung bei der Kraftwerksanlage 5 dargestellt. (Vergleiche die Tabellen 5.7, 5.8 und 5.9 sowie die Abbildungen 5.11, 5.12 und 5.13.) Was beim aktuellen Zustand für die Regenzeit gegolten hat, kommt auch in diesen Fällen deutlich zum Ausdruck. Während der Regenzeit ist schon mit der ursprünglichen Leistung das Angebot durch die Nachfrage limitiert gewesen. Die Stromproduktion kann in der Regenzeit trotz vorhandenem Wasser nicht gesteigert werden, weil sämtliche Nachfrage gedeckt ist. In allen drei Szenarien finden sich in den Wochen 25 und 28 identische Werte für die Produktion mit oder ohne zusätzliche Investition. Vergleicht man nur die beiden niederschlagsreichen Fälle miteinander, kommt noch die Woche 32 hinzu.

Dies führt zur Erkenntnis, dass die zusätzliche Kraftwerksleistung nicht primär Vorteile schafft, wenn die Zuflüsse gross sind. Aufschluss geben die Umsatzvergleiche in den Tabellen 5.10, 5.11 und 5.12 sowie den Abbildungen 5.14, 5.15 und 5.16. Sie verdeutlichen, dass die zusätzlich installierte Leistung dann etwas bringt, wenn der Strompreis hoch ist. Exemplarisch wird Woche zwei bei durchschnittlichem Zufluss betrachtet. Der Zufluss ist mit  $12 \text{ m}^3/\text{s}$  äusserst gering, hingegen wird der Strompreis auf  $94,2 \text{ \$/MWh}$  veranschlagt. Dies führt dazu, dass in dieser Woche zusätzlich  $43'639 \text{ MWh}$  (+ 9,6 %) produziert werden. Daraus resultiert eine Umsatzsteigerung von  $\$242'460$  (+ 5,9 %). Die Auswirkung auf den Umsatz ist weniger stark, weil die zusätzliche Produktion fast ausschliesslich im ersten Load block stattfindet.

Es kann festgehalten werden, dass der Marktpreis zum ausschlaggebenden Kriterium für die Stromproduktion wird, wobei die Nachfrage einschränkend wirkt. Dank der zusätzlichen Leistung kann in Zeiten hoher Preise mehr Strom verkauft werden, sofern ein entsprechender Bedarf besteht. Das dazu verwendete Wasser muss andernorts eingespart werden. Dadurch wird der Grenznutzen des Wassers während der niederschlagsarmen Jahreshälfte gesteigert.

In einem durchschnittlichen Jahr [22MW]

Woche	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Load Block 1 [MWh]	2'743	3'823	2'806	-	-	2'490	-	-	-	1'805	-
Load Block 2 [MWh]	3'643	5'118	4'205	-	-	4'100	2'016	1'779	-	2'016	1'150
Load Block 3 [MWh]	5'989	6'964	5'947	2'745	1'344	5'840	5'229	5'229	-	5'229	4'330
Load Block 4 [MWh]	15'269	19'218	18'324	9'296	9'862	19'486	17'308	17'209	3'195	18'308	16'855
Load Block 5 [MWh]	8'013	8'518	8'518	8'104	8'445	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518
<b>Summe [MWh]</b>	<b>35'658</b>	<b>43'640</b>	<b>39'800</b>	<b>20'146</b>	<b>19'650</b>	<b>40'434</b>	<b>33'071</b>	<b>32'735</b>	<b>11'713</b>	<b>35'876</b>	<b>30'851</b>

Woche	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Load Block 6 [MWh]	-	-	3'615	8'941	892	-	-	-	-	2'447	-
Load Block 7 [MWh]	-	-	3'323	5'229	2'268	2'394	-	2'016	-	2'016	1'630
Load Block 8 [MWh]	-	-	5'229	5'229	2'394	4'284	-	4'851	2'016	4'741	2'016
Load Block 9 [MWh]	2'698	361	19'713	19'794	16'446	17'268	3'512	17'709	6'639	21'283	17'037
Load Block 10 [MWh]	8'114	5'891	8'518	8'518	7'888	8'518	8'518	8'518	8'518	8'397	8'518
<b>Summe [MWh]</b>	<b>10'813</b>	<b>6'253</b>	<b>40'398</b>	<b>47'710</b>	<b>29'887</b>	<b>32'464</b>	<b>12'029</b>	<b>33'093</b>	<b>17'172</b>	<b>38'884</b>	<b>29'200</b>

Woche	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Load Block 11 [MWh]	-	5'017	4'366	4'466	4'748	4'414	4'597	5'019	4'652	510	3'557
Load Block 12 [MWh]	-	5'227	4'706	4'808	5'325	4'764	5'237	5'441	5'064	1'787	2'016
Load Block 13 [MWh]	1'304	7'254	6'997	7'110	7'341	7'027	6'382	7'423	6'985	3'143	5'154
Load Block 14 [MWh]	14'065	21'204	20'572	20'661	21'395	20'689	20'913	21'925	19'878	17'120	21'455
Load Block 15 [MWh]	8'518	8'518	8'449	8'518	8'518	8'488	8'518	8'518	8'518	7'899	8'518
<b>Summe [MWh]</b>	<b>23'887</b>	<b>47'219</b>	<b>45'091</b>	<b>45'562</b>	<b>47'327</b>	<b>45'383</b>	<b>45'647</b>	<b>48'325</b>	<b>45'097</b>	<b>30'460</b>	<b>40'700</b>

Woche	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Load Block 16 [MWh]	4'838	4'310	4'133	4'559	10'920	10'844	2'462	-	-	5'167	-
Load Block 17 [MWh]	5'208	5'243	5'121	5'329	5'253	5'554	4'633	-	2'274	5'583	-
Load Block 18 [MWh]	6'256	5'836	7'076	7'222	5'305	6'222	5'049	2'555	6'012	7'810	4'419
Load Block 19 [MWh]	20'778	18'542	20'747	20'251	14'146	20'835	16'245	13'777	19'456	21'239	14'304
Load Block 20 [MWh]	8'518	8'452	8'518	8'518	8'124	8'140	8'140	8'518	8'518	8'518	8'518
<b>Summe [MWh]</b>	<b>45'597</b>	<b>42'383</b>	<b>45'594</b>	<b>45'879</b>	<b>43'748</b>	<b>51'595</b>	<b>36'528</b>	<b>24'850</b>	<b>36'259</b>	<b>48'317</b>	<b>27'240</b>

Woche	45	46	47	48	49	50	51	52
Load Block 21 [MWh]	2'795	-	-	-	-	-	-	-
Load Block 22 [MWh]	3'486	-	-	-	-	133	-	-
Load Block 23 [MWh]	5'852	-	-	-	2'016	2'141	-	-
Load Block 24 [MWh]	15'992	-	-	395	19'455	16'676	2'464	2'248
Load Block 25 [MWh]	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'405
<b>Summe [MWh]</b>	<b>36'643</b>	<b>8'518</b>	<b>8'518</b>	<b>8'913</b>	<b>29'988</b>	<b>27'467</b>	<b>10'982</b>	<b>10'654</b>

Tabelle 5.7: Erzeugung nach Load blocks bei durchschnittlichem Niederschlag

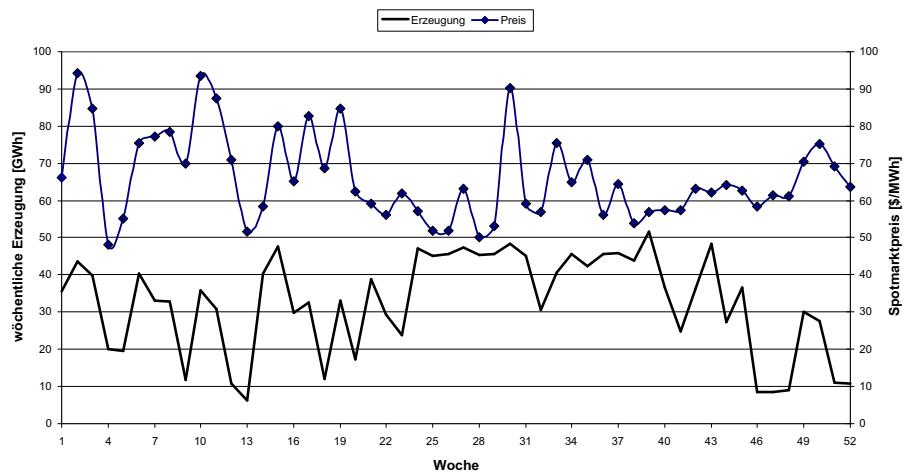


Abbildung 5.11: Erzeugung bei durchschnittlichem Niederschlag

In einem niederschlagsintensiven Jahr (Durchschnitt x1,5) [22MW]

Woche		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Load Block 1 [MWh]		2743	4091	2775	4086	122	3136	-	-	-	2402	2344
Load Block 2 [MWh]		3643	5110	4896	4663	1344	3906	2016	2268	-	2394	2394
Load Block 3 [MWh]		5989	6971	6750	6575	2790	4884	4851	5103	378	5229	5229
Load Block 4 [MWh]		15269	19218	18698	18321	13119	18821	16534	17257	6179	19714	18551
Load Block 5 [MWh]		8013	8518	8518	8518	8445	8460	8460	8460	8518	8518	8518
<b>Summe [MWh]</b>		<b>35'658</b>	<b>43'908</b>	<b>41'637</b>	<b>42'161</b>	<b>25'821</b>	<b>39'208</b>	<b>31'861</b>	<b>33'088</b>	<b>15'074</b>	<b>38'256</b>	<b>37'036</b>

Woche		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Load Block 6 [MWh]		-	-	6'332	3'963	-	-	-	1'091	-	-	-
Load Block 7 [MWh]		1'722	-	5'103	2'394	1'108	2'016	1'344	2'394	-	-	-
Load Block 8 [MWh]		2'907	4'025	5'103	2'394	2'016	5'229	2'016	3'773	833	-	1'965
Load Block 9 [MWh]		13'945	18'899	20'391	17'108	16'319	17'466	8'587	21'837	11'572	713	16'709
Load Block 10 [MWh]		8'518	8'518	8'518	8'518	7'888	8'518	8'518	8'518	8'518	7'362	8'518
<b>Summe [MWh]</b>		<b>27'092</b>	<b>31'441</b>	<b>45'447</b>	<b>34'376</b>	<b>27'330</b>	<b>33'228</b>	<b>20'465</b>	<b>37'612</b>	<b>20'923</b>	<b>8'075</b>	<b>27'191</b>

Woche		23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Load Block 11 [MWh]		1'628	5'017	4'754	4'466	4'748	4'414	4'384	5'019	4'652	3'044	4'568
Load Block 12 [MWh]		2'016	5'227	4'354	5'126	5'325	4'764	4'751	5'441	5'064	3'879	5'240
Load Block 13 [MWh]		2'332	7'254	6'997	6'792	7'341	7'027	7'081	7'423	6'985	6'034	7'256
Load Block 14 [MWh]		21'380	21'204	20'572	20'661	21'395	20'689	20'913	21'925	19'878	17'120	21'455
Load Block 15 [MWh]		8'518	8'518	8'414	8'518	8'518	8'488	8'518	8'518	8'518	7'899	8'518
<b>Summe [MWh]</b>		<b>35'874</b>	<b>47'219</b>	<b>45'091</b>	<b>45'562</b>	<b>47'327</b>	<b>45'383</b>	<b>45'647</b>	<b>48'325</b>	<b>45'097</b>	<b>37'977</b>	<b>47'036</b>

Woche		34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Load Block 16 [MWh]		4'421	4'310	4'133	4'559	4'421	6'651	6'701	7'477	-	-	-
Load Block 17 [MWh]		5'040	5'009	5'121	5'329	4'951	6'054	6'024	6'143	-	-	-
Load Block 18 [MWh]		7'072	7'069	7'076	7'222	7'005	8'056	8'141	8'322	3'850	378	2'270
Load Block 19 [MWh]		20'778	20'711	20'747	20'251	19'742	22'538	22'676	22'714	17'531	9'044	13'021
Load Block 20 [MWh]		8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518
<b>Summe [MWh]</b>		<b>45'828</b>	<b>45'617</b>	<b>45'594</b>	<b>45'879</b>	<b>44'637</b>	<b>51'816</b>	<b>52'059</b>	<b>53'174</b>	<b>29'899</b>	<b>17'940</b>	<b>23'809</b>

Woche		45	46	47	48	49	50	51	52
Load Block 21 [MWh]		-	-	-	-	-	-	-	-
Load Block 22 [MWh]		-	-	-	-	2'394	2'370	-	-
Load Block 23 [MWh]		378	-	-	1'722	7'878	5'229	614	-
Load Block 24 [MWh]		8'296	3'392	3'313	7'687	20'962	20'409	6'554	971
Load Block 25 [MWh]		8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'405
<b>Summe [MWh]</b>		<b>17'191</b>	<b>11'910</b>	<b>11'830</b>	<b>17'927</b>	<b>39'751</b>	<b>36'525</b>	<b>15'685</b>	<b>9'376</b>

Tabelle 5.8: Erzeugung nach Load blocks bei erhöhtem Niederschlag

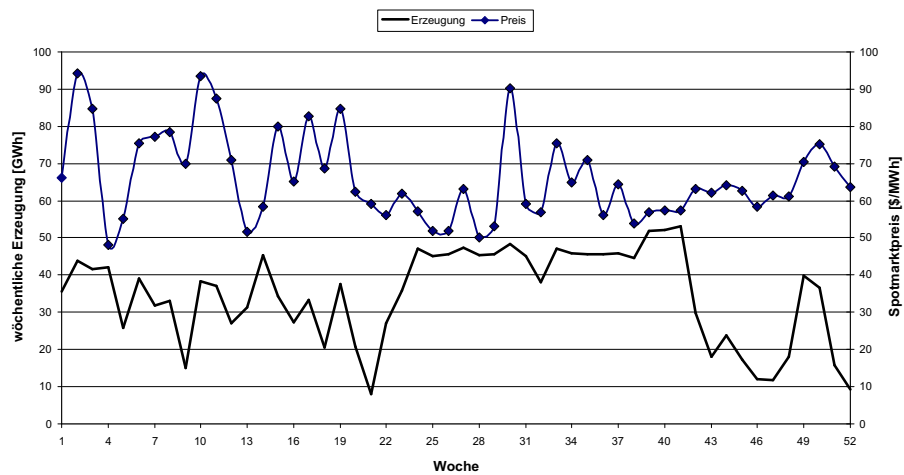


Abbildung 5.12: Erzeugung bei erhöhtem Niederschlag



In einem niederschlagsintensiven Jahr (1999) [22MW]

Woche		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Load Block 1 [MWh]		1'829	4'593	4'286	4'455	762	2'502	-	-	-	1'397	1'657
Load Block 2 [MWh]		3'610	5'133	4'851	4'788	1'596	4'158	2'016	2'016	-	2'394	2'394
Load Block 3 [MWh]		5'989	6'447	6'488	6'101	3'413	5'229	5'229	5'229	-	5'229	5'229
Load Block 4 [MWh]		15'269	19'218	18'698	18'321	13'753	18'832	17'293	17'420	3'976	18'670	18'235
Load Block 5 [MWh]		8'013	8'518	8'518	8'496	8'419	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518
<b>Summe [MWh]</b>		<b>34'711</b>	<b>43'908</b>	<b>42'841</b>	<b>42'161</b>	<b>27'943</b>	<b>39'239</b>	<b>33'056</b>	<b>33'183</b>	<b>12'493</b>	<b>36'208</b>	<b>36'032</b>

Woche		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Load Block 6 [MWh]		-	-	-	4'998	976	4'704	-	4'704	4'704	4'704	-
Load Block 7 [MWh]		252	1'344	517	2'394	2'394	2'383	2'016	3'497	2'016	4'242	259
Load Block 8 [MWh]		2'188	4'742	1'314	5'229	5'110	5'037	3'840	6'935	5'527	5'305	2'016
Load Block 9 [MWh]		14'155	17'755	5'628	20'047	17'445	19'975	16'379	22'714	22'714	20'113	17'283
Load Block 10 [MWh]		8'518	8'518	7'363	8'518	7'888	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518
<b>Summe [MWh]</b>		<b>25'113</b>	<b>32'359</b>	<b>14'822</b>	<b>41'186</b>	<b>33'812</b>	<b>40'616</b>	<b>30'752</b>	<b>46'368</b>	<b>43'478</b>	<b>42'882</b>	<b>28'076</b>

Woche		23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Load Block 11 [MWh]		-	5'017	4'366	4'466	4'748	4'414	5'570	5'019	4'652	3'044	4'675
Load Block 12 [MWh]		1'852	5'227	4'706	4'808	5'325	4'764	5'075	5'441	5'064	3'879	5'335
Load Block 13 [MWh]		2'016	7'254	6'997	7'110	7'341	7'027	6'149	7'423	6'985	6'034	7'256
Load Block 14 [MWh]		18'543	21'204	20'572	20'661	21'395	20'689	20'336	21'925	19'878	17'120	21'455
Load Block 15 [MWh]		8'518	8'518	8'449	8'518	8'518	8'488	8'518	8'518	8'518	7'899	8'316
<b>Summe [MWh]</b>		<b>30'929</b>	<b>47'219</b>	<b>45'091</b>	<b>45'562</b>	<b>47'327</b>	<b>45'383</b>	<b>45'647</b>	<b>48'325</b>	<b>45'097</b>	<b>37'977</b>	<b>47'036</b>

Woche		34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Load Block 16 [MWh]		4'421	4'310	4'133	4'559	4'421	6'651	6'701	7'477	5'091	5'167	-
Load Block 17 [MWh]		5'040	5'009	5'121	5'329	4'951	6'054	6'024	6'143	5'584	5'583	252
Load Block 18 [MWh]		7'072	7'069	7'076	7'222	7'005	8'056	8'141	8'322	7'747	7'810	2'394
Load Block 19 [MWh]		20'778	20'711	20'747	20'251	19'742	22'538	22'676	22'714	21'390	21'239	19'342
Load Block 20 [MWh]		8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'316
<b>Summe [MWh]</b>		<b>45'828</b>	<b>45'617</b>	<b>45'594</b>	<b>45'879</b>	<b>44'637</b>	<b>51'816</b>	<b>52'059</b>	<b>53'174</b>	<b>48'330</b>	<b>48'317</b>	<b>30'505</b>

Woche		45	46	47	48	49	50	51	52
Load Block 21 [MWh]		2'795	-	-	-	-	-	-	-
Load Block 22 [MWh]		4'284	1'722	-	-	2'394	2'394	1'344	635
Load Block 23 [MWh]		7'581	2'394	378	-	7'878	4'612	3'630	4'925
Load Block 24 [MWh]		20'373	15'729	1'916	10'302	20'962	20'630	16'585	12'427
Load Block 25 [MWh]		8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'518	8'405
<b>Summe [MWh]</b>		<b>43'551</b>	<b>28'362</b>	<b>10'811</b>	<b>18'820</b>	<b>39'751</b>	<b>36'154</b>	<b>30'077</b>	<b>26'391</b>

Tabelle 5.9: Erzeugung nach Load blocks bei Niederschlag von 1999

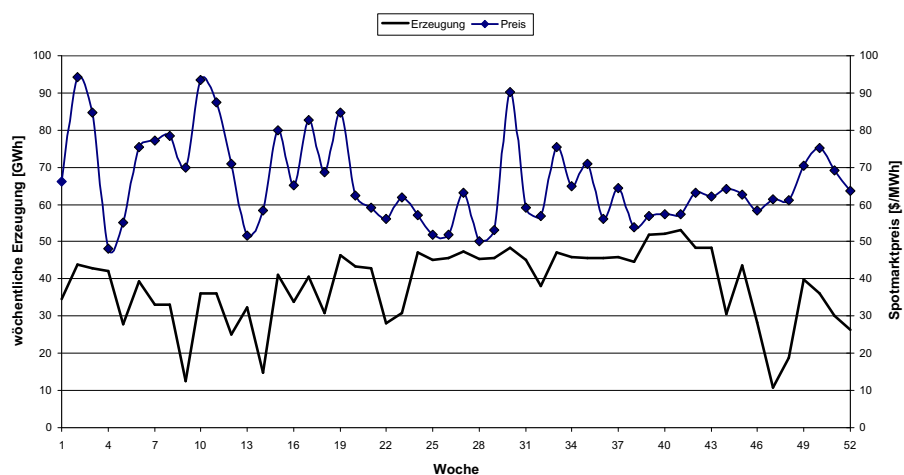


Abbildung 5.13: Erzeugung bei Niederschlag von 1999

Umsatzvergleich bei durchschnittlichem Niederschlag

Woche	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Umsatz mit 21 MW [\$]	1'957'095	4'083'076	3'598'451	1'071'321	1'732'323	3'061'118	2'845'279	2'890'989	1'171'754	3'663'384	3'209'373
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'528'862	4'325'537	3'601'338	1'157'743	1'306'177	3'263'108	2'860'185	2'879'915	1'093'111	3'670'955	3'048'009
Differenz [\$]	571'767	242'461	2'887	86'422	-426'146	201'990	14'906	-11'074	-78'643	7'570	-161'363

Woche	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Umsatz mit 21 MW [\$]	1'201'900	419'367	2'735'962	3'849'599	2'189'065	2'837'664	1'192'375	3'090'050	1'193'910	2'623'042	1'857'535
Umsatz mit 22 MW [\$]	1'030'926	459'973	2'515'450	3'854'300	2'162'490	3'006'509	1'092'549	3'140'944	1'322'575	2'488'421	1'860'322
Differenz [\$]	-170'974	40'606	-220'511	4'701	-26'575	168'845	-99'826	50'894	128'664	-134'621	2'787

Woche	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Umsatz mit 21 MW [\$]	1'731'614	2'799'379	2'455'650	2'478'606	3'115'392	2'384'661	2'544'113	4'523'129	2'788'010	1'950'845	3'282'917
Umsatz mit 22 MW [\$]	1'732'220	2'800'097	2'455'650	2'479'261	3'116'189	2'384'661	2'536'786	4'524'264	2'788'756	1'929'990	3'286'415
Differenz [\$]	606	718	0	655	796	0	-7'328	1'136	746	-20'855	3'498

Woche	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Umsatz mit 21 MW [\$]	3'081'553	3'387'413	2'687'091	3'085'725	2'202'304	2'841'653	2'229'200	1'653'783	2'522'942	3'114'089	1'907'962
Umsatz mit 22 MW [\$]	3'083'666	3'150'302	2'687'799	3'086'781	2'333'263	2'920'936	2'241'150	1'660'170	2'543'702	3'115'107	2'014'384
Differenz [\$]	2'113	-237'111	709	1'056	130'959	79'283	11'950	6'388	20'759	1'018	106'422

Woche	45	46	47	48	49	50	51	52
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'471'790	718'623	755'269	797'797	2'659'298	2'310'970	1'020'254	929'960
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'472'990	720'399	757'135	780'335	2'412'074	2'377'413	1'027'557	920'951
Differenz [\$]	1'199	1'776	1'867	-17'461	-247'224	66'444	7'302	-9'009

Tabelle 5.10: Umsatzdifferenz bei durchschnittlichem Niederschlag

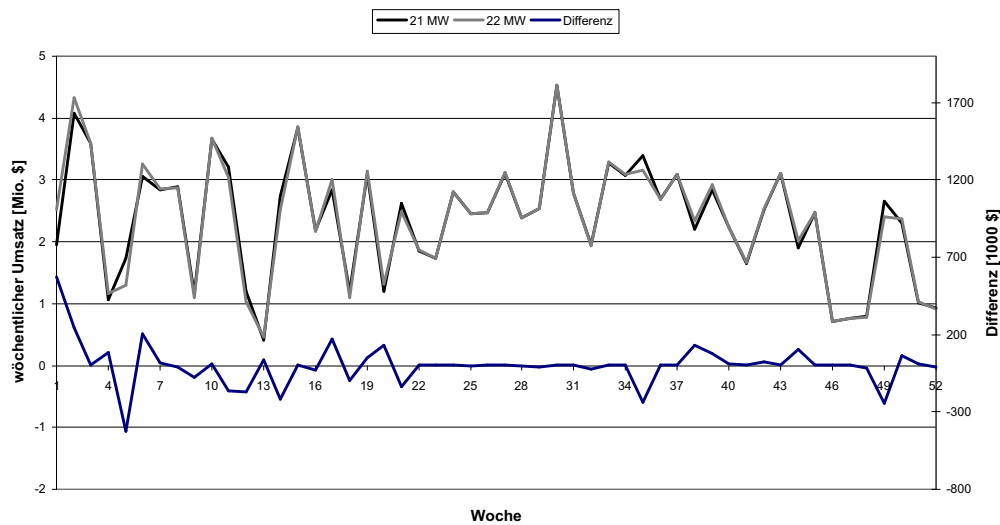


Abbildung 5.14: Umsatzdifferenz bei durchschnittlichem Niederschlag

Umsatzvergleich bei erhöhtem Niederschlag

Woche	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'457'345	4'341'418	3'814'930	2'124'483	1'573'925	3'093'033	2'748'240	2'884'713	1'334'465	4'071'506	3'507'050
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'528'862	4'342'606	3'750'396	2'140'284	1'637'833	3'153'098	2'763'146	2'899'845	1'332'924	3'872'590	3'508'087
Differenz [\$]	71'517	1'187	-64'534	15'802	63'907	60'065	14'906	15'133	-1'540	-198'916	1'037

Woche	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'175'134	1'789'125	2'750'737	2'891'604	2'050'846	3'088'189	1'660'383	3'554'915	1'514'561	674'612	1'759'911
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'199'511	1'842'397	2'743'518	2'947'912	2'025'857	3'075'619	1'665'524	3'494'993	1'562'437	675'147	1'760'883
Differenz [\$]	24'377	53'272	-7'220	56'308	-24'989	-12'570	5'141	-59'921	47'876	535	972

Woche	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'428'325	2'799'379	2'452'551	2'476'076	3'115'392	2'384'661	2'544'113	4'523'129	2'788'010	2'293'586	3'703'647
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'431'225	2'800'097	2'450'906	2'476'614	3'116'189	2'384'661	2'544'784	4'524'264	2'788'756	2'293'586	3'704'598
Differenz [\$]	2'900	718	-1'645	539	796	0	671	1'136	746	0	951

Woche	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Umsatz mit 21 MW [\$]	3'108'956	3'387'413	2'687'091	3'085'725	2'514'797	3'019'751	3'057'671	3'099'929	2'174'407	1'368'361	1'750'991
Umsatz mit 22 MW [\$]	3'109'774	3'388'306	2'687'799	3'086'781	2'515'475	3'020'683	3'058'976	3'101'990	2'159'015	1'364'983	1'791'248
Differenz [\$]	817	894	709	1'056	678	932	1'305	2'061	-15'392	-3'378	40'257

Woche	45	46	47	48	49	50	51	52
Umsatz mit 21 MW [\$]	1'329'400	921'684	963'730	1'334'959	3'077'571	2'952'478	1'512'202	815'199
Umsatz mit 22 MW [\$]	1'329'966	922'211	964'284	1'341'804	3'080'974	3'040'893	1'358'801	838'094
Differenz [\$]	567	527	554	6'845	3'403	88'415	-153'401	22'895

Tabelle 5.11: Umsatzdifferenz bei erhöhtem Niederschlag

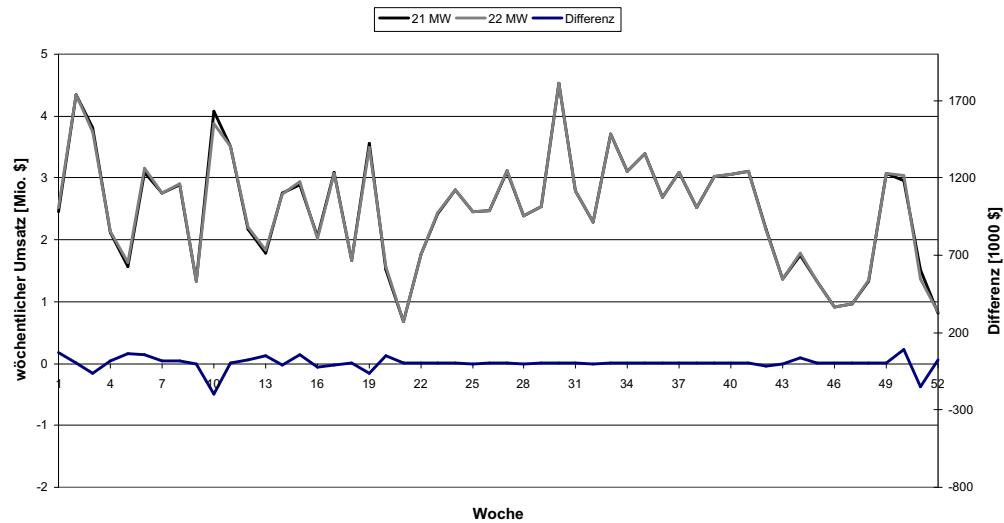


Abbildung 5.15: Umsatzdifferenz bei erhöhtem Niederschlag

Umsatzvergleich bei Niederschlag von 1999

Woche	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'457'345	4'341'418	3'816'861	2'131'088	1'650'718	3'063'137	2'714'856	2'922'725	1'266'784	3'854'347	3'501'449
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'486'420	4'326'192	3'810'549	2'132'790	1'741'664	3'170'585	2'858'995	2'912'643	1'148'849	3'709'971	3'439'723
Differenz [\$]	29'075	-15'226	-6'312	1'702	90'946	107'447	144'139	-10'082	-117'935	-144'377	-61'726

Woche	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Umsatz mit 21 MW [\$]	1'951'299	1'910'416	1'058'414	3'621'515	2'226'774	3'239'226	2'596'278	3'921'139	2'969'292	2'698'714	1'807'581
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'074'419	1'878'551	1'064'092	3'471'504	2'418'509	3'558'033	2'376'007	4'126'743	2'873'292	2'663'399	1'809'010
Differenz [\$]	123'119	-31'865	5'678	-150'012	191'735	318'806	-220'271	205'604	-96'001	-35'315	1'430

Woche	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'154'877	2'799'379	2'455'650	2'478'606	3'115'392	2'384'661	2'518'622	4'523'129	2'788'010	2'293'586	3'692'870
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'156'452	2'800'097	2'455'650	2'479'261	3'116'189	2'384'661	2'520'259	4'524'264	2'788'756	2'293'586	3'694'011
Differenz [\$]	1'576	718	0	655	796	0	1'637	1'136	746	0	1'141

Woche	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Umsatz mit 21 MW [\$]	3'108'956	3'387'413	2'687'091	3'085'725	2'514'797	3'019'751	3'057'671	3'099'929	3'172'227	3'114'089	2'216'061
Umsatz mit 22 MW [\$]	3'109'774	3'388'306	2'687'799	3'086'781	2'515'475	3'020'683	3'058'976	3'101'990	3'173'264	3'115'107	2'226'535
Differenz [\$]	817	894	709	1'056	678	932	1'305	2'061	1'036	1'018	10'475

Woche	45	46	47	48	49	50	51	52
Umsatz mit 21 MW [\$]	2'903'850	1'874'302	938'961	1'377'572	3'077'571	2'966'923	2'389'290	1'983'000
Umsatz mit 22 MW [\$]	2'905'545	1'882'598	900'329	1'398'600	3'080'974	3'012'543	2'355'758	1'931'850
Differenz [\$]	1'696	8'296	-38'632	21'028	3'403	45'619	-33'532	-51'151

Tabelle 5.12: Umsatzdifferenz bei Niederschlag von 1999

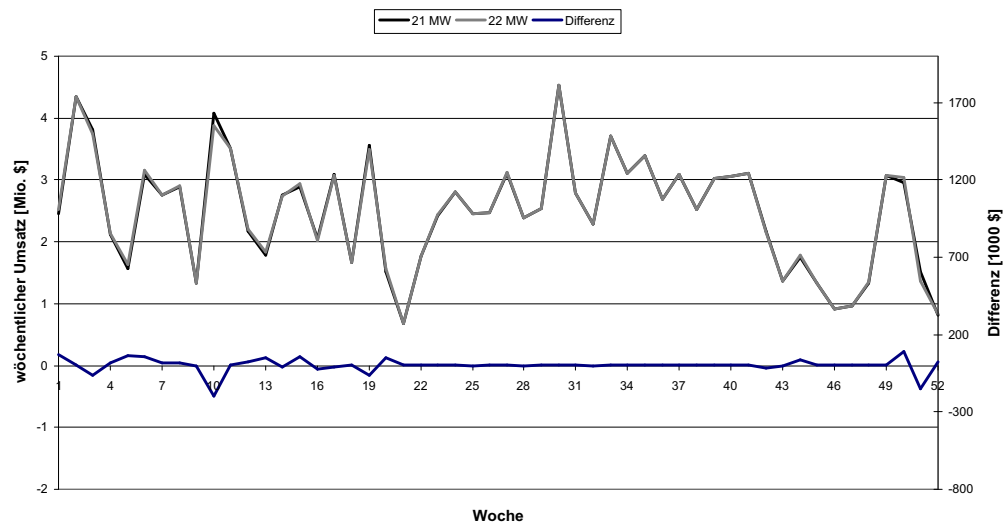


Abbildung 5.16: Umsatzdifferenz bei Niederschlag von 1999

Tabelle 5.13 fasst die Resultate zusammen. Am deutlichsten hervor tritt die Steigerung des Grenznutzens beim Szenario mit dem durchschnittlichen Zufluss. Hier kann mit einer Steigerung der Produktion um 0,02 % eine Umsatzsteigerung von 0,08 % erzielt werden. Der zusätzliche Umsatz beläuft sich auf mehr als \$100'000. Das Szenario mit dem eineinhalbfachen des durchschnittlichen Zuflusses stösst hingegen an Grenzen. Sowohl Produktion als auch Umsatz können zwar um je 0,05 % gesteigert werden. Die zusätzlich generierte Strommenge liegt deutlich über derjenigen des ersten Szenarios. Der Umsatz nimmt jedoch auch um den genau gleichen Prozentsatz zu. Das dritte Szenario weist sowohl absolut als auch relativ gesehen die grössten Unterschiede auf. Die Stromproduktion kann um mehr als 1800 MWh (oder 0,09%) erhöht werden. Der Umsatz nimmt um einen Betrag von über \$300'000 oder 0,22 % zu.

Überschlagsmässig kann festgehalten werden, dass drei Jahre mit Niederschlägen wie 1999 nötig sind, um die Investitionskosten von rund \$1'000'000 wieder zu erwirtschaften. Aber auch in Jahren mit durchschnittlichem Niederschlag lässt sich eine ansehnliche Erhöhung des Umsatzes erzielen.

	Startwert für Szenariogenerierung					
	mehrwähriges Mittel		1,5 x mehrwähriges Mittel		1999 (überdurchschnittlich)	
	Erzeugung [MWh]	Umsatz [\$]	Erzeugung [MWh]	Umsatz [\$]	Erzeugung [MWh]	Umsatz [\$]
ohne zusätzliche Leistung	1'695'578.17	122'906'620.20	1'803'062.63	129'532'308.45	1'990'648.52	140'901'335.18
mit zusätzlicher Leistung	1'695'846.55	123'009'801.55	1'803'875.73	129'601'209.51	1'992'506.45	141'218'010.97
Differenz	268.38	103'181.35	813.10	68'901.06	1'857.94	316'675.78
Differenz in Prozent	0.02%	0.08%	0.05%	0.05%	0.09%	0.22%

Tabelle 5.13: Übersicht der Ergebnisse

# Kapitel 6

## Schlussgedanken

Kapitel zwei hat aufgezeigt, dass die Strommenge, die ein Wasserkraftwerkbetreiber erzeugen kann, nur von der verfügbaren Wassermenge abhängig ist. In liberalisierten Strommärkten kommt mit dem Strompreis auf dem Spotmarkt eine zusätzliche Grösse hinzu, welche den Umsatz massgeblich beeinflusst und nicht vorhersehbar ist. In Kapitel drei ist in die betriebswirtschaftliche Optimierung eingeführt worden. Diese umfasst quantitative Methoden zur Entscheidungsfindung, darunter die mehrstufige stochastische Optimierung. Im vierten Kapitel ist dieses Verfahren auf die Bewirtschaftung eines Speicherkraftwerks angewendet worden. Die in Kapitel fünf durchgeführten Testreihen mit realen Daten aus Mittelamerika bilden die Grundlage für einen Investitionsentscheid. Es sind drei Niederschlagsszenarien skizziert worden. Die Resultate dieser Berechnungen haben gezeigt, welche Auswirkungen die zur Debatte stehende Erhöhung der Leistung einer Kraftwerkseinheit um ein knappes Megawatt mit sich bringt. Die zusätzliche Erzeugung und der zusätzliche Umsatz sind vom erwarteten Zufluss abhängig. Im besten Fall kann die produzierte Strommenge um 0,09 % gesteigert werden, der zugehörige Umsatz gar um 0,22 %. Doch auch in Jahren mit durchschnittlichem Niederschlag lassen sich Verbesserungen erzielen. Die Stromgeneration ist zwar in diesem Falle nur um 0,02 % ausgedehnt worden. Der damit erzielte Umsatz ist aber um das Vierfache davon, nämlich 0,08 %, gestiegen. Absolut macht die Umsatzsteigerung einen Betrag von über \$100'000 aus.

Die Modellrechnungen haben jedoch auch gezeigt, wo Grenzen des Systems liegen. Das zweite analysierte Szenario rechnet für die Startwerte des Zuflusses mit dem Eineinhalbfachen des durchschnittlichen Szenarios. Im Vergleich zu diesem Szenario kann die zusätzlich produzierte Strommenge

in absoluten Zahlen zwar rund dreimal stärker erhöht werden. Der Umsatzzuwachs fällt in absoluten Zahlen aber geringer aus und beträgt knapp \$70'000. Dies weist erstens darauf hin, dass zusätzliches Wasser in einem niederschlagsreichen Jahr weniger Grenzertrag abwirft als in einem Jahr mit durchschnittlichem Niederschlag. Zweitens ist einem minimalen Speicherlevel zu Ende eines jeden Planungshorizonts besondere Bedeutung beigemessen worden. Das System ist dadurch wahrscheinlich zu stark eingeschränkt worden. Sowohl obere als auch untere Speichergrenzen sind oft erreicht worden. Eine grössere Flexibilität in diesem Bereich würde dazu führen, dass grössere Mengen Wasser über längere Zeit gespeichert werden können. Darin liegt ja auch der grosse Vorteil, den Speicherkraftwerke gegenüber anderen Kraftwerken aufweisen.

Abschliessend darf festgehalten werden, dass die Zusatzinvestition in allen untersuchten Fällen zu einer Verbesserung des Umsatzes führt. Die zu tätigen Investitionskosten dürften sich innerhalb von mehreren Jahren durch gestiegene Umsätze refinanziert haben.

Um den Kreis zu schliessen, komme ich erneut zurück auf die Schweiz. Auch wenn die Liberalisierung der Strommärkte hierzulande noch nicht so weit fortgeschritten ist, wird sie auch für die Wasserkraftbetreiber in den Schweizer Alpen allmählich zur Realität werden. Gleichzeitig bin ich überzeugt, dass die Wasserkraft eine wichtige Quelle elektrischer Energie bleiben wird und das Bedürfnis nach Energie nicht so schnell abnimmt.

Zum Schluss ist es mir noch ein Anliegen, einigen Personen meinen herzlichen Dank auszusprechen. Bei Prof.Dr. Karl Frauendorfer habe ich im Rahmen einer Wahlveranstaltung im dritten Semester einen ersten Einblick in die Welt der optimalen Entscheide erhalten. Bereits in diesem Kurs ist der Idee entstanden, eine Bachelor-Arbeit in diesem Bereich zu schreiben, was mir Prof. Frauendorfer verdankenswerterweise hiermit ermöglicht hat. All die vielen Testrechnungen hätten ohne die grosszügige Hilfe von Dr. Georg Ostermaier vom Institut für Operations Research und Computational Finance der Universität St. Gallen (ifo/cf-HSG) nicht durchgeführt werden können. Ihm danke ich für die geleistete Unterstützung und die unermüdliche Beantwortung all meiner Fragen ganz herzlich. Benno Zünd von der ETH Zürich und Max Roth, Physiklehrer an der Kantonsschule Obwalden, haben mir auf dem Gebiet der physikalischen Grundlagen wertvolle Hinweise geliefert, auch ihnen gebührt mein Dank. Schliesslich möchte ich meinen Nachbarn und Kommilitonen Peter von Moos für die aufmerksame Lektüre und die konstruktive Kritik in diese Dankeswort einschliessen.

# Literaturverzeichnis

- [1] BUNDESAMT FÜR ENERGIE [BFE]. (2004). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003*. Bern: BFE.
- [2] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE. (2004). *Homepage der Strombörse EEX, Leipzig*. Gefunden am 31. Oktober 2004 unter [http://www.eex.de/organization/about\\_eex/index.asp](http://www.eex.de/organization/about_eex/index.asp)
- [3] EUCHNER, M. (1996). *Die Neue Wirtschaftspolitik in El Salvador seit 1989: Eine ökonomische Analyse der ARENA-Regierung*. Dissertation, Universität St. Gallen, Nr. 1935. Bamberg: Difo-Druck GmbH.
- [4] GIESECKE, J. & MOSONYI, E. (2003). *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb* (3. Aufl.). Berlin: Springer-Verlag.
- [5] FRAUENDORFER, K. (1992). *Stochastic Two-Stage Programming*, vol. 392 of *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*. Berlin: Springer-Verlag.
- [6] GÜSSOW, J. (2001). *Power Systems Operation and Trading in competitive Energy Markets*. Dissertation, Universität St. Gallen, Nr. 2490. Bamberg: Difo-Druck GmbH.
- [7] HOFMANN, M. (2004, 9. Juni). Liberalisierung heisst mehr Staat - Positionsbezüge zur neuen Runde der Strommarktöffnung. *Neue Zürcher Zeitung*, S. 14.
- [8] HORNGREN, C., SUNDEM, G. & STRATTON W. (2002). *Introduction to Management Accounting* (12th ed.). Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.



- [9] INSTITUT FÜR OPERATIONS RESEARCH UND COMPUTATIONAL FINANCE DER UNIVERSITÄT ST. GALLEN (ohne Datum). *Homepage des Instituts für Operations Research und Computational Finance (ior/cf-HSG)* Gefunden am 31. Oktober 2004 unter <http://www.ifu.unisg.ch>
- [10] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. (2001). *Energy Policies of IEA Countries*. Paris: OECD/IEA.
- [11] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. (2002). *Energy Statistics of Non-OECD Countries 1999-2000*. Paris: OECD/IEA.
- [12] MALANIMA, P. (2002). The energy basis for early modern growth, 1650 - 1820. in *Early modern capitalism - economic and social change in Europe 1400 - 1800*. ed. Maarten Prak. London: Routledge. 51 - 68.
- [13] OSTERMAIER, G. (2001). *Electric Power System Scheduling by Multistage Stochastic Programming*. Dissertation, Universität St. Gallen, Nr. 2504. Bamberg: Difo-Druck GmbH.
- [14] RAIFFA, H. and SCHLAIFER, R. (1961). Applied statistical decision theory. in *Harvard Business School*, 88-92.
- [15] RASONYI, P. (2001, 20. November). Lehren aus Lateinamerika - Vorreiter bei der Liberalisierung von Energiemärkten. *Neue Zürcher Zeitung*, S. 23
- [16] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften. (inzwischen ersetzt durch: Richtlinie 2003/54/EG vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.)
- [17] ROTHWELL, G. & GÓMEZ, T. (2003). *Electricity Economics: Regulation and deregulation*. IEEE Press.
- [18] SCHÜRLE, M. (1998). *Zinsmodelle in der stochastischen Optimierung*. Dissertation, Universität St. Gallen, Nr. 2178. Bern: Verlag Paul Haupt.
- [19] STATISTISCHES BUNDESAMT, WIESBADEN. (1995). *Länderbericht El Salvador 1995*. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

- [20] STERMAN, J. (2000). *Business Dynamics - Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Boston: McGraw-Hill.
- [21] TIPLER, P. (1994). *Physik*. (M. Baumgartner, Übers.) Heidelberg: Spektrum.
- [22] UNITED NATIONS (UN) - DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS. (2004). *2001 Energy Statistics Yearbook*. New York: United Nations.
- [23] WINSTON, W. (1994). *Operations Research - Applications and Algorithms*. (3rd ed.). Belmont: Duxbury Press.

Ich erkläre hiermit,

- dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe und ohne Verwendung anderer als der angegebenen Hilfsmittel verfasst habe,
- dass ich sämtliche verwendeten Quellen erwähnt und gemäss den gängigen wissenschaftlichen Zitierregeln nach bestem Wissen und Gewissen korrekt zitiert habe,
- dass ich ohne schriftliche Zustimmung des Rektors keine Kopien dieser Arbeit an Dritte aushändigen werde, ausgenommen nach Abschluss des Verfahrens an Studienkollegen und -kolleginnen oder an Personen, die mir wesentliche Informationen für die Bachelor-Arbeit zur Verfügung gestellt haben.

Dominik Rohrer

St. Gallen, 29. November 2004