

Stochastische Optimierungsmodelle für Planungsaufgaben in liberalisierten Energiemärkten

Karl Frauendorfer, Jens Güssow, Gido Haarbrücker,
Daniel Kuhn und Georg Ostermaier
Institut für Unternehmensforschung, Universität St. Gallen, Schweiz

16.03.2002

Abstract

Im vorliegenden Artikel beschreiben wir die Funktionalität, den Einsatz und die konzeptionellen Grundlagen des Software Tools “StochOpt”. Dieses Softwarepaket wurde am Institut für Unternehmensforschung der Universität St. Gallen (IfU-UniSG) entwickelt und ist ein integriertes Planungstool für die Kraftwerksbewirtschaftung und den physikalischen Stromhandel auf einem day-ahead Spot Markt. Es besteht aus vier Modulen, die einer gegenseitigen Wechselwirkung unterliegen: Stochastische Jahresplanung, Stochastische Kurzfristplanung, Offer Pricing und Forecasting (Prognose Tool). Die strategische Optimierung des Ressourceneinsatzes erfolgt mittels der stochastischen Jahresplanung, die operative Kraftwerksbewirtschaftung wird durch die stochastische Kurzfristplanung abgedeckt, das Offer Pricing Tool liefert optimale Angebotsstrategien für den Spothandel, und die Dynamik der relevanten Unsicherheitsfaktoren im Markt wird mit dem Forecasting Tool analysiert.

1 Einleitung

Eine fortschreitende Liberalisierung von Energiemärkten stellt alle involvierten Parteien vor neue Herausforderungen. Die Öffnung bisher abgeschotteter oder nur unzulänglich vernetzter, regionaler Märkte nach aussen sowie die Öffnung nach innen durch den vereinfachten Eintritt neuer Teilnehmer in den Markt — sowohl auf der Angebots- wie auch auf der Nachfrageseite — zieht veränderte Marktmechanismen und eine neue Dynamik der nicht beeinflussbaren Umwelt nach sich. Insbesondere für die energieerzeugenden Unternehmungen bedingt dies, die neuen oder erhöhten Chancen und Risiken zu beherrschen und bestenfalls sogar zu nutzen. Volatile Faktoren wie etwa die nachgefragte Last, die Strompreise auf dem Spot-Markt oder die Preise fossiler Brennstoffe, die natürlichen Zuflüsse in Wasserreservoirs u.ä. stellen eine unsichere Zukunft dar und sollten adäquat sowohl bei langfristigen als auch bei kurzfristigen, operativ geprägten Entscheidungsfindungen berücksichtigt werden.

Probleme der Kraftwerkseinsatzplanung und des Stromhandels werden oft mit Ansätzen der stochastischen Programmierung analysiert. Wesentliche Beiträge dazu stammen beispielsweise von PEREIRA *et al.* [16, 14, 15] und LEUZINGER [9], die mit Methoden der stochastischen dualen dynamischen Programmierung (SDDP) den Einsatz von

hydrothermischen Kraftwerkssystemen optimieren. Andererseits wird vielfach versucht, das Unit Commitment Problem mit Ansätzen der gemischt-ganzzahligen Programmierung zu lösen. BOGENSPERGER [1] konzentriert sich hauptsächlich auf die Modellierung von technischen Aspekten eines Energieversorgungssystems. Auf der algorithmischen Seite bemühen sich RÖMISCH *et al.*, GRÖWE-KUSKA und DENTCHEVA um die Lösung von gemischt-ganzzahligen Programmen mit Hilfe einer stochastischen Version der klassischen Lagrange-Relaxation [7, 11, 12, 3, 4]. Andere Autoren wiederum favorisieren duale Dekompositionsmethoden [2, 10, 17].

Das Softwaretool StochOpt für die Kraftwerkseinsatzplanung, welches Gegenstand des vorliegenden Artikels ist, basiert hauptsächlich auf der mehrstufigen stochastischen linearen Optimierung mittels baryzentrischer Approximation. Dieses Verfahren zur Lösung von Entscheidungsproblemen unter Unsicherheit basiert auf den theoretischen Arbeiten von FRAUENDORFER [5, 6] und wurde zuerst von GÜSSOW und OSTERMAIER auf energiewirtschaftliche Probleme angewandt [8, 13]. In der Folge beschreiben wir zunächst die Funktionsweise der Module von StochOpt. Anschliessend diskutieren wir die Methodologie der stochastischen Programmierung und stellen sie klassischen Simulationsansätzen gegenüber.

2 Beschreibung von StochOpt

2.1 Übersicht

Hinsichtlich der Zielausrichtung eines Planungsinstruments für den Kraftwerkeinsatz können zwei Fälle unterschieden werden: Das Interesse eines Regulators bzw. einer um die Preisstabilität für Endkunden besorgten staatlichen Stelle liegt eher auf einer kostenminimalen Energieerzeugung des Gesamtsystems, während ein einzelner Marktteilnehmer vielmehr auf eine gewinnmaximierende Erzeugung durch seinen eigenen Kraftwerkspark abzielt. Beiden Strategien wird in StochOpt durch eine spezifische Modellierung des Restriktionensystems, der relevanten stochastischen Faktoren und schliesslich der zu optimierenden Zielgrösse Rechnung getragen.

StochOpt betrachtet den (liberalisierten) Energiemarkt also sowohl aus einer betriebswirtschaftlichen als auch aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive: Einerseits maximiert StochOpt den erwarteten Gewinn eines einzelnen Energieproduzenten. Andererseits können auch die Kosten des Gesamtsystems, in welches der betrachtete Produzent eingebettet ist, minimiert werden.

StochOpt ist mit einem benutzerfreundlichen Graphical User Interface ausgestattet, das seiner modularen Struktur Rechnung trägt. Zur effizienten Datenhaltung dient eine relationale, Oracle-basierte Datenbank, an welche die einzelnen Funktionalmodule angeschlossen sind. Sowohl Input als auch Output von Prognosen, stochastischer Jahres- und Kurzfristplanung und Angebotsstrategie werden zentral archiviert. Ein automatisiertes Tool importiert täglich aktuelle Systemdaten und Zeitreihen (Speicherfüllstände, Spotpreise etc.) in die Datenbank. Damit können jeden Tag optimierte Entscheidungen auf der Basis der aktuellen Situation getroffen werden. Eine wesentliche Aufgabe von StochOpt ist es, die optimalen stündlichen Erzeugungsmengen aller Kraftwerke eines marktwirtschaftlich orientierten Energieproduzenten zu ermitteln. Dieses Ziel wird in

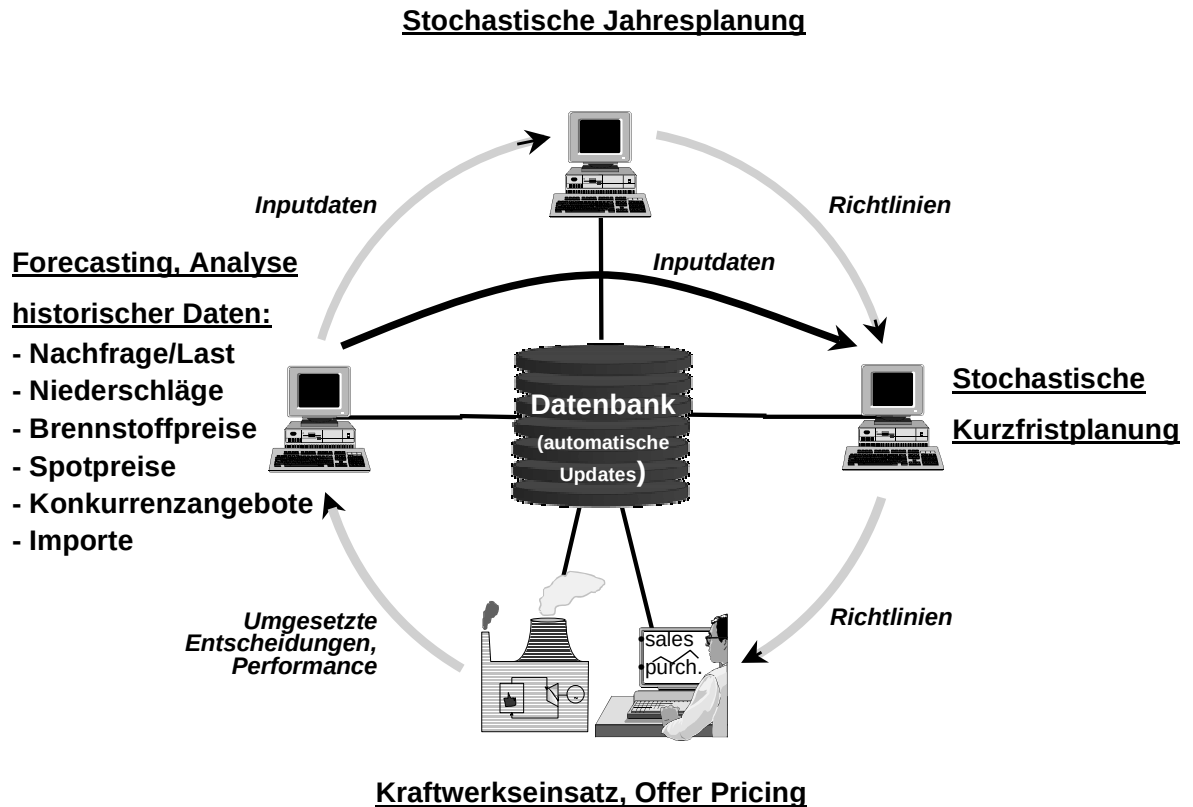


Abbildung 1: Zusammenspiel der Module von StochOpt im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung.

zwei Schritten erreicht. Zunächst muss mit Hilfe des Jahresplanungstools die Grundlage für ein adäquates Ressourcenmanagement geschaffen werden. Aufbauend auf dieser strategisch optimalen Ressourcenallokation ermittelt das Kurzfristplanungstool die taktisch optimalen Fahrpläne aller relevanten Kraftwerke. Im Rahmen des Offer Pricing Tools wird durch eine differenzierte Sensitivitätsanalyse die optimale Bietstrategie auf dem Spot Markt ermittelt. Mittels dieser Angebotsstrategie wird die tatsächliche Umsetzung der optimalen Fahrpläne erreicht. Das Prognose Tool schätzt die Verteilungsparameter der unsicheren Zustandsvariablen im Markt; diese Verteilungsparameter gehören zu den Inputdaten der übrigen Module. Durch präzise Zeitreihenanalysen im Rahmen des Forecasting Tools kann also die Performance des gesamten Softwarepakets — bestehend aus den vier beschriebenen Tools und der Datenbank — erheblich verbessert werden.

StochOpt wird seit Anfang 2002 von einem bedeutenden Energieproduzenten in Mittelamerika für das operative Tagesgeschäft, für die strategische Ressourcenallokation und für das Risikomanagement eingesetzt. Dadurch ist sein Profit gegenüber der entsprechenden Vorjahresperiode um etwa 8% angestiegen.

2.2 Stochastische Jahresplanung

Die Einsatzplanung der Ressource Wasser als Energiequelle hing bislang fast ausschliesslich von Zeitpunkt und Ausmass der Regenfälle (als einziger unsicherer Einflussgrösse) ab. Andere relevante stochastische Komponenten sind erst durch die Liberalisierung der Energiemärkte hinzugekommen, allen voran die Spotpreise der elektrischen Energie; auf dem freien Markt sind aber auch die Nachfrage oder die Importe aus Nachbarländern volatiler geworden. Viele Generatoren — insbesondere in Mittelamerika — nutzen standardisierte Tools, die speziell zur Planung des Kraftwerkseinsatzes in regulierten Märkten bei stochastischer Berücksichtigung der Regenfälle entwickelt wurden. Eine Reihe von Studien, u.a. auch am IfU-UniSG, haben gezeigt, dass gerade die unsichere Preisentwicklung massgeblich das Ergebnis eines Energieerzeugers im liberalisierten Markt beeinflusst [8, 13]. Das mathematische Konzept der stochastischen Optimierung, das dem Softwaretool StochOpt zugrunde liegt, trägt dieser Tatsache Rechnung (siehe Abschnitt 3).

Das Ziel der stochastischen Jahresplanung besteht darin, die optimalen Erzeugungsmengen aller Kraftwerke eines bestimmten Produzenten für die kommende Woche zu bestimmen. In StochOpt werden sowohl Wasserkraftwerke (insbesondere Pumpspeicherkraftwerke) als auch herkömmliche thermische Kraftwerke und geothermische Einheiten modelliert. Zudem ist es möglich, den Handel mit anderen Energiemärkten zu berücksichtigen. Bei der Optimierungsrechnung fliesst die unsichere Entwicklung von Preisen, Niederschlagsmengen, des Energiebedarfs etc., die in Form von Szenariobäumen approximiert werden, in die Entscheidungsfindung ein. Der Planungshorizont erstreckt sich auf bis zu zwei Jahre und ist in unterschiedlich lange Perioden unterteilt. In jeder dieser Perioden ist das Energieversorgungssystem des ganzen Marktes¹ modelliert. StochOpt berücksichtigt sowohl bei der Gewinnmaximierung als auch im Rahmen des Kostenminimierungsmodells die speziellen Eigenschaften des Übertragungsnetzes. In jeder Entscheidungsstufe wird eine linearisierte Lastflussrechnung durchgeführt um Netzengpässe zu antizipieren. Gewisse Erzeugungsmuster, die zu einer Überbelastung einzelner Übertragungsleitungen führen würden, werden durch StochOpt a priori ausgeschlossen.

Die einzelnen Perioden des zugrundeliegenden Entscheidungsproblems sind einerseits durch Bilanzgleichungen für die Speicherbecken von Wasserkraftwerken, andererseits durch Energieliefer- oder Bezugsverträge miteinander verknüpft. Für die erste Periode des Planungshorizonts, d.h. für die kommende Woche, ist die resultierende optimale Erzeugung der einzelnen Kraftwerke deterministisch. Für die übrigen Perioden liefert die stochastische Jahresplanung mögliche, mit Wahrscheinlichkeiten gewichtete Entwicklungen der relevanten Grössen (z.B. Speicherlevel und Erzeugungsmengen).

Die Jahresplanung basiert auf Algorithmen der linearen Programmierung. Eine möglichst realitätsnahe Abbildung des technischen Systems der Energieversorgung ist mit linearen Modellen jedoch nur schwer durchführbar. Viele technische Zusammenhänge, wie zum Beispiel die Abhängigkeit der Erzeugungsleistung vom Speicherfüllstand, die Abhängigkeit der Netzverluste von der Übertragungsleistung oder der

¹In der gegenwärtigen Implementation wird der Markt desjenigen Landes, in welchem der betrachtete Energieproduzent operiert, vollständig abgebildet.

Brennstoffverbrauch thermischer Anlagen über der Erzeugungsleistung sind nichtlinearer Natur. Solange das zugrundeliegende Entscheidungsproblem als *konvexes* mehrstufiges stochastisches Programm formuliert werden kann, dürfen die nichtlinearen Zusammenhänge durch stückweise lineare Funktionen approximiert werden. Geht die Konvexität allerdings verloren, so muss das Entscheidungsproblem als gemischt-ganzzahliges lineares Programm angesetzt werden. Dadurch erhöhen sich Dimension und Lösungszeit des Problems erheblich.

Mit den Erststufenentscheiden der Jahresplanung als verbindliche Richtlinien ermittelt anschliessend das stochastische Kurzfristplanungsmodul (vgl. Abschnitt 2.3) die optimalen stündlichen Fahrpläne der fraglichen Kraftwerke.

2.3 Stochastische Kurzfristplanung

Der Kurzfristplanung liegt im Prinzip das gleiche Optimierungsmodell zugrunde wie der Jahresplanung. Dennoch unterscheiden sich die beiden Module wesentlich hinsichtlich des Planungshorizontes und der Präzision, mit welcher das Energieversorgungssystem modelliert wird. Aufgrund des deutlich kürzeren Zeithorizontes werden viele vorwiegend technische Aspekte der Energieerzeugung und der Übertragung genauer modelliert. Mittels der Kurzfristplanung kann ein Energieproduzent seinen operativen Kraftwerkeinsatz auf das optimale Ressourcen- und Vertragsmanagement aus der Jahresplanung abstimmen, und jede Kurzfristrechnung beruht auf den Ergebnissen einer entsprechenden Jahresplanungsrechnung. Die Entscheidungsstufen des zugrundeliegenden stochastischen mehrstufigen Programms entsprechen den sieben Tagen der ersten Periode aus der Jahresplanung; der Planungshorizont ist auf eine Woche fixiert.

Als Output des Kurzfristplanungsmoduls ergeben sich Fahrpläne für jede einzelne Kraftwerkseinheit, welche — unter der Zielsetzung minimaler erwarteter Gesteuerungskosten bzw. maximalen erwarteten Gewinns — die optimale Leistungserzeugung für den nachfolgenden Tag angeben. Klarerweise haben die Struktur und der Detailgrad des Outputs jeweils den Spezifika des betrachteten Marktes zu genügen: Werden etwa die Angebote der Energieerzeuger an den Systemoperator auf stündlicher Basis abgegeben, müssen auch die Fahrpläne eine stündliche Gliederung aufweisen. Bei einem Planungshorizont von bis zu sieben Tagen und bei einer Inkorporierung der dynamischen Umwelt in Form eines Baumes möglicher Zukunftsentwicklungen führt dieser Fakt zu einer Vielzahl an Entscheidungsvariablen, welche in ihrer Gesamtheit eine sehr hohe Komplexität des Problems nach sich ziehen.

Im Falle der Gewinnmaximierung können die berechneten Fahrpläne als Grundlage für eine Angebotserstellung dienen (vgl. Abschnitt 2.4); ausserdem können Vergleiche gezogen werden zwischen den von StochOpt generierten Fahrplänen und allfälligen exogen vorgegebenen Fahrplänen, wie sie etwa von einem Operator im Predispach bestimmt werden. Von erheblicher Bedeutung für eine realitätsnahe Modellierung — einhergehend mit einem tragbaren Modellrisiko — sind hierbei eine hinreichend genaue Abbildung der Erzeugungskosten thermischer Kraftwerke sowie des Spektrums verschiedener Effizienzen hydraulisch betriebener Generatoren. Weiterhin beschreibt eine Vielzahl von Restriktionen die Charakteristika der einzelnen Kraftwerkseinheiten (technische oder durch den Benutzer erzwungene Leistungsgrenzen der Genera-

toren, Bandbreiten von zu erzeugenden Energiemengen über einen Zeitraum hinweg, usw.), den Informationstransfer von Periode zu Periode bzgl. der Wasserreservoirs (via Energie- und Wasserbilanzen), sowie das Zusammenwirken von erzeugter Leistung und nachgefragter Last gemäss der Topologie des Hochspannungs-Übertragungsnetzes. Der Vorhalt notwendiger Leistungsreserven des Erzeugungssystems für die sog. Spinning Reserve oder für die Automatic Generation Control wird über spezielle Nebenbedingungen gewährleistet. Zusätzliche Restriktionen gewährleisten die Konsistenz mit den aus der Jahresplanung vorgegebenen Erzeugungsmengen.

Für die adäquate Berücksichtigung realer Phänomene, wie etwa Leistungsuntergrenzen von Kraftwerkseinheiten, Kosten für An- oder Abfahrvorgänge, minimale Laufzeiten etc., bedarf es nicht-konvexer Modelle. Durch die Hinzunahme von Binärvariablen können die problematischen Phänomene abgebildet werden. Da StochOpt die fraglichen Binärvariablen nur in der ersten Entscheidungsstufe berücksichtigt, kann das resultierende gemischt-ganzzahlige lineare Programm trotzdem effizient gelöst werden.

2.4 Offer Pricing

Der day-ahead Handel in Spotmärkten hat sich für zahlreiche Energieversorger zu einer mindestens täglich zu lösenden Aufgabenstellung entwickelt. Sie darf im Rahmen eines mittelfristigen Gesamtoptimierungskonzeptes nicht unabhängig betrachtet werden. Die Erstellung von Angebotskurven wird in diesem Zusammenhang als Mittel der flexiblen Eigenerzeugung hinsichtlich (unsicherer) Marktgleichgewichte am Folgetag betrachtet.

Unabhängig vom zugrundegelegten Bewertungsansatz der eigenen Erträge und Kosten werden im Offer Pricing Tool mit Hilfe eines szenariobasierten Grundkonzeptes optimale Angebotsstrategien berechnet, die sich optional auf die stochastischen Optimierungsmodelle der Jahresplanung oder insbesondere der Kurzfristplanung stützen. Sukzessive Folgerechnungen auf Basis des ursprünglich optimierten Problems bestimmen für geeignete Szenariovariationen die Sensitivität der Eigenerzeugung hinsichtlich unterschiedlicher Marktgleichgewichte. Damit wird auch dem Konsistenzgedanken im Gesamtoptimierungskonzept voll Rechnung getragen. Effiziente Nutzung der Struktureigenschaften im mathematischen Programm reduziert den Zeitaufwand zur Lösung der linearen bzw. gemischt-ganzzahligen Optimierungsprobleme erheblich. Für den Sonderfall, dass sich eine grundlegende Umverteilung der Eigenerzeugung im Dispatch ergibt, können sich auch "paradoxe" Angebotskurven ergeben. Ein Verlust, der sich implizit aus dem Dispatch einer "realen" Angebotsstruktur ergibt, kann dabei direkt quantifiziert werden und den Entscheidungsprozess auch hinsichtlich einer erweiterten Risikoanalyse unterstützen. Für den zentralamerikanischen Produzenten, der StochOpt gegenwärtig einsetzt, bietet sich aufgrund der geringen Anzahl von Marktteilnehmern mit stark heterogenen Erzeugungsstrukturen zusätzlich die Möglichkeit, Angebote auch taktisch bzw. strategisch zu platzieren und somit das Marktgleichgewicht kurz- und mittelfristig zu beeinflussen.

2.5 Forecasting

Die Basis zur Optimierung der Einsatzplanung von Kraftwerksparkes sowie des Stromhandels bilden Prognosen der unsicheren Einflussfaktoren. Dies sind im wesentlichen die Spot- und Terminmarktpreise auf Strombörsen, der Bedarf an Energie, die Ressourcenverfügbarkeit, aber auch die Angebotsstrategien von Konkurrenten (siehe Abb. 1). Stochastische Optimierungsmethoden berücksichtigen im Gegensatz zu deterministischen Verfahren nicht nur einfache Punktprognosen, sondern vielmehr auch die Abweichungen von prognostizierten Mittelwerten, d.h. die Volatilität der unsicheren Einflussfaktoren. Darüber hinaus sind diese stochastischen Parameter nicht unabhängig voneinander zu betrachten; ihre Korrelationen müssen analysiert und quantifiziert werden. Das Prognose Tool von StochOpt stellt für verschiedene unsichere Einflussfaktoren die erwarteten Verläufe in unterschiedlichen Zeitschritten (stündlich, täglich, wöchentlich), entsprechende Konfidenzintervalle (Abweichungen der Prognose) sowie Korrelationskoeffizienten zur Verfügung, die je als Input für die stochastische Jahres- und Wocheneinsatzplanung dienen. Dabei werden multivariate VAR- und ARIMA-Zeitreihenmodelle verwendet, deren Parameter aus historischen Daten geschätzt werden.

3 Methodologie

Das Softwarepaket StochOpt basiert auf dem Konzept der stochastischen Programmierung. Im Gegensatz zu klassischen Simulationsansätzen wird dabei der Stochastizität der unsicheren Einflüsse vollständig Rechnung getragen.

Simulationsansätze gehen typischerweise von einer vorgegebenen Entscheidungsregel u_s aus; in jeder Entscheidungsstufe und in jedem “Zustand der Welt” $s_1, \dots, s_N$ (d.h. für jede mögliche historische Entwicklung der stochastischen Parameter) kommt eine a priori festgelegte Aktion zur Anwendung. In einem bestimmten Szenario s_n stellt sich aufgrund der umgesetzten Entscheidungen am Ende des Zeithorizontes ein Gewinn oder Verlust $z_{s,n}$ ein (siehe Abb. 2). Durch die Analyse dieses Profits in sämtlichen Szenarios s_n ($n = 1, \dots, N$) können unterschiedliche Entscheidungsregeln ($u_1, \dots, u_s, \dots, u_S$) miteinander verglichen werden. Empirisch lassen sich auf diese Weise gute Strategien ermitteln, die zu einer ausgewogenen Gewinnverteilung führen.

Ein mehrstufiges stochastisches Programm ist dadurch charakterisiert, dass rekursiv in jeder Stufe innerhalb des Planungshorizontes optimale Entscheidungen zu ermitteln sind. “Optimal” bedeutet, dass unter bestimmten technisch oder ökonomisch bedingten Restriktionen eine Zielfunktion über *alle* erlaubten Entscheidungsstrategien maximiert wird. Als Zielfunktion wählt man im allgemeinen den erwarteten Gewinn. Es besteht aber auch die Möglichkeit, Risikoterme zu berücksichtigen; dadurch werden Szenarien, in denen ein weit unterdurchschnittlicher Profit erwirtschaftet würde, stärker gewichtet. Im Zuge der Optimierung werden aufgrund dessen risikoaverse Strategien präferiert.

Wie im Falle der Simulation kann das Problem durch eine Zeit- und Zustandsdiskretisierung in einem Szenariobaum dargestellt werden (vgl. Abb. 3). Szenarien, in denen sich die stochastischen Parameter bis zur Zeit t gleich entwickeln, sind in einem Knoten der entsprechenden Entscheidungsstufe zusammengefasst. Dadurch erzwingt man, dass

Vorgabe
Entscheidungs-
strategie u_s

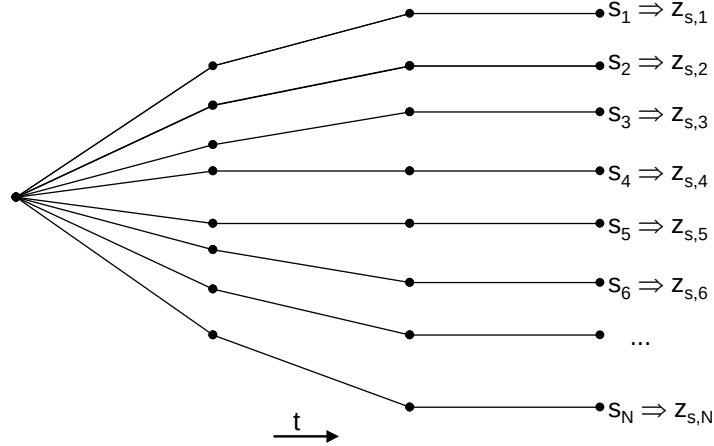


Abbildung 2: Simulationsansätze basieren auf der Analyse des Gewinns $z_{s,n}$ einer vorgegebenen Entscheidungsstrategie/-regel u_s für verschiedene simulierte Zustandsprozesse $(s_1, \dots, s_N)$.

die in einem spezifischen Knoten getroffenen Entscheidungen ausschliesslich von den historischen Realisationen und den zukünftigen Verteilungsparametern der stochastischen Einflüsse abhängen. Entscheidungen, welche diesem Kriterium genügen, heissen *nicht-antizipativ*. Im Rahmen der stochastischen Optimierung ermittelt man also die beste (bezügl. der Zielfunktion) nicht-antizipative Entscheidungsstrategie unter den modellspezifischen Nebenbedingungen.

Die Diskretisierung des Zustandsraumes ist ein schwieriges Unterfangen: Um die realen stetigen Verteilungen möglichst genau abzubilden, benötigt man möglichst viele Szenarien. Andererseits ist die Speicherkapazität heutiger Computer begrenzt, und nur Szenariobäume mit wenigen Verzweigungen pro Entscheidungsstufe können numerisch verarbeitet werden. Das Diskretisierungsverfahren muss also geschickt gewählt werden.

Sowohl die Zielfunktion als auch die Restriktionen eines stochastischen Programms können von den unsicheren Einflussgrössen abhängen: Typischerweise steht der Spotpreis η_t der elektrischen Energie in der Zielfunktion, während Last und Niederschlagsmengen ξ_t in die Restriktionen eingehen. Zur Zeit t wird der zukünftige erwartete Gewinn Φ_t von den stochastischen Parametern (η_t, ξ_t) abhängen; die Funktion $\Phi(\eta_t, \xi_t)$ wird in der Literatur als Wertefunktion bezeichnet. Es lässt sich beweisen, dass die Wertefunktion unter recht allgemeinen Bedingungen konvex in η und konkav in ξ ist [6]. Offenbar beschreibt $\Phi(\eta_t, \xi_t)$ also eine Sattelfunktion, die von oben und unten durch bilineare Funktionen approximiert werden kann (siehe Abb. 4). Die besten bilinearen Approximationen bezüglich der zugrundeliegenden Verteilungsfunktion können benützt werden, um den Wahrscheinlichkeitsraum über η_t und ξ_t effizient zu diskretisieren. Dieses Diskretisierungsverfahren wird als “baryzentrische Approximation” bezeichnet und ist dafür ausgelegt, um selbst sehr komplizierte (grosse) stochastische Programme mit vernünftigem Aufwand zu lösen [5]. Zudem ergeben sich eine obere und eine untere Schranke für den optimalen Profit, den man (auf der Basis des wahren kontinuierli-

Szenarios für einen
binären Prozess

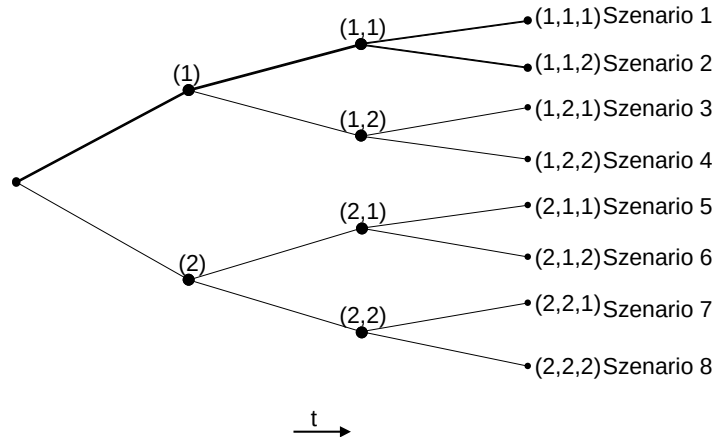


Abbildung 3: Stochastische Optimierung bedingt den sukzessiven Aufbau eines Szenariobaumes; Szenarien mit der gleichen Vorgeschichte bis zur Zeit t bilden einen Knoten der entsprechenden Entscheidungsstufe.

chen Zustandsraumes) in der Realität tatsächlich erwirtschaften könnte. Die Differenz dieser Schranken liefert ein exaktes Mass für die Güte der Diskretisierung.

4 Schlussfolgerungen

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Module des Softwarepakets StochOpt für die Kraftwerksbewirtschaftung. Die einzelnen Tools sind in eine Hierarchie eingebettet: Das Jahresplanungsmodul optimiert den Verbrauch des Wassers in den Stauseen im Verlauf eines Jahres und ermittelt die optimale aggregierte Erzeugungsmenge für die kommende Woche. Aufgrund dieser Information berechnet das Kurzfristplanungstool die Fahrpläne aller Kraftwerke auf stündlicher Basis. In einem nächsten Schritt ermittelt das Offer Pricing Tool eine auf die strategischen und taktischen Ziele abgestimmte Angebotsstrategie. Etwas ausserhalb dieser Hierarchie steht das Prognosetool, welches die Verteilungsparameter der stochastischen Grössen auf der Grundlage der aktuellsten Zeitreihen schätzt. Diese Verteilungsparameter sind wesentliche Inputdaten für die übrigen Module.

Die Jahresplanung, die Kurzfristplanung und das Offer Pricing Tool basieren auf stochastischen Optimierungsmodellen, die sich wesentlich von traditionellen Simulationsansätzen unterscheiden. Im Rahmen eines Simulationsansatzes müssen gute Entscheidungsstrategien gleichsam erraten werden. Durch einen Vergleich der Gewinnverteilungen wird dann die beste der vorgegebenen Entscheidungsregeln empirisch evaluiert. Die stochastische Optimierung stellt dagegen einen rein analytischen Ansatz dar. Die beste nicht-antizipative Entscheidungsstrategie wird mittels eines Maximierungsproblems über einem diskreten Szenariobaum ermittelt. Eine grosse Herausforderung stellt dabei die Diskretisierung des Zustandsraumes dar. Diskretisiert man den Wahrscheinlichkeitsraum mit Hilfe der baryzentrischen Approximation, so können selbst

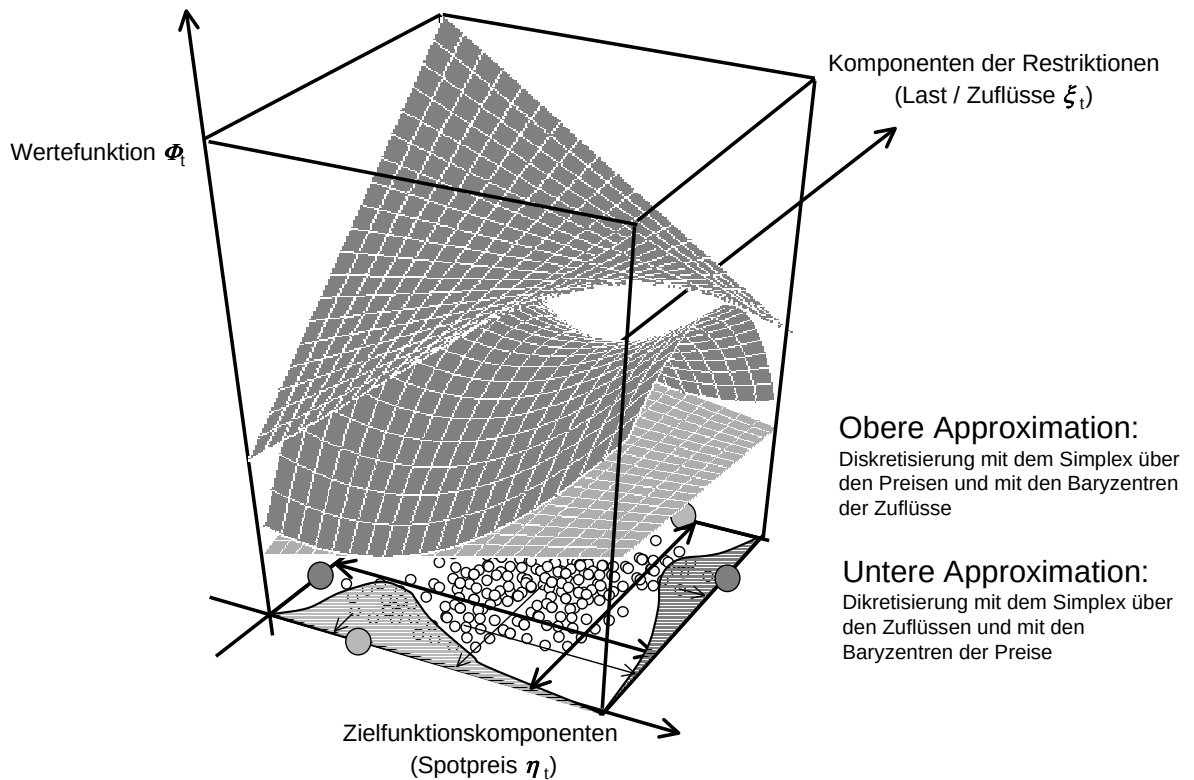


Abbildung 4: Obere und untere Approximation der Wertefunktion.

grosse Probleme effizient gelöst werden; zudem verfügt man über ein Mass der Genauigkeit der Approximation.

Literatur

- [1] BOGENSPERGER, J. *Ein Beitrag zur Erstellung gemischt-ganzzahlig linearer Modelle für die Jahreseinsatzoptimierung in einem hydrothermischen Kraftwerkssystem*. PhD thesis, Technische Universität Graz, Fakultät für Elektrotechnik, 1996.
- [2] CARØE, C., AND SCHULTZ, R. Dual Decomposition in Stochastic Integer Programming. Tech. rep., Konrad-Zuse-Zentrum für Informationstechnik Berlin (ZIB), 1996. Preprint Nr. 96046.
- [3] DENTCHEVA, D., GOLLMER, R., MÖLLER, A., RÖMISCH, W., AND SCHULTZ, R. Solving the unit commitment problem in power generation by primal and dual methods. In *Progress in Industrial Mathematics at ECMI 96* (1997), M. Brøns, M. Bendsøe, and M. Sørensen, Eds., Teubner, pp. 332–339.
- [4] DENTCHEVA, D., AND RÖMISCH, W. Optimal power generation under uncertainty via stochastic programming. In *Stochastic Programming Methods and Technical Applications*, K. Marti and P. Kall, Eds., vol. 458 of *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*. Springer-Verlag, 1998, pp. 22–56.

- [5] FRAUENDORFER, K. *Stochastic two-stage programming*, vol. 392 of *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*. Springer-Verlag, 1992.
- [6] FRAUENDORFER, K. Multistage stochastic programming: Error analysis for the convex case. *Z. Oper. Res.* 39, 1 (1994), 93–122.
- [7] GRÖWE-KUSKA, N., KIWIEL, K. C., NOWAK, M. P., RÖMISCH, W., AND WEGNER, I. Power Management in a Hydro-Thermal System under Uncertainty by Lagrangian Relaxation. The Stochastic Programming E-Print Series (SPEPS), January 2000.
- [8] GÜSSOW, J. *Power Systems Operation and Trading in Competitive Energy Markets*. PhD thesis, IfU-HSG, Universität St. Gallen, 2001.
- [9] LEUZINGER, M. *Einsatzplanung hydraulischer Kraftwerke unter stochastischen Bedingungen*. PhD thesis, ETH, Zürich, 1998.
- [10] MÖLLER, A., AND RÖMISCH, W. A dual method for the unit commitment problem. Tech. rep., Humboldt-Universität Berlin, Institut für Mathematik, Preprint Nr. 95-1, 1995.
- [11] NOWAK, M., AND RÖMISCH, W. Optimal power dispatch via multistage stochastic programming. In *Progress in Industrial Mathematics at ECMI 96* (1997), M. Brøns, M. Bendsøe, and M. Sørensen, Eds., Teubner, pp. 324–331.
- [12] NOWAK, M., AND RÖMISCH, W. Stochastic lagrangian relaxation applied to power scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty. Tech. rep., Schwerpunktprogramm der Deutschen Forschungsgemeinschaft, 1998. Echtzeitoptimierung grosser Systeme, Preprint 98-36.
- [13] OSTERMAIER, G. *Electric Power System Scheduling by Multistage Stochastic Programming*. PhD thesis, IfU-HSG, Universität St. Gallen, 2001.
- [14] PEREIRA, M., CAMPODÓNICO, N., AND KELMAN, R. Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models. In *Proceedings of EPSOM '98, 23–25 Sept. 98, ETH Zürich, Switzerland* (1998).
- [15] PEREIRA, M., CAMPODÓNICO, N., AND KELMAN, R. Application of Stochastic Dual DP and extensions to Hydrothermal Scheduling. Tech. rep., Power Systems Research Inc. (PSRI), April 1999. PSRI Technical Report 012/99, Version 2.0.
- [16] PEREIRA, M., AND PINTO, L. Multistage Stochastic Optimization applied to Energy Planning. *Mathematical Programming* 52 (1991), 359–375.
- [17] RÖMISCH, W., AND SCHULTZ, R. Decomposition of a Multi-Stage Stochastic Program for Power Dispatch. *ZAMM - Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik* 76, Suppl.3 (1996), 29–32.