

Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt

Von der Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Joachim Bagemihl
geboren in Geislingen a. d. Steige

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. E. Göde
Tag der Einreichung:	25. Januar 2002
Tag der mündlichen Prüfung:	04. November 2002

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Systemtechnische Grundlagen und Methoden (SGM)
Dr.-Ing. C. Schlenzig

2003

ISSN 0938-1228

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis.....	V
Verzeichnis der Formelzeichen.....	VI
Kurzfassung.....	VII
Abstract	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung	2
1.2 Aufbau der Arbeit.....	4
2 Energiewirtschaft im Umbruch	5
2.1 Struktur der Energieversorgung in Deutschland vor der Liberalisierung	5
2.2 Gesetzliche Grundlagen	9
2.2.1 Die EU Binnenmarktrichtlinie	9
2.2.2 Novelle des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes	11
2.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Energiewirtschaft.....	11
2.4 Verbändevereinbarungen.....	14
2.4.1 Strom.....	15
2.4.2 Gas	18
2.5 Energiebörsen	18
2.5.1 Struktur und Regeln einer Börse.....	19
2.5.2 Strombörsen	20
2.5.3 Börsenprodukte	22
2.5.4 Strombörsen am deutschen Markt	25
2.6 Energiehandel	26
2.6.1 Organisationsstruktur des Energiehandels im liberalisierten Markt.....	27
2.6.2 Modelle zur Strompreisprognose	28
2.6.3 Portfolio- und Risikomanagement	30
3 Material und Methode	35
3.1 Modellgestützte Planung	35
3.1.1 Ausbauplanung	36
3.1.2 Einsatzplanung	36
3.1.3 Einsatz- und Handelsplanung im wettbewerblichen Umfeld	37
3.1.4 Lösungsverfahren.....	39
3.2 Modell zur Portfolio-Optimierung	44

3.2.1 Definition Portfolio-Optimierung	44
3.2.2 Auswahl eines Lösungsverfahrens	45
3.2.3 Mathematische Modellbildung.....	46
3.2.4 Terminkontrakte	56
3.2.5 Planungsablauf und Modellarchitektur	57
3.2.6 Aufbau des Jahresmodells	61
3.2.7 Aufbau des Monatsmodells	66
3.2.8 Spekulation.....	68
4 Fallstudie Portfolio-Optimierung.....	71
4.1 Modellspezifikation	71
4.1.1 Topologie Jahresmodell	72
4.1.2 Topologie Monatsmodell	74
4.1.3 Modelldaten.....	76
4.2 Marktpreisszenarien.....	81
4.3 Optimierungsergebnisse.....	84
4.3.1 Entwicklung des Portfolios gehaltener Terminkontrakte.....	84
4.3.2 Entwicklung der Fahrweise Grund- und Mittellastkraftwerke 1. - 7. März.....	86
4.3.3 Entwicklung der Speicherfahrweise.....	89
4.3.4 Hypothetischer Kraftwerkseinsatz am Beispiel 7. März 2001	91
4.3.5 Gewinnentwicklung durch Portfolio-Optimierung	94
4.4 Softwaretechnische Umsetzung in MESAP/PROFAKO.....	97
5 Schlußbetrachtung.....	99
Literaturverzeichnis	103

Kurzfassung

Terminbörsen für Strom und Gas sind von grundlegender Bedeutung für die Planungsprozesse der durch das *Unbundling* geschaffenen Unternehmenszweige Erzeugung und Handel. Für die Kraftwerkseinsatzplanung bedeutet dies, daß nicht mehr primär die langfristige Lastprognose, sondern in zunehmendem Maße die Terminpreise der Futureskontrakte den Kraftwerkseinsatz bestimmen. Dem Stromhandel müssen zur Bewertung der Börsenprodukte hingegen die Kosten der Erzeugung im konzerneigenen Kraftwerkspark bekannt sein. Da sich aber beide Akteure wechselseitig beeinflussen, muss der Kraftwerkseinsatz gemeinsam mit dem Stromhandel koordiniert werden, um zu einem gesamtwirtschaftlichen Optimum im Konzern zu gelangen.

Die vorgestellte Methode zur Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark erlaubt dem Konzern die Identifizierung eines optimalen Geschäftsportfolios, in dem mit Ausnahme nicht ausgelasteter Kraftwerkskapazitäten keine offenen Positionen zugelassen werden. Ausgehend von einem hydro-thermischen Kraftwerkspark mit Jahresspeicherkapazitäten für Wasser und Gas kann unter Berücksichtigung von Restriktionen, wie begrenzten Gas-/Strom-Durchleitungskapazitäten und Limits auf Handelsmengen, bei signifikanten Änderungen der Terminpreise die jeweils gewinnoptimale Veränderung im Portfolio identifiziert werden. Aufgrund der vielfältigen Freiheitsgrade, die ein solches hydro-thermisches System aufweist, ist es auf Basis des vorgestellten Verfahrens möglich, allein durch die Marktpreisbewegungen der unterschiedlichen börslich gehandelten Produkte im täglichen Handelsgeschäft, zusätzliche Margen zu erwirtschaften.

Die langen Planungshorizonte, vorgegeben durch die Laufzeiten der Produkte an Terminbörsen (EEX bis 18 Monate), bedingen bei der Optimierung hohe Rechenzeiten und erfordern daher oft problemangepaßte Algorithmen wie etwa die Langrange Relaxation. Durch das Auftreten neuer Handelsprodukte und die häufige Veränderung der Vertragsformen kann mit diesen Algorithmen nur schwer entsprechend flexibel reagiert werden, da die Anpassung meist mit hohem Aufwand verbunden ist. Das Standardverfahren der Gemischt-Ganzzahlig-Linearen Programmierung (GGLP) bietet hier entscheidende Vorteile, da der dabei verwendete Lösungsalgorithmus Branch & Bound unabhängig von der Problemstellung angewendet werden kann. Die vorgestellte Methode basiert auf einem Dekompositionsansatz im Zeitbereich, so daß die für schnelle Reaktionszeiten nötigen Rechenzeiten von wenigen Minuten erreicht werden können.

Das System zur Optimierung des Portfolios wurde mit dem Energiemanagementsystem MESAP/PROFAKO realisiert.

Abstract

Financial futures markets for electricity and gas play a crucial role for the business units generation and trading. The unbundling process that came along with liberalisation now distinctively separates these units that were formerly combined in the vertically integrated utilities. This has an impact on unit commitment planning, because the importance of long-term load forecast is now secondary to the significance of the market prices on the futures market. In addition traders need to know the costs of generation in order to rate the products of the market. Since both actors influence one another, unit commitment needs to be coordinated together with the trading business to achieve maximum benefits for the entire group.

The method of portfolio-optimisation permits the identification of an optimal product portfolio in which, with the exception of non-contracted power plant capacities, no open positions are allowed. Based on a hydro-thermal power plant park with seasonal storage facilities for water and gas, the method also identifies the necessary changes in the portfolio under changing market prices, while observing all restrictions such as trading limits and transportation capacities. Due to the great variety of the degrees of freedom that a such a system offers, it is possible to obtain systematic benefits in the daily trading business.

Long planning horizons, set by the duration of financial products that are traded at the energy exchange (EEX up to 18 months), imply long computation time and therefore often rely on problem specific algorithms for speeding up computation like e.g. Lagrangian Relaxation. The appearance of new products and the frequent alteration of contracts require an adaption of these algorithms, which often incurs high expenses. The standard method of Mixed Integer Linear Programming (MILP) offers significant advantages, since the Branch & Bound algorithm can be applied independently of the exact problem structure. The method introduced here is based on a decomposition in time of the problem and permits the identification of an optimal portfolio in short computation time.

The system is implemented with the MESAP/PROFAKO Energy planning software system.

1 Einleitung

Der weltweite Stromverbrauch wird in den nächsten Jahrzehnten doppelt so schnell wachsen wie die Weltbevölkerung. Einer Studie der IEA zufolge wird der globale Stromkonsum von gegenwärtig 12 Billionen kWh auf 22 Billionen kWh im Jahr 2020 steigen, der globale Verbrauch von Erdgas von gegenwärtig 2300 Mrd. m³ wird ähnlich stark anwachsen. In der EU wird bei Strom von einem Anstieg von 2030 TWh im Jahr 1995 um über 50% auf 3124 TWh im Jahr 2020 ausgegangen, die Steigerungsrate bei Erdgas liegt bei etwa 60% /EU Commission 1999/.

Die am 19.2.1997 verabschiedete EU Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie sollte die Grundlage für die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf den Weltmärkten durch eine kostengünstigere Versorgung mit Energie, vor allem mit den leitungsgebundenen Energieträgern Elektrizität und Gas schaffen. Dazu wurden Wettbewerbsselemente in diesem bis dato durch Monopole geschützten Markt eingeführt. Die EU Mitgliedsstaaten wurden aufgefordert, die in der Richtlinie enthaltenen Mindestanforderungen binnen zweier Jahre in nationales Recht umzuwandeln. In Deutschland wurden sowohl der Strom- als auch der Gasmarkt durch die Neufassung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) /EnWG 1998/ vom 29.4.1998 sowie der Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vom 1.1.1999 vollständig liberalisiert.

Die deutsche Energiewirtschaft erfährt dadurch derzeit gravierende strukturelle Veränderungen. Durch die Entstehung von Energiebörsen wird der Planungsprozess in der Energiewirtschaft künftig weniger stark von technologischen Aspekten der Eigenerzeugung, als vielmehr durch die Marktpreise des Handels im europäischen Kontext bestimmt werden. Die erwartete Zunahme des Stromhandels in Westeuropa ist in Abb. 1-1 dargestellt.

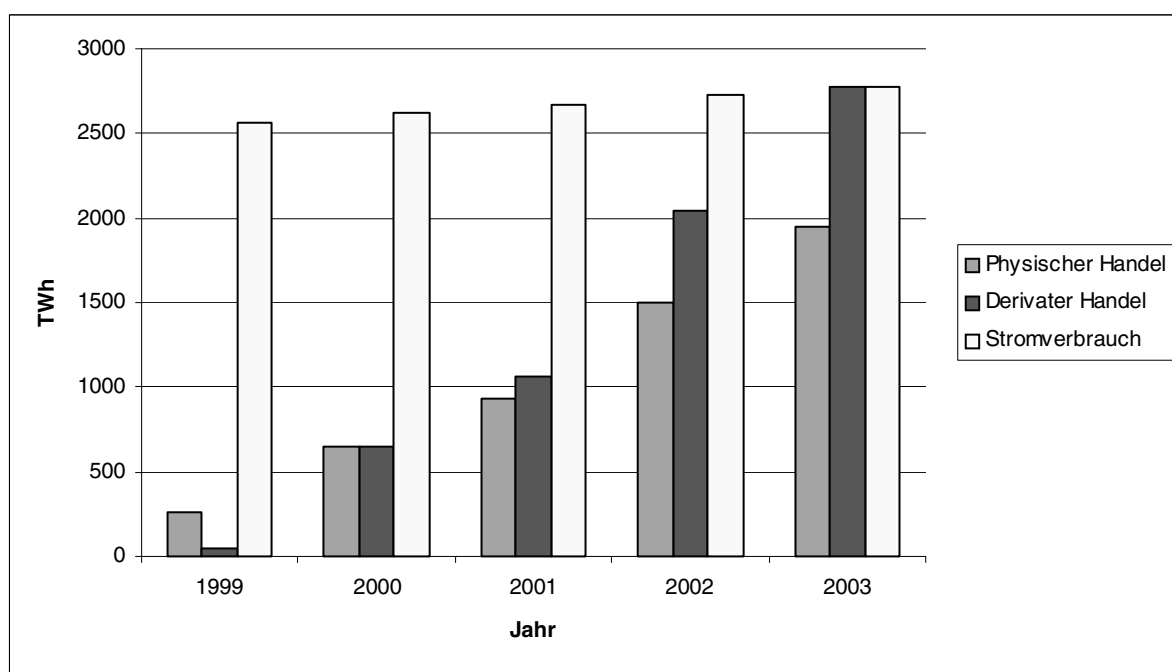


Abb. 1-1: Erwartete Entwicklung des europäischen Stromhandelsvolumens /RWE 1999/

Daraus ist zu entnehmen, daß der gesamte Stromverbrauch in Westeuropa in den kommenden Jahren zwar nur geringfügig wachsen wird, der physische Stromhandel im Jahr 2002 aber bereits volumenmäßig auf über 50 % des Gesamtverbrauches steigt und von der derivaten Handelsmenge noch übertroffen wird. Beim Erdgas wird in den nächsten 10 Jahren mit einer Verdopplung der aktuellen Handelsmenge gerechnet /Detourne 2000/.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes und die damit einhergehende Entstehung von Strom- und Gasbörsen für den Handel mit Spotmengen und Terminkontrakten hat grundlegende Konsequenzen für die durch das Unbundling geschaffenen Unternehmenszweige Erzeugung und Handel eines ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens (EVU).

War für die Planung bislang in erster Linie die zu deckende Last relevant, welche aufgrund geschlossener Versorgungsgebiete vergleichsweise gut zu prognostizieren war, so bestimmen nun in hohem Maße aktuelle und zukünftige Marktpreise den Stromhandel und den Kraftwerkseinsatz. Die zuverlässige Prognose zukünftiger Großhandelspreise ist jedoch praktisch nicht möglich. Die Planungsgrundlage bilden daher die Preise von Terminkontrakten, diese sind das zentrale Bewertungsinstrument für eine marktorientierte Unternehmenssteuerung in der Strombranche /Fischer 2000/. Die Kraftwerkseinsatzplanung entwickelt sich damit weg vom reinen Lastdeckungsgedanken, hin zu einer permanenten Mark-to-Market Bewertung aller Assets im Geschäftsportfolio, welches den gesamten Kraftwerkspark, Brennstoff- und Strombezugs- sowie Lieferverträge der Kraftwerksgesellschaft umfasst. Für den Stromhandel sollten zur Bewertung der Terminpreise ebenso die Kosten der Erzeugung in konzerneigenen Assets bekannt sein. Da die Kosten der Kraftwerksgesellschaft für die (zusätzliche) Stromerzeugung stark von den bereits eingegangenen Verpflichtungen und damit vom bisher geplanten Kraftwerkseinsatz abhängen, können interne Verrechnungspreise für an den Stromhandel zu liefernde Mengen pauschal nicht optimal gestaltet werden, wenn feste Margen für die Kraftwerksgesellschaft unabhängig von der Fahrweise zugrundegelegt werden. Die Ermittlung der tatsächlichen Differenzkosten etwa durch den Kauf Verkauf eines zusätzlichen Produktes und somit einer Veränderung des Portfolios können nur dann exakt ermittelt werden, wenn die dadurch insgesamt veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks berücksichtigt wird.

Das hier vorgestellte System zur Optimierung des Portfolios geht davon aus, daß der Gewinn aus Sicht des Konzerns nur dann optimal ist, wenn Stromhandel und Kraftwerkseinsatz integriert optimiert werden.

Aufgrund der Tatsache, daß Strom im großtechnischen Maßstab nicht unmittelbar speicherbar ist, resultiert die im gesamten Commoditymarkt bei weitem höchste Preisvolatilität. Dies birgt für die beteiligten Akteure hohe Risiken. Unternehmen, die über mittelbare Speicherkapazitäten wie Pumpspeicherkraftwerke verfügen, eröffnet sich dadurch jedoch die Chance, systematisch Gewinne zu realisieren. Das vorgestellte System zur Portfolio-Optimie-

nung ermöglicht es Unternehmen mit hydro-thermischer Erzeugung und saisonalen Speicherkapazitäten, börsentäglich allein aufgrund unspezifischer Preisbewegungen der Terminprodukte, zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften, ohne einem Preisrisiko ausgesetzt zu sein. Diese Betrachtungsweise setzt allerdings voraus, daß nicht ausgelastete Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, die eine spezielle Art von Optionen mit technischen Restriktionen darstellen, nicht mark-to-market bewertet werden.

An der European Energy Exchange in Frankfurt (EEX) werden Zeithorizonte mit Produkten von bis zu 18 Monaten abgedeckt. Die Handelsprodukte werden in einem kontinuierlichen Verfahren gehandelt, so daß mehrmals täglich signifikante Preisbewegungen stattfinden und mit der vorgestellten Methode Gewinne realisiert werden können.

Ein hydro-thermisches Portfolio, bestehend aus thermischen und Pumpspeicherkapazitäten, saisonalen Gasspeichern sowie langfristigen Verträgen mit *Take-or-Pay* Mengen ist langfristigen zeitschrittübergreifenden Restriktionen unterworfen, die sich durch die Einhaltung von Arbeitsmengen und verfügbaren Durchleitungskapazitäten für Strom und Gas sowie durch die Speicherbewirtschaftung unter Berücksichtigung natürlicher Wasserzuflüsse ergeben. Daher ist zur Identifikation des optimalen Portfolios die geschlossene Betrachtung des gesamten Zeithorizonts, über den die Futures gehandelt werden, notwendig. Gleichzeitig müssen zur Bestimmung der Kraftwerksfahrweise technische, über wenige Stunden zeitlich koppelnde Restriktionen, wie etwa Mindestbetriebszeiten oder Laständerungsgeschwindigkeiten, berücksichtigt werden, was adäquat nur durch die Modellierung in zeitlich hoher Auflösung erfolgen kann.

Lange Planungshorizonte in hoher zeitlicher Auflösung bedingen mit den gängigen Optimierungsmethoden hohe Rechenzeiten. Daher werden zur Rechenzeitreduzierung problem-spezifisch angepaßte Algorithmen verwendet. Die Liberalisierung bringt in verstärktem Maße neue Handelsprodukte und variable Vertragsformen mit sich, deren neue Abbildung jeweils die aufwendige Anpassung dieser Algorithmen erfordern würde. Das Standardverfahren der Gemischt-Ganzzahlig Linearen Programmierung (GGLP) bietet diesbezüglich entscheidende Vorteile. So kann der dabei hauptsächlich eingesetzte Lösungsalgorithmus Branch & Bound (B&B) unabhängig von der Problemstellung des GGLP Problems angewendet werden. Weiterhin existieren eine Reihe von leistungsfähigen kommerziellen Solvern auf dem Markt.

Nachteilig ist hierbei, daß die Rechenzeit exponentiell mit der Anzahl der Zeitschrittvariablen, also der Länge des Planungshorizonts in Verbindung mit der zeitlichen Auflösung des Modells, steigt. Insbesondere im Handelsgeschäft sind jedoch kurze Rechenzeiten entscheidend.

Selbst bei Verwendung von typischen Tagen zur Reduktion der Anzahl der Zeitschrittvariablen ist eine geschlossene Optimierung über diesen langen Zeitraum mit der GGLP unter Einhaltung der Anforderungen an Rechenzeiten und Genauigkeit nicht realisierbar. Einen Lösungsansatz stellt die zeitliche Dekomposition des Problems und die anschließende sukzessive Optimierung der Teilprobleme dar.

Dazu wird zunächst der optimale Speicherstand der im System befindlichen Speicherkapazitäten für Strom und Brennstoff zum Monatswechsel über den gesamten Planungshorizont von 18 Monaten ermittelt. Ausschlaggebend für die optimale Speicherfahrweise sind in erster Linie die Preise auf dem Terminmarkt sowie die zeitschrittübergreifenden Randbedingungen des Kraftwerksparks. Dem dazu verwendeten Modell liegt eine vereinfachte Abbildung des Kraftwerksparks auf Typtagbasis zugrunde, die für diese Problemstellung ausreichend ist.

Danach wird unter Berücksichtigung der so ermittelten Speicherstände sowie der Lastganglinien der zu versorgenden Endkunden, die monatliche Fahrweise des detaillierten Kraftwerksparks auf Typtagbasis in hoher zeitlicher Auflösung ermittelt.

Ergebnisse der Optimierung sind, neben der hypothetischen Fahrweise des Kraftwerksparks, die dann neuen optimalen *short*- (Kauf) und *long*- (Verkauf) Positionen aller Terminkontrakte, sowie die sich daraus ergebende Gesamtgewinnsituation.

1.2 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 erläutert zunächst die Struktur der Energiewirtschaft in Deutschland vor der Liberalisierung. Daran anschließend werden die wichtigsten Punkte der EU Binnenmarktrichtlinie, der Neufassung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes und der Verbändevereinbarung zur Netznutzung erläutert und ihre Auswirkungen auf die Energiewirtschaft dargestellt. Weiterhin behandelt Kapitel 2 die durch das Unbundling hervorgerufenen Auswirkungen in Bezug auf den Planungsprozess eines EVU's. Abschließend werden die neuen Marktplätze Terminbörse und Spotmarkt, die ihnen zugrundeliegenden Marktmodelle sowie die üblicherweise an Energiebörsen gehandelten Produkte dargestellt.

Kapitel 3 beschreibt zunächst die Methode der Gemischt Ganzzahlig linearen Programmierung, mit den für die Kraftwerkseinsatzoptimierung relevanten mathematischen Restriktionsgleichungen. Daraufhin werden die gängigsten Lösungsalgorithmen vorgestellt mit einem Fokus auf den sog. Branch-and-Bound Algorithmus, welcher im dargestellten System eingesetzt wird.

Der zweiten Teil des dritten Kapitels beschreibt die Methode zur Erstellung eines gewinn-optimalen Portfolios, welches Assets beinhaltet, die lang- und kurzfristigen Restriktion unterliegen.

In Kapitel 4 wird die Methode anhand einer Fallstudie mit einem exemplarischen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von Strom- und Gasterminkontrakten umgesetzt. Dies beinhaltet die Gewinnentwicklung des optimalen Portfolios über mehrere Tage unter unterschiedlichen Terminpreisentwicklungen.

Kapitel 5 beinhaltet die Schlußbetrachtung und den weiteren Ausblick.