Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung der VEAG*

Dr. rer. nat. R. Gollmer[2], *Dipl.-Math. A. Möller*[1], *Prof. Dr. sc. nat. W. Römisch*[1], *PD Dr. rer. nat. R. Schultz*[2], *Dipl.-Ing. G. Schwarzbach*[3] *VDI und Dipl.-Ing. J. Thomas*[3]

[1] Humboldt–Universität Berlin
[2] Konrad–Zuse–Zentrum für Informationstechnik Berlin
[3] VEAG Vereinigte Energiewerke AG Berlin

Zusammenfassung. In der vorliegenden Arbeit beschreiben wir einen LP-basierten Branch-and-Bound- und einen Lagrange-Relaxations-Zugang für das Blockauswahlproblem in der Kraftwerkseinsatzplanung, wobei moderne Ansätze und Algorithmen für die entstehenden Teilprobleme zum Einsatz kommen. Für das zugrundeliegende Erzeugersystem aus thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherwerken wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt. Berichtet wird über Testrechnungen für dieses Modell in der mittelfristigen Planung zunächst mit Zeiträumen bis zu sechs Monaten.

1 Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft in Europa und in Deutschland ist in Bewegung gekommen. Die Diskussion um die Reform des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes hat durch die Bestätigung der Europäischen Richtlinie zum Strombinnenmarkt durch das Europaparlament im Dezember 1996 neuen Aufschwung erhalten und wird zielstrebig fortgeführt. Die Branche steht vor einem Wettbewerb um Kunden. Die Energieversorgungsunternehmen sind bestrebt, sich auf vielfältige Art und Weise darauf vorzubereiten. Die Optimierung des Einsatzes eigener Kraftwerke und von Strombezügen spielt dabei eine wichtige Rolle.

Ziel dieses Beitrages ist es, Ansätze und Ergebnisse einer Gemeinschaftsarbeit im Rahmen des BMBF-Förderprogrammes "Anwendungsorientierte Verbundprojekte auf dem Gebiet der Mathematik" vorzustellen. Hierbei arbeiten das Institut für Mathematik der Humboldt-Universität zu Berlin (HUB), das Konrad-Zuse-Zentrum für Informationstechnik Berlin (ZIB) und als Verbundpartner aus der Industrie die VEAG Vereinigte Energiewerke AG zusammen. Zielstellung des Projektes ist die Anwendung und Entwicklung moderner mathematischer Algorithmen für das Problem der optimalen Blockauswahl in hydro-thermischen Kraftwerkssystemen. Die VEAG erwartet nach Umsetzung der Algorithmen ein leistungsfähiges und anwenderfreundliches Programm für die mittel- und langfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung.

Zu Beginn der Zusammenarbeit, der mehr als drei Jahre zurückliegt, stand für die VEAG die Liberalisierung des Strommarktes noch nicht im Vordergrund. Vielmehr ging es um das Bestreben eines jeden Unternehmens, die eigenen Kosten möglichst zu senken. Die VEAG wurde als jüngstes deutsches Verbundunternehmen Ende 1990 gegründet. Das EVU betreibt hauptsächlich Braunkohlenkraftwerke, Gasturbinen und Pumpspeicherwerke und transportiert den erzeugten Strom über ein umfangreiches Höchstspannungsnetz (380 kV und 220 kV) zu Regionalversorgern in den neuen Bundesländern. Zur Bewältigung der vielfältigen Aufgaben im Zusammenhang mit dem Aufbau einer modernen, sicheren und umweltverträglichen Stromversorgung im Osten Deutschlands unter sich stark verändernden äußeren Bedingungen benötigte die VEAG für die

*Dieses Forschungsprojekt wurde durch das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) gefördert.

mittel- und langfristige Ausbau- und Einsatzplanung zunächst ein robustes und schnelles Hilfsmittel. Nachdem mit dessen Hilfe die meisten Zubauentscheidungen gefällt wurden, kommt es zunehmend darauf an, Einsatzoptimierungspotentiale mit genaueren Methoden auszuschöpfen.

Dabei ist es wichtig, die Besonderheiten des Kraftwerksparks möglichst genau abzubilden. Für die VEAG ist dies das Zusammenwirken eines sehr großen Anteils großer Braunkohlenkraftwerke mit einer Vielzahl verschiedenartiger Pumpspeicherwerke. Als Nebenbedingungen müssen neben den Pumpspeicherbilanzen die Anfahrkosten und Mindeststillstandszeiten der thermischen Blöcke beachtet werden. Für die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes ist auch die möglichst genaue Modellierung der Reserve- und Regelanforderungen an den Kraftwerkspark erforderlich. Aber auch für Strombezüge, die ergänzend im Mittel- und Spitzenlastbereich zum Einsatz kommen, gelten Randbedingungen, wie beispielsweise Mindestmengen.

Die Aufgabenstellung zielt auf ein Programm, das in der Lage ist, unter Beachtung dieser Randbedingungen für einen recht großen Park von etwa 50 Kraftwerken und Bezügen ein Zeitintervall von bis zu einem Jahr möglichst im Stundenraster mit vertretbarer Rechenzeit und bei hoher Genauigkeit zu optimieren.

Die Besonderheiten des Kraftwerksparks haben dabei den Ausschlag dafür gegeben, anstelle von oftmals verwendeten Jahresdauerlinien konkrete Tageslastgänge zu verwenden. Zunächst wird ein deterministisches Modell entwickelt. Die spätere Berücksichtigung stochastischer Einflüsse soll ebenso möglich sein wie die zunächst nicht erfolgte Einbeziehung der Optimierung des Revisionsplanes. In späteren Ausbaustufen sollen auch weitere Besonderheiten des Kraftwerksparks der VEAG berücksichtigt werden. Diese bestehen z.B. darin, daß die in größerer Anzahl vorhandenen 500-MW-Blöcke aus jeweils zwei Dampfkesseln bestehen, die mit einer gemeinsamen Turbine gekoppelt sind, was Unstetigkeiten in der Leistungsdarbietung, aber auch im Brennstoffwärmeverbrauch bedingt. Von besonderem Interesse ist darüber hinaus die Berücksichtigung von Mengen-Preis-Staffelungen für einzelne Brennstoffe.

Der Einsatz mathematischer Optimierungsmethoden bei der Kraftwerkseinsatzplanung hat bereits eine lange Tradition (z.B. [5], [25]). Für eine Literaturübersicht zu Problemen der optimalen Blockauswahl sei auf [22] verwiesen. In den Arbeiten [1], [10], [11], und [24] wird über aktuelle Entwicklungen berichtet. Das gegenwärtige Interesse an der Anwendung moderner mathematischer Methoden und Algorithmen wird in einer Reihe von neueren Arbeiten deutlich (vgl. [6], [7], [14], [16], [23]). Anknüpfend an [20] wird im folgenden über den in der bisherigen Projektphase erreichten Stand bei der mathematischen Modellbildung, Algorithmenentwicklung und Implementierung berichtet.

2 Modellierung

Zur mathematischen Modellierung des Problems der optimalen Blockauswahl wird im folgenden angenommen, daß eine Prognose für die im Optimierungszeitraum durch das Kraftwerkssystem zu deckende Last vorliegt, und daß diese über einem Zeitraster eine stückweise konstante Funktion darstellt. Weiterhin seien technische und ökonomische Parameter der thermischen Erzeugereinheiten sowie der Pumpspeicherwerke bekannt sowie ein Plan für die Abschaltung von Einheiten (z.B. für Instandhaltungsarbeiten) und die Größe der vorzuhaltenden rotierenden Reserve.

Die Fragestellung wird diskretisiert auf einem (nicht notwendigerweise äquidistanten) Gitter über dem Optimierungszeitraum behandelt. Zielstellung ist ein Fahrplan für die Erzeugung, bei welchem in den Gitterpunkten Entscheidungen über das An- bzw. Abfahren von thermischen Blöcken und die Veränderung des Erzeugungsregimes des Kraftwerkssystems kostenoptimal getroffen werden, wobei die Nettoerzeugung des Systems in jedem Zeitpunkt gleich der prognostizierten Last ist, die geforderte Reserveleistung zu jedem Zeitpunkt verfügbar ist und die Kapazitätsgrenzen der Einheiten eingehalten werden.

Die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems werden als lineare Gleichungen und Ungleichungen formuliert. Derselbe zulässige Bereich ist auch mittels nichtlinearer Funktionen beschreibbar. Wir haben uns für die lineare Modellierung entschieden, um - bei linearer Zielfunktion - auch Methodiken der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung anwenden zu können. Aus demselben Grunde erfolgt die Modellierung der auftretenden Abhängigkeiten, wie z.B. der Wärmeverbrauchskurven, durch (stückweise) lineare Funktionen.

Das folgende mathematische Modell der optimalen Blockauswahl ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem mit linearen Nebenbedingungen. Im Modell bezeichnen

T	–	die Anzahl der Unterteilungsintervalle des Optimierungszeitraums,
h^t	–	die Dauer des Intervalls t in Stunden,
I, J	–	die Anzahl der thermischen Kraftwerksblöcke bzw. der Pumpspeicherwerke (PSW),
A_i	–	die Anfahrkostenfunktion des i-ten Blockes,
B_i	–	die Brennstoffkostenfunktion des i-ten Blockes.

Folgende Variablen werden benutzt

$\boldsymbol{u}_i^t \in \{0, 1\}$	–	Schaltzustand des thermischen Blockes i im Zeitintervall t,
$\boldsymbol{p}_i^t$	–	Leistungswert des thermischen Blockes i im Zeitintervall t,
$\boldsymbol{s}_j^t, \boldsymbol{w}_j^t$	–	Turbinen- bzw. Pumpleistung des Pumpspeicherwerkes j im Zeitintervall t.
$\boldsymbol{l}_j^t$	–	am Ende des Intervalls t im Oberbecken des Pumpspeicherwerkes j gespeicherte Energiemenge.

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems lautet

$$\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I} h^t B_i(\boldsymbol{p}_i^t, \boldsymbol{u}_i^t) + \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I} A_i(\boldsymbol{u}_i(t)).$$

Die Brennstoffkostenfunktion ist bezüglich $\boldsymbol{p}_i^t$ monoton wachsend und wird häufig als konvex angesetzt. Im folgenden werden wir im Abschnitt 3 lineare und im Abschnitt 4 lineare oder stückweise lineare Brennstoffkostenfunktionen verwenden. Die Arbeit [18] zeigt eine Möglichkeit der Behandlung allgemeinerer Brennstoffkosten, welche im unteren Leistungsbereich des Blockes konvex und dann konkav sind. Für die realen Daten der VEAG sind die Abweichungen von einem durchgängig linearen Verlauf relativ klein. Die Anfahrkosten $A_i(\boldsymbol{u}_i(t)) = A_i\left(\boldsymbol{u}_i^t, \ldots, \boldsymbol{u}_i^{t_{Si}(t)}\right)$ des $i-$ten Blockes werden durch die vorausgegangene Stillstandszeit $\tau_i^{off}(t) = \sum_{\tau=t_{Si}(t)}^{t-1} h^\tau$ des Blockes bestimmt, wobei $t_{Si}(t)$ der Zeitpunkt des letzten Abfahrvorganges ist. Die Anfahrkosten hängen also sowohl von dem aktuellen als auch von den vorausgegangenen Schaltzuständen des Blockes ab.

Die Nebenbedingungen umfassen zunächst Leistungsgrenzen für die thermischen Blöcke sowie die Turbinen und Pumpen in den PSW. Bezugsverträge werden analog zu thermischen Blöcken behandelt.

$$\begin{array}{rclcll}
p_{it}^{min} \cdot \boldsymbol{u}_i^t & \leq & \boldsymbol{p}_i^t & \leq & p_{it}^{max} \cdot \boldsymbol{u}_i^t \;, & i = 1, \ldots, I;\; t = 1, \ldots, T, \\
0 & \leq & \boldsymbol{s}_j^t & \leq & s_{jt}^{max} & j = 1, \ldots, J;\; t = 1, \ldots, T, \\
0 & \leq & \boldsymbol{w}_j^t & \leq & w_{jt}^{max} & j = 1, \ldots, J;\; t = 1, \ldots, T, \\
0 & \leq & \boldsymbol{l}_j^t & \leq & S_j^{max} & j = 1, \ldots, J;\; t = 1, \ldots, T-1
\end{array}$$

Die Größen $p_{it}^{min}, p_{it}^{max}, s_{jt}^{max}, w_{jt}^{max}$ bezeichnen dabei die minimalen bzw. maximalen Leistungswerte, S_j^{max} die maximale Energiemenge im Oberbecken des PSW j.

Die Lastdeckung in jedem Teilintervall t des Optimierungszeitraumes führt zu den Gleichungen

$$\sum_{i=1}^{I} \boldsymbol{p}_i^t + \sum_{j=1}^{J} (\boldsymbol{s}_j^t - \boldsymbol{w}_j^t) = D^t \quad , \quad t = 1, \dots, T,$$

wobei D^t den Lastwert im $t-$ten Zeitintervall bezeichnet.

Bei der Festlegung des Schaltregimes für die thermischen Blöcke ist in jedem Zeitintervall eine ausreichende Leistungsreserve R^t vorzusehen, damit unerwartete Lastanstiege durch einfaches Nachregeln der Blöcke abgefangen werden können:

$$\sum_{i=1}^{I} (\boldsymbol{u}_i^t p_{it}^{max} - \boldsymbol{p}_i^t) \quad \geq \quad R^t \ , \ t = 1, \dots, T.$$

Über den gesamten Optimierungshorizont müssen für die Pumpspeicherwerke gewisse Bilanzen gelten, d.h. das Arbeitsvermögen der Turbinen und Pumpen ist durch die Energiemengen bestimmt, welche den Füllständen in Ober- und Unterbecken entsprechen:

$$\begin{array}{rcll} \boldsymbol{l}_j^t & = & \boldsymbol{l}_j^{t-1} - h^t(\boldsymbol{s}_j^t - \eta_j \boldsymbol{w}_j^t), & j = 1, \dots, J; \ t = 1, \dots, T \\ \boldsymbol{l}_j^0 & = & S_j^{in}, \ \ \boldsymbol{l}_j^T \ = \ S_j^{end} & j = 1, \dots, J \end{array}$$

Hier bezeichnen S_j^{in} bzw. S_j^{end} die zu Beginn bzw. zu Ende des Optimierungszeitraumes im Oberbecken gespeicherte Energiemenge und η_j den Wirkungsgrad des $j-$ten PSW. Eine Nebenbedingung, die gleichzeitigen Pump– und Turbinenbetrieb in den PSW ausschließt, ist nicht notwendig, da man zeigen kann [9], daß dieser Effekt im optimalen Einsatzplan nicht auftritt.

Nach einer Abschaltung vom Netz muß jeder thermische Block eine Mindeststillstandszeit von τ_i Stunden einhalten, was zu folgenden Ungleichungen führt

$$\begin{array}{ll} \boldsymbol{u}_i^{t-1} - \boldsymbol{u}_i^t \leq 1 - \boldsymbol{u}_i^l, & i = 1, \dots, I; \ t = 2, \dots, T-1; \\ & l = t+1, \dots, \max \left\{ \bar{l} \ \middle| \ \bar{l} \leq T \text{ und } \sum_{\tau=t}^{\bar{l}} h^\tau \leq \tau_i \right\}. \end{array}$$

An der mathematischen Modellierung weiterer, in der Einleitung erwähnter, technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen wird gegenwärtig noch gearbeitet. Erste Ergebnisse liegen hier insbesondere bei der Einbeziehung von Mengen-Preis-Staffelungen für Brennstoffe vor ([8]). Auf eine genauere Modellierung der Reserveanforderungen werden wir im nächsten Abschnitt eingehen.

3 LP-basiertes Branch-and-Bound

Die Modellierung aller Systemfunktionen durch affin-lineare Ansätze und einige Vereinfachungen erlauben die Lösung des oben angegebenen Blockauswahlproblems mit primalen Ansätzen, d.h. die direkte Behandlung des linearen gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems. Dabei ergeben sich bereits für kurz- und mittelfristige Planungen Probleme sehr großer Dimension, deren effiziente Lösung erst durch den Einsatz moderner Optimierungsverfahren und -software sowie moderner schneller Workstations mit großem Hauptspeicher möglich wird.

Das primale Vorgehen beruht auf dem klassischen Branch-and-Bound-Verfahren, erweitert um die Einführung von Schnitten, und kann so zumindest theoretisch bis zu beliebiger Genauigkeit vorangetrieben werden. Im Laufe des Algorithmus entsteht dabei ein binärer Baum von Teilproblemen und eine monoton wachsende Folge von unteren Schranken für den Zielfunktionswert. Für jede im Laufe des Algorithmus erzeugte zulässige Lösung liefert die Differenz ihres Zielfunktionswertes und der unteren Schranke eine Abschätzung für die Güte der Lösung, d.h. für die maximal mögliche Verbesserung des Zielfunktionswertes gegenüber der bekannten Lösung.

Der Blick auf das oben beschriebene Modell zeigt jedoch, daß die Anzahl der ganzzahligen Variablen recht groß wird und somit eine vollständige Durchmusterung der relevanten Zweige des Branch-and-Bound-Baumes nur in Ausnahmefällen möglich sein wird, in denen eine schnell gefundene ganzzahlige Lösung bzw. eine vorher bekannte zulässige Fahrweise zu einer drastischen Reduktion des zu untersuchenden Anteils dieses Baumes führt. Von Vorteil ist es, daß aufgrund der Struktur des Problems und im konkreten Falle des VEAG-Erzeugersystems durch den Anteil an installierter Pumpspeicherleistung die Diskrepanz zwischen der Lösung des relaxierten linearen Optimierungsproblems (welches sich durch Weglassen der Ganzzahligkeitsforderungen an die Schaltvariablen $\boldsymbol{u}_i^t$ ergibt) und den nach relativ wenigen Schritten des Verfahrens gefundenen ganzzahligen Lösungen klein ist, so daß Lösungen mit akzeptabler Güte (die mögliche Verringerung der Kosten liegt im Bereich von einigen Promille) bereits nach kurzen Rechenzeiten gefunden werden. Für die theoretisch mögliche beliebige Verringerung dieser Schranke läßt sich jedoch nur eine exponentielle Abschätzung der kombinatorischen Komplexität und damit des Rechenzeit- und Speicherbedarfs angeben. Die bisherigen Tests zeigen, daß in allen Fällen eine garantierte Genauigkeit von einem Prozent und in den meisten Fällen von einem Promille der Kosten in akzeptabler Zeit erreicht werden kann.

Ein Vorteil des primalen Herangehens ist es, daß sich zusätzliche Beschränkungen für die Betriebszustände, wie z.B. die Vorhaltung weiterer Reserveleistung in den Pumpspeicherwerken oder untere bzw. obere Schranken für den Verbrauch einzelner Brennstoffarten durch eine Erweiterung des Modells unter Verwendung desselben Software-Rahmens leicht einbeziehen lassen. Diese Aussage gilt für alle Bedingungen, welche durch lineare Gleichungen und Ungleichungen modelliert werden können. Dabei bedeutet natürlich jede zusätzliche Bedingung und Variable eine Vergrößerung des Modells und damit in der Regel eine Verlängerung der Rechenzeiten, so daß genau abzuwägen ist, für welche Zeithorizonte welche Genauigkeit der Modellierung noch realisierbar ist. Die Erweiterung des Modells soll hier am Beispiel des Vorhaltens einer vorgegebenen Reserveleistung in den Pumpspeicherwerken demonstriert werden. Diese Forderung ist im Erzeugersystem der VEAG sinnvoll, da mit der installierten PSW-Leistung eine Überbrückungsfunktion realisiert werden und diese Energieform schnellstartende Gasturbinen ersetzen kann. Eine Schwierigkeit für die Realisierung einer solchen Forderung im Modell ist die Tatsache, daß bei Inanspruchnahme dieser Reserveform nur die gespeicherte Energiemenge für zusätzliche Turbinenarbeit zur Verfügung steht bzw. die geplante Pumparbeit reduziert werden kann. Dies bedeutet, daß neben der geplanten Fahrweise nur zeitlich beschränkt eine Erhöhung der Energieproduktion um den geforderten Betrag R_{PSW} möglich ist und eine Vorhaltedauer h_{PSW} für diese vorzugeben ist. Die Absicherung dieser Reserve erfordert dann von jedem Zeitintervall ausgehend durch zusätzliche Restriktionen für so viele aufeinanderfolgende Intervalle, bis diese Vorhaltedauer abgedeckt ist. Der Einfachheit halber wird angenommen, daß diese Reserve nur in den Gitterpunkten der Zeitdiskretisierung in Anspruch genommen werden kann.

Wir führen für jedes PSW und jede Stunde zwei zusätzliche Variable ein:

$\boldsymbol{a}_j^t$ – als Reserve verwendete erhöhte Turbinenleistung des PSW j im Intervall t

$\boldsymbol{b}_j^t$ – als Reserve verwendete verminderte Pumpleistung des PSW j im Intervall t

Die Reserveleistung aller PSW soll dann den Betrag R_{PSW} nie unterschreiten:

$$\sum_{j=1}^{J}(a_j^t + b_j^t) \geq R_{PSW}, \quad t = 1, \ldots, T$$

Die Turbinenleistung darf insgesamt die Maximalleistung nicht überschreiten und die Pumpleistung kann höchstens um die geplante Leistung vermindert werden.

$$\begin{aligned} \boldsymbol{s}_j^t + \boldsymbol{a}_j^t &\leq s_j^{max}, \quad j = 1, \ldots, J; \ t = 1, \ldots, T \\ \boldsymbol{b}_j^t &\leq \boldsymbol{w}_j^t, \quad j = 1, \ldots, J; \ t = 1, \ldots, T \end{aligned}$$

Weiterhin ist zu sichern, daß während der gesamten Vorhaltedauer die gespeicherte Energiemenge im Oberbecken nicht negativ wird:

$$\boldsymbol{l}_j^{t-1} + \sum_{l=0}^{k} h^l(-\boldsymbol{s}_j^{t+l} - c_t^l \boldsymbol{a}_j^t + \eta_j \boldsymbol{w}_j^{t+l} - c_t^l \eta_j \boldsymbol{b}_j^{t+l}) \quad \geq \quad 0, \quad t = 1, \ldots, T; \ k = 0, \ldots, \tilde{k}_t$$

dabei ist

$$\begin{aligned} \tilde{k}_t &= \min\{k | \sum_{l=0}^{k} h^{t+l} \geq h_{PSW}\}, \quad t = 1, \ldots, T \\ c_t^l &= \min\{h^t, h_{PSW} - \sum_{k=0}^{l-1} h^k\}, \quad j = 1, \ldots, J; \ l = 1, \ldots, T \end{aligned}$$

Ein Nachteil der linearen Modellierung im primalen Herangehen liegt in der Schwierigkeit bei der Modellierung der Zeitabhängigkeit der Anfahrkosten für die thermischen Blöcke. Durch nur eine zusätzliche Variable und Ungleichung pro Block und Zeitintervall kann festgestellt werden, ob ein Anfahren erfolgt. Die Erfassung der Abhängigkeit der Anfahrkosten von der vorausgegangenen Dauer der Abschaltung des Blockes erfordert jedoch für eine genauere Modellierung eine große Anzahl zusätzlicher Ungleichungen, welche aufeinanderfolgende Zeitschritte koppeln. Aus diesem Grunde wurden zwei Ansätze realisiert: die Ansetzung eines fixen Mittelwertes für die Anfahrkosten eines Blockes bzw. die einer Stufenfunktion für verschiedene Dauern des Offline-Zustandes vor dem Anfahren des Blockes. Dabei zeigt sich, daß schon im Falle der Berücksichtigung von nur drei Stufen für diese Kosten mit einer maximal zu berücksichtigenden Offline-Dauer von 60 Stunden dies zu mehr als einer Verdoppelung der Anzahl der Nichtnullelemente der Restriktionsmatrix und damit einer drastischen Erhöhung des Speicher- und Rechenzeitbedarfes führt. Für einen Optimierungszeitraum von sechs Monaten mit einem Zeitraster von einer Stunde wird der Speicherbedarf so groß, daß selbst das relaxierte Modell auf der zur Verfügung stehenden Workstation (768 MB Hauptspeicher) nicht mehr gelöst werden kann. Als Ausweg bleibt hier ein hierarchisches Vorgehen: Verwendung eines gröberen, adaptiv an den Lastverlauf angepaßten Zeitrasters und einfache Modellierung der Anfahrkosten für lange Optimierungshorizonte mit anschließender feinerer Modellierung über kürzeren Teilen der Gesamtzeitraumes unter Verwendung der Informationen aus der Lösung des Langzeitproblems für die Festlegung der Start- und Endzustände der PSW und der Schaltzustände der thermischen Blöcke in den Anfangs- und Endintervallen des Teilzeitraumes.

Im implementierten Algorithmus wurden bisher Schnitte nach [21] realisiert, welche auf einer Betrachtung jedes einzelnen Zeitintervalls als einem verallgemeinerten Knapsackproblem beruhen. Derartige Schnitte führten in den Tests jedoch nur zu minimalen Verbesserungen (in Größenordnungen von relativ 10^{-6}) der unteren Schranken, so daß hier weitere Untersuchungen mit anderen Ansätzen für Schnitte erforderlich sind.

Eine Eigenschaft der untersuchten Modelle ist es, daß in den Lösungen des ersten relaxierten Problems bereits der überwiegende Teil der Variablen $\boldsymbol{u}_i^t$ ganzzahlige Werte aufweist. Eine erste zulässige Lösung kann somit durch gezielte Suche in einem kleinen Teilbaum in relativ kurzer Zeit gefunden werden. Die Genauigkeitsschranke für die so gefundene Lösung lag dabei stets unter einem Prozent, so daß sich der zu untersuchende Teil des Branch-and-Bound-Baumes weitgehend einschränken ließ. Eine solche Einschränkung konnte auch durch die Kenntnis einer guten oberen Schranke für den Zielfunktionswert im Optimum erreicht werden, die man z. B. durch Lösung des Problems mittels Lagrage-Relaxation erhält. Im Verfahren sind dann nur noch solche Teilbäume zu betrachtenden, für welche die untere Schranke für den Zielfunktionswert kleiner als der vorgegebene Wert ist.

Eine wesentliche Reduktion der Modellgröße und Reduktion der Rechenzeit läßt sich durch die Ausnutzung einer Eigenschaft des Erzeugerparks erreichen - daß nämlich mehrere Gruppen von in allen technologischen und ökonomischen Kennziffern identischen thermischen Blöcken existieren. Für die Bestimmung einer optimalen Fahrweise ist es damit unerheblich, welche Blöcke einer solchen Gruppe sich am Netz befinden, wesentlich ist deren Anzahl und Gesamt-Leistungsabgabe. Im Modell bedeutet dies den Übergang von 0/1-Variablen zu allgemeinen ganzzahligen Variablen bei gleichzeitiger Verringerung der Anzahlen von ganzzahligen und stetigen Variablen. Bisher ist es für dieses aggregierte Modell jedoch nicht gelungen, die Anfahrkosten in Abhängigkeit von der Dauer der Abschaltung einzelner Blöcke zu modellieren, so daß diese Modellvariante vor allem für die gröbere Langfrist-Optimierung in Frage kommt, dort jedoch wegen der der Verringerung des Speicherbedarfs und der Anzahl der Variablen zu deutlichen Rechenzeitvorteilen führt bzw. die Lösung für längere Zeiträume überhaupt erst möglich macht.

Die Implementierung erfolgte unter Verwendung der schnellen und robusten Algorithmen der CPLEX Callable Library (Version 4). Problemangepaßte Strategien kommen zum Einsatz bei der Auswahl eines Teilbaumes für die Suche einer ersten ganzzahligen Lösung sowie für die Auswahl einer Variablen zur weiteren Verzweigung aus Kenntnis des Systemverhaltens (bevorzugt wird die Entscheidung zu Beginn bzw. Ende von zusammenhängendenden Online- Zeiträumen). In einer vorgeschalteten Bearbeitungsstufe erfolgt auf heuristischer Basis die Auswahl einer Teilmenge von Blöcken, die aufgrund ihrer geringen spezifischen Brennstoffkosten in allen Verfügbarkeitszeiträumen am Netz sein werden. Für diese Blöcke wird auf die Schaltvariablen verzichtet, nur die Leistungsabgabe bleibt Optimierungsgegenstand. Dies ist jedoch nur für Blöcke möglich, für die keine oberen Brennstoffmengenbeschränkungen existieren.

Im folgenden werden Testrechnungen für eine Ausbaustufe des Erzeugerparks der VEAG (mit 34 thermischen und 7 Pumpspeichereinheiten) sowie einer Prognose für den Lastverlauf in drei Optimierungszeiträumen (eine Woche, ein Monat und ein halbes Jahr) vorgestellt. Die Diskretisierung der Optimierungszeiträume erfolgte hierbei äquidistant im Stundenraster. Bei den ersten beiden Modellvarianten sind Gruppen äquivalenter thermischer Blöcke zusammengefaßt, wodurch sich deren Anzahl auf 15 reduziert. Für dieses aggregierte Modell wurden fixe Anfahrkosten angesetzt, welche einer Abkühlzeit von 8 Stunden entsprechen. Dieses Modell ist einmal wie im Abschnitt 2 beschrieben mit ausschließlich thermischer Reserveleistung und einmal mit einer zusätzlichen Reserveforderung an die PSW (für eine Vorhaltedauer von 2:30 h) gerechnet worden. Die Tabellen zeigen deutlich das Anwachsen der Modellgröße und damit auch der Rechenzeiten durch diese zusätzliche Bedingung. Als dritte Modellvariante wurden die thermischen Blöcke einzeln behandelt mit einer dreistufigen Treppenfunktion für die Anfahrkosten. Hierbei wurde keine Reserveforderung an die PSW gestellt.

Problemtyp	1 Woche	1 Monat	6 Monate
aggregiertes Modell, fixe Anfahrkosten	0:58.9min, 0.86 ‰	7:40.9min, 0.73 ‰	234:02.9min, 1.33‰
aggr. Modell, fixe Anf. PSW-Reserve 2:30h	6:05.9min, 0.83 ‰	17:31.8min, 0.76 ‰	1126:59.3min, 2.41‰
Blöcke einzeln, gestufte Anfahrkosten	7:51.7min, 6.59 ‰* 12:35.7min, 4.88 ‰**	132:02.7min, 3.48 ‰ —	Speicherplatz nicht ausreichend

*) erste gefundene zulässige Lösung

**) nach weiteren 100 Knoten

Tabelle 1: Rechenzeiten auf HP 9000 Modell 770/J180 und Genauigkeitsschranken

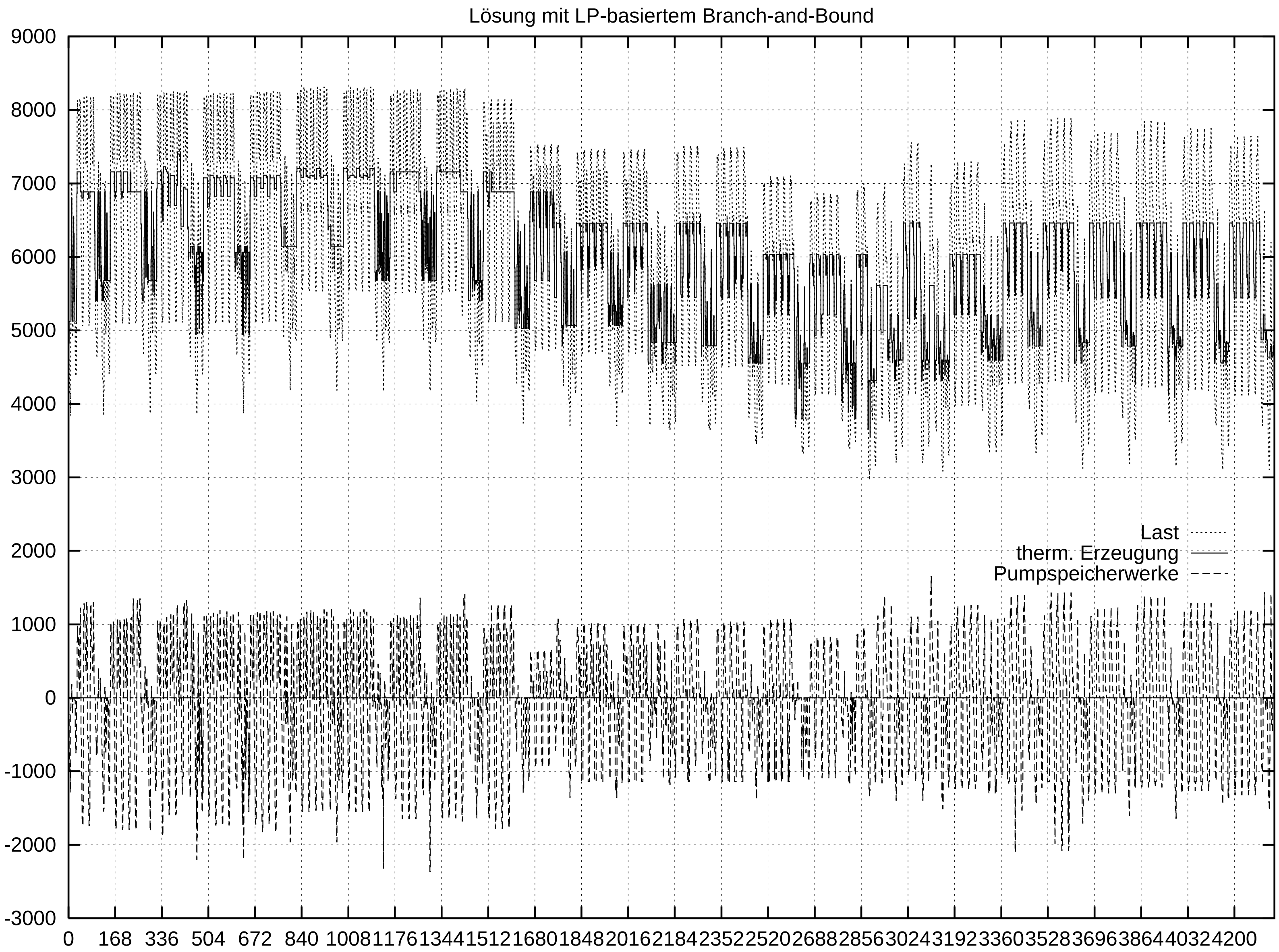

Abb. 1: Darstellung der Erzeugungsstruktur in der Lösung für einen 6-Monats-Zeitraum

Variante mit gruppenweise zusammengefaßten Blöcken und fixen Anfahrkosten			
ohne Reserveforderung an die PSW			
Modelldimensionen	1 Woche	1 Monat	6 Monate
ganzzahlige Variable	2112	8184	56472
stetige Variable	9781	37867	217608
Restriktionen	8053	31237	204576
Nichtnullelemente	31448	121877	760110
mit Reserveforderung an die PSW mit 2:30 h Vorhaltedauer			
Modelldimensionen	1 Woche	1 Monat	6 Monate
ganzzahlige Variable	2112	8184	56472
stetige Variable	11313	48283	278424
Restriktionen	15084	58000	360939
Nichtnullelemente	70746	293475	1763308

Variante mit einzeln betrachteten Blöcken und abgestuften Anfahrkosten			
Modelldimensionen	1 Woche	1 Monat	6 Monate
ganzzahlige Variable	5376	20832	130320
stetige Variable	17060	65442	366361
Restriktionen	20988	83364	511515
Nichtnullelemente	165429	749430	5062684

Tabelle 2: Modelldimensionen für die Testrechnungen in beiden Modellvarianten

4 Lagrange-Relaxation

Die Lagrange-Relaxation ist die in der gegenwärtigen Literatur bevorzugte Methode zur Lösung des Blockauswahl-Problems - insbesondere für große Erzeugersysteme bzw. lange Optimierungszeiträume (vgl. [2], [3], [17], [22]). Der wesentliche Vorteil der Lagrange-Relaxation ist, daß das Ausgangsproblem in Teilprobleme kleinerer Dimension für je eine Erzeugereinheit zerfällt, die sich mit angepaßten, effektiven Algorithmen lösen lassen. Mit dieser Methode können auch nichtlineare Modelle behandelt werden. Als Nachteil erweist sich, daß bei Modelländerungen gegenüber dem Branch-and-Bound-Verfahren ein wesentlich größerer Aufwand für die Anpassung der Algorithmen erforderlich ist.

Die Idee der Lagrange-Relaxation besteht darin, die Lastdeckungs- und Reserverestriktionen mit Multiplikatoren $\boldsymbol{\lambda} \in I\!R^T$, $\boldsymbol{\mu} \in I\!R^T_+$ in die Zielfunktion aufzunehmen. Ersetzt man die Reserverestriktionen durch die äquivalente Bedingungen $\sum_{i=1}^I \boldsymbol{u}_i^t p_{it}^{max} + \sum_{j=1}^J (\boldsymbol{s}_j^t - \boldsymbol{w}_j^t) \geq D^t + R^t$ für alle $t = 1, \ldots, T$, erhält man auf diese Weise die (partielle) Lagrange-Funktion

$$
\begin{aligned}
L(\boldsymbol{p}, \boldsymbol{u}, \boldsymbol{s}, \boldsymbol{w}; \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) \quad := \quad & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I [h^t B_i(\boldsymbol{p}_i^t, \boldsymbol{u}_i^t) + A_i(\boldsymbol{u}_i(t))] + \sum_{t=1}^T \boldsymbol{\lambda}^t \Big[D^t - \sum_{i=1}^I \boldsymbol{p}_i^t - \sum_{j=1}^J (\boldsymbol{s}_j^t - \boldsymbol{w}_j^t)\Big] \\
& + \sum_{t=1}^T \boldsymbol{\mu}^t \Big[D^t + R^t - \sum_{i=1}^I \boldsymbol{u}_i^t p_{it}^{max} - \sum_{j=1}^J (\boldsymbol{s}_j^t - \boldsymbol{w}_j^t)\Big]
\end{aligned}
$$

sowie die duale Funktion d, die durch Minimierung der Lagrange-Funktion bzgl. der Variablen $(\boldsymbol{p}, \boldsymbol{u}, \boldsymbol{s}, \boldsymbol{w})$ unter Einhaltung aller anderen Restriktionen für die einzelnen thermischen Blöcke bzw. Pumpspeicherwerke (Leistungsgrenzen, Schaltrestriktionen, Wasserbilanzen, Füllstände) gebildet wird,

$$d(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) \;:=\; \min\{L(\boldsymbol{p},\boldsymbol{u},\boldsymbol{s},\boldsymbol{w};\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu})|\ (\boldsymbol{p},\boldsymbol{u},\boldsymbol{s},\boldsymbol{w}) \text{ erfüllt mit Ausnahme der Lastdeckungs- und Reserverestriktionen alle übrigen Restriktionen}\}.$$

Da diese Restriktionen nur die einzelnen Erzeugereinheiten betreffen, besitzt die duale Funktion d eine Separabilitätsstruktur bezüglich der Erzeugereinheiten:

$$d(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) = \sum_{i=1}^{I} d_i(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) + \sum_{j=1}^{J} \tilde{d}_j(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) + \sum_{t=1}^{T}[\boldsymbol{\lambda}^t D^t + \boldsymbol{\mu}^t(R^t + D^t)]$$

wobei

$$d_i(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) \;:=\; \min_{\boldsymbol{u}_i}\Big\{\ \textstyle\sum_{t=1}^{T}[\ \min_{\boldsymbol{p}_i^t}\{h^t B_i(\boldsymbol{p}_i^t,\boldsymbol{u}_i^t) - \boldsymbol{\lambda}^t \boldsymbol{p}_i^t | p_i^t \in [\boldsymbol{u}_i^t p_{it}^{min}, \boldsymbol{u}_i^t p_{it}^{max}]\} + A_i(\boldsymbol{u}_i(t)) - \boldsymbol{\mu}^t \boldsymbol{u}_i^t p_{it}^{max}]\Big|\ \boldsymbol{u}_i \text{ erfüllt die Schaltrestriktionen von Block } i\Big\}$$

$$\tilde{d}_j(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) \;:=\; \min\Big\{\sum_{t=1}^{T}(\boldsymbol{\lambda}^t + \boldsymbol{\mu}^t)(\boldsymbol{w}_j^t - \boldsymbol{s}_j^t)\Big|\ \boldsymbol{s}_j^t \in [0, s_{jt}^{max}], \boldsymbol{w}_j^t \in [0, w_{jt}^{max}] \text{ erfüllen die Restriktionen an den Wasserstand von PSW } j\Big\}.$$

Die Lösung der Teilprobleme für jeweils einen thermischen Block zur Berechnung der d_i erfolgt mittels dynamische Optimierung. Für die Lösung der linearen Teilprobleme für jeweils ein PSW zur Berechnung der $\tilde{d}_j$ wird ein Netzwerkflußalgorithmus [19] verwendet. Die duale Funktion d ist konkav und für gegebene Multiplikatoren $(\bar{\boldsymbol{\lambda}},\bar{\boldsymbol{\mu}})$ kann ein Subgradient von d in $(\bar{\boldsymbol{\lambda}},\bar{\boldsymbol{\mu}})$ explizit berechnet werden:

$$\Big(D^1 - \sum_{i=1}^{I}\bar{\boldsymbol{p}}_i^1 - \sum_{j=1}^{J}(\bar{\boldsymbol{s}}_j^1 - \bar{\boldsymbol{w}}_j^1), \ldots, D^T - \sum_{i=1}^{I}\bar{\boldsymbol{p}}_i^T - \sum_{j=1}^{J}(\bar{\boldsymbol{s}}_j^T - \bar{\boldsymbol{w}}_j^T),$$
$$R^1 + D^1 - \sum_{i=1}^{I}\boldsymbol{u}_i^1 p_{i1}^{max} - \sum_{j=1}^{J}(\bar{\boldsymbol{s}}_j^1 - \bar{\boldsymbol{w}}_j^1), \ldots, R^T + D^T - \sum_{i=1}^{I}\boldsymbol{u}_i^T p_{iT}^{max} - \sum_{j=1}^{J}(\bar{\boldsymbol{s}}_j{}^T - \bar{\boldsymbol{w}}_j^T)\Big)$$

wobei $(\bar{\boldsymbol{p}},\bar{\boldsymbol{u}},\bar{\boldsymbol{s}},\bar{\boldsymbol{w}})$ Lösung der Lagrange-Relaxation $\min_{(\boldsymbol{p},\boldsymbol{u},\boldsymbol{s},\boldsymbol{w})}\{L(\boldsymbol{p},\boldsymbol{u},\boldsymbol{s},\boldsymbol{w};\bar{\boldsymbol{\lambda}},\bar{\boldsymbol{\mu}})\}$ bezüglich der Restriktionen für die einzelnen Erzeugereinheiten ist. Für alle Multiplikatoren $(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) \in \mathbb{R}^T \times \mathbb{R}_+^T$ ist der Wert der Funktion $d(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu})$ eine untere Schranke für die Lösung des Ausgangsproblems. Indem wir das duale Problem

$$\max\{d(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu})|(\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\mu}) \in \mathbb{R}^T \times \mathbb{R}_+^T\}.$$

lösen, erhalten wir die größte dieser unteren Schranken und eine entsprechende Belegung der Ausgangsvariablen, welche nicht notwendig alle Lastdeckungs- und Reserverestriktionen erfüllt. Zur Lösung dieses nichtglatten Optimierungsproblems wird das Bündel-Verfahren NOA 3.0 [12], [13] verwendet. Bündel-Verfahren nutzen die in den vorangegangenen Iterationen akkumulierten Subgradienten- und Funktionswert- Informationen, um Aufstiegsrichtungen zu bestimmen. Die zugehörige Theorie liefert geeignete Abbruchkriterien und auch eine endliche Konvergenzaussage für den Fall stückweise linearer Zielfunktionen (die insbesondere für lineare bzw. stückweise lineare konvexe Brennstoffkosten B_i relevant ist). In [3] ist gezeigt, daß die relative Dualitätslücke $(f_* - d^*)/d^*$ klein ist und mit wachsender Anzahl von Erzeugereinheiten abnimmt. Dabei bezeichnen f_* das Infimum der Kostenfunktion des Ausgangsproblems und d^* das Maximum der dualen Funktion.

Die Grundidee des Algorithmus besteht nun darin, zunächst das duale Problem zu lösen und dann eine „gute" primal zulässige Lösung zu bestimmen (vgl. [15], [16], [20]). Die Struktur dieses Algorithmus ist in Abb. 2 dargestellt.

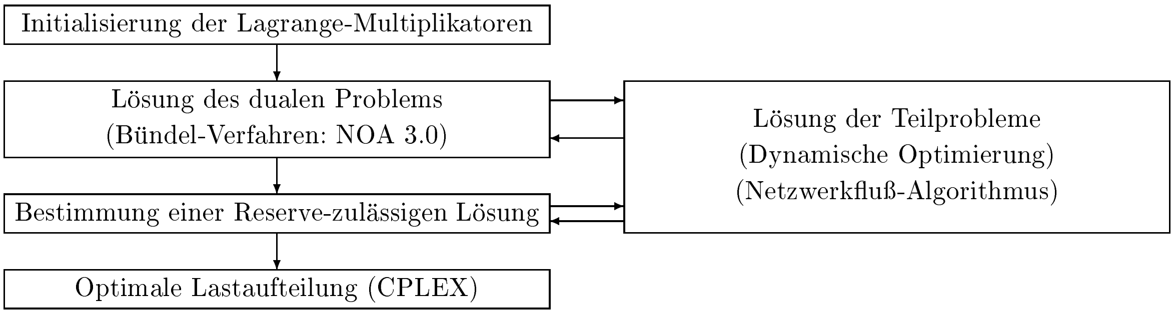

Abb. 2: Dualer Zugang zur Lösung des Blockauswahlproblems

Initialisierung der Lagrange-Multiplikatoren. Grundlage für die Initialisierung der Lagrange-Multiplikatoren ist eine Prioritätenliste für die thermischen Blöcke auf Basis der spezifischen Kosten bei maximaler Erzeugung. Entsprechend der Reihenfolge in der Prioritätenliste werden in jedem Intervall soviele Blöcke in Betrieb genommen, bis die Lastdeckungsrestriktion erfüllt ist. Anschließend wird versucht, mit den PSW eine Anfangsbelegung mit niedrigeren Kosten zu bestimmen. Die Grenzkosten der auf diese Weise in Betrieb genommenen Blöcke werden genutzt, um die Multiplikatoren $\boldsymbol{\lambda}^t$ für die Lastdeckungsrestriktionen zu initialisieren. Die Multiplikatoren $\boldsymbol{\mu}^t$ werden mit 0 initialisiert. Zeitverbindende Restriktionen und Anfahrkosten bleiben in diesem Schritt unberücksichtigt.

Lösung des dualen Problems. Zur Lösung des dualen Problems nutzen wir das Programm NOA 3.0 [12], [13]. Das zugrunde liegende Verfahren nutzt die Eigenschaft, daß die duale Funktion konkav ist und sich Subgradienten auf einfache Weise berechnen lassen. Mit Hilfe der Subgradienten aus den vorangegangenen Iterationen wird eine polyedrische Approximation der dualen Funktion gebildet und diese um einen quadratischen Term erweiterte Funktion maximiert. Der quadratische Term sichert, daß die Lösung des so erhaltenen quadratischen Optimierungsproblems nicht zu weit von dem aktuellen Iterationspunkt entfernt und die zu maximierende Funktion beschränkt ist. Wurde ein hinreichend großer Abstieg erzielt, so nimmt man die Lösung des quadratischen Problems als neuen Iterationspunkt (Abstiegsschritt) anderenfalls läßt man den Iterationspunkt unverändert (Nullschritt). Aus der Belegung der primalen Variablen wird in jedem Fall der neue Funktionswert und Subgradient bestimmt, um die polyedrische Approximation aufzudatieren. Hierfür ist die Lösung der Teilprobleme für die thermischen Blöcke und für die Pumpspeicherwerke erforderlich.

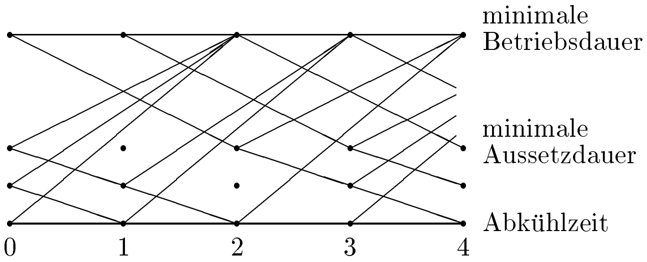

Abb. 3: Beispiel für einen Graphen der Schaltzustandsübergänge nach [23]

Lösung der Teilprobleme für die thermischen Blöcke. Die Minimierung bezüglich der Schaltvariable $\boldsymbol{u}_i$ ist äquivalent zur Bestimmung eines kürzesten Weges im Graphen der Schaltzustandsübergänge (vgl. Abb. 3) und wird durch dynamische Optimierung gelöst. Die Kantenbewertung ergibt sich dabei aus der Darstellung der Funktion d_i. Das Minimum der eindimensionalen Optimierungsprobleme bezüglich $\boldsymbol{p}_i^t$ wird für stückweise lineare Brennstoffkostenfunktion in einem Knickpunkt angenommen und kann somit explizit bestimmt werden. Für die Anfahrkosten in Abhängigkeit von der Aussetzdauer wurde eine exponentielle Sättigungskurve der Form

$\alpha_i + \beta_i(1 - exp(-\tau_i^{off}(t)/\gamma_i))$ zugrunde gelegt, wobei α_i, β_i sowie γ_i Konstanten sind und $\tau_i^{off}(t)$ die Aussetzdauer von Block i zum Zeitpunkt t bezeichnet. Da die Aussetzdauer ausschließlich diskrete Werte annimmt, können die zeitabhängigen Anfahrkosten für jede in Frage kommende Aussetzdauer a priori bestimmt werden. Eine Unterscheidung der Anfahrkosten erfolgt jedoch nur bis zu einer vorgegebenen Abkühlzeit. Diese beträgt in unseren Testrechnungen 60 Stunden.

Lösung der Teilprobleme für die Pumpspeicherwerke. Für die Lösung der Teilprobleme kommt ein Netzwerkflußalgorithmus zum Einsatz [19]. Dieser geht von einer Anfangsbelegung aus, welche die Restriktionen der einzelnen Pumpspeicherwerke erfüllt. Anschließend bestimmt man zwei Intervalle, in denen durch Änderung der Pump- oder Turbinenleistung die Zielfunktion unter Einhaltung der Restriktionen am meisten verringert werden kann. Dieses Vorgehen wird fortgesetzt, bis keine Verbesserung des Funktionswertes mehr möglich ist.

Bestimmen einer Reserve-zulässigen Lösung. Die Bestimmung einer Reserve-zulässigen Lösung erfolgt in zwei Schritten. Als erstes wird versucht, die Reservebedingung durch eine Veränderung der Fahrweise der PSW in den Intervallen zu erfüllen, in denen die Summe aus Last und Reserve am größten ist. Im zweiten Schritt bestimmt man für das Intervall t, in dem die Reservebedingung am meisten verletzt ist, den Zuwachs für den Lagrangemultiplikator $\boldsymbol{\mu}^t$, der erforderlich ist, damit in dem betreffenden Intervall gerade soviel Blöcke zugeschaltet werden, um die Reservebedingung zu erfüllen. Dieser Schritt wird so lange wiederholt, bis die Bedingung in allen Intervallen erfüllt ist (vgl. [26]).

Optimale Lastaufteilung. Schließlich werden die Schaltvariablen $\boldsymbol{u}_i^t$ fixiert und für diese Belegung das Minimum bezüglich der übrigen (stetigen) Variablen neu bestimmt. Dieses Optimierungsproblem läßt sich als lineares Problem formulieren und wird mit einem geeigneten Löser für (stetige) lineare Optimierungsprobleme aus der CPLEX Callable Library [4] gelöst.

Die Testrechnungen basieren auf den gleichen Problemdaten wie im LP-basierten Branch-and-Bound (Variante mit einzeln betrachteten Blöcken). Im Unterschied zu den Testrechnungen für das Branch-and-Bound erfolgte die Modellierung der Anfahrkosten jedoch durch eine exponentielle Sättigungskurve. Außerdem wurden Testrechnungen mit stückweise linearen Brennstoffkosten durchgeführt. Neben einer kürzeren Rechenzeit zuungunsten einer größeren Genauigkeitsschranke gegenüber dem LP-basierten Branch-and-Bound zeigen die Rechenergebnisse, daß zeitabhängige Anfahrkosten nur geringe Auswirkungen auf die Rechenzeit haben, während die Rechenzeit mit stückweise linearen Brennstoffkosten erheblich zunimmt. Dies ist darin begründet, daß die zeitabhängigen Anfahrkosten nur bei der Lösung der Teilprobleme für die thermischen Blöcke eingehen und der Rechenaufwand hierfür lediglich linear wächst. Darüber hinaus nimmt die Lösung der Teilprobleme für die thermischen Blöcke nur einen geringen Anteil an der Gesamtrechenzeit ein. Demgegenüber erhöht sich durch die stückweise linearen Brennstoffkosten die Anzahl der Restriktionen für die optimale Lastaufteilung erheblich, so daß der Zuwachs an Rechenzeit im wesentlichen hierdurch begründet ist.

NOA 3.0 Optimalitätstoleranz: 10^{-4}		Optimierungszeitraum 1 Woche		1 Monat		6 Monate	
Brennstoffkosten	Anfahrkosten	Zeit/ min	Dualitätslücke/ %	Zeit/ min	Dualitätslücke/ %	Zeit/ min	Dualitätslücke/ %
linear	konstant	0:17	1,10	2:36	0,93	60:15	0,84
linear	zeitabh.	0:20	1,13	3:04	0,98	63:04	0,73
stückw. linear	konstant	0:28	1,09	5:33	0,86	110:23	0,79
stückw. linear	zeitabh.	0:30	1,07	5:28	0,96	119:02	0,69

Tabelle 3: CPU-Zeit in Minuten (HP 9000 Modell 770/J180) und obere Schranke für die Dualitätslücke

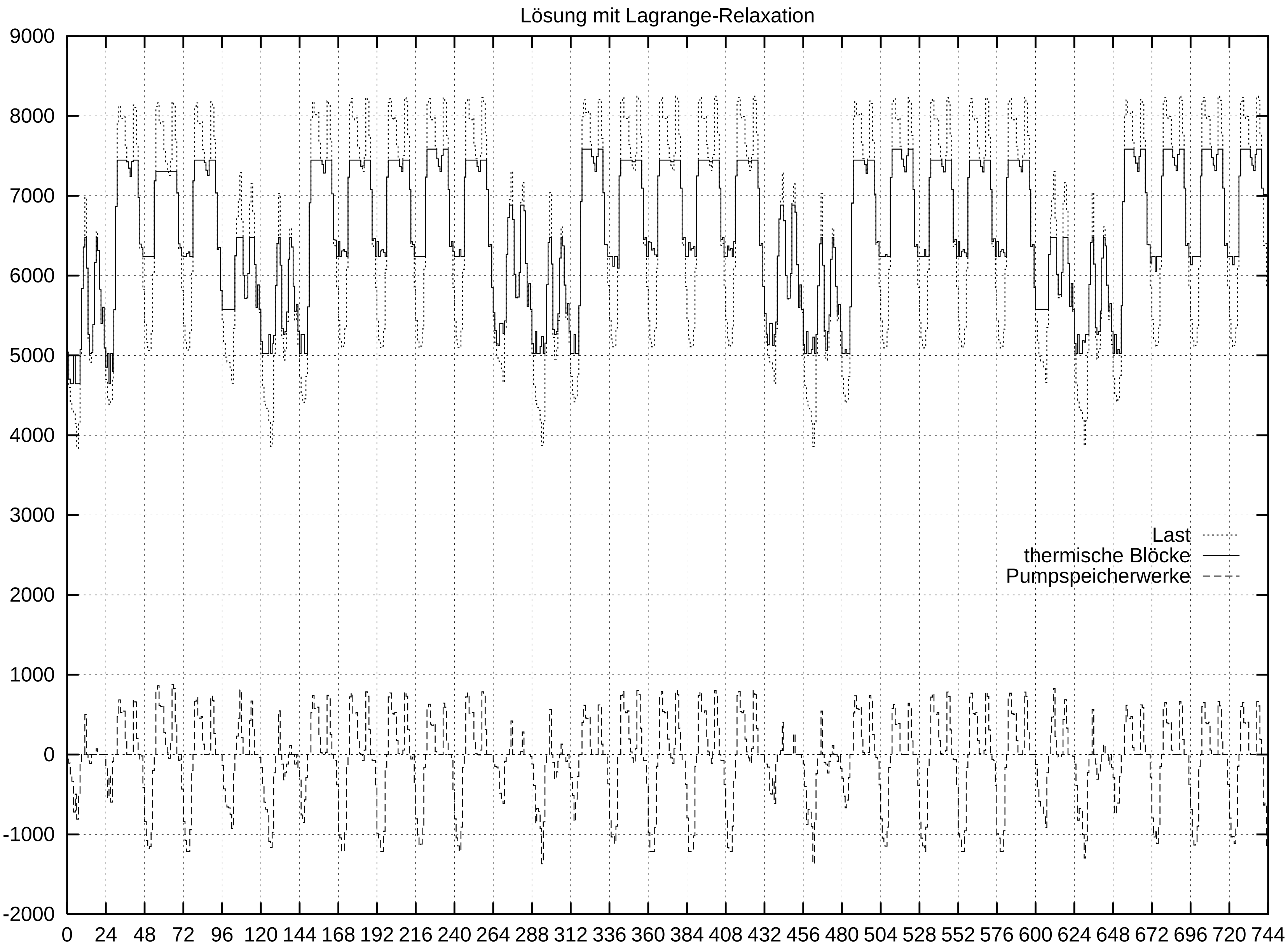

Abb. 4: Darstellung der Erzeugerstruktur in der Lösung für einen 1-Monats-Zeitraum

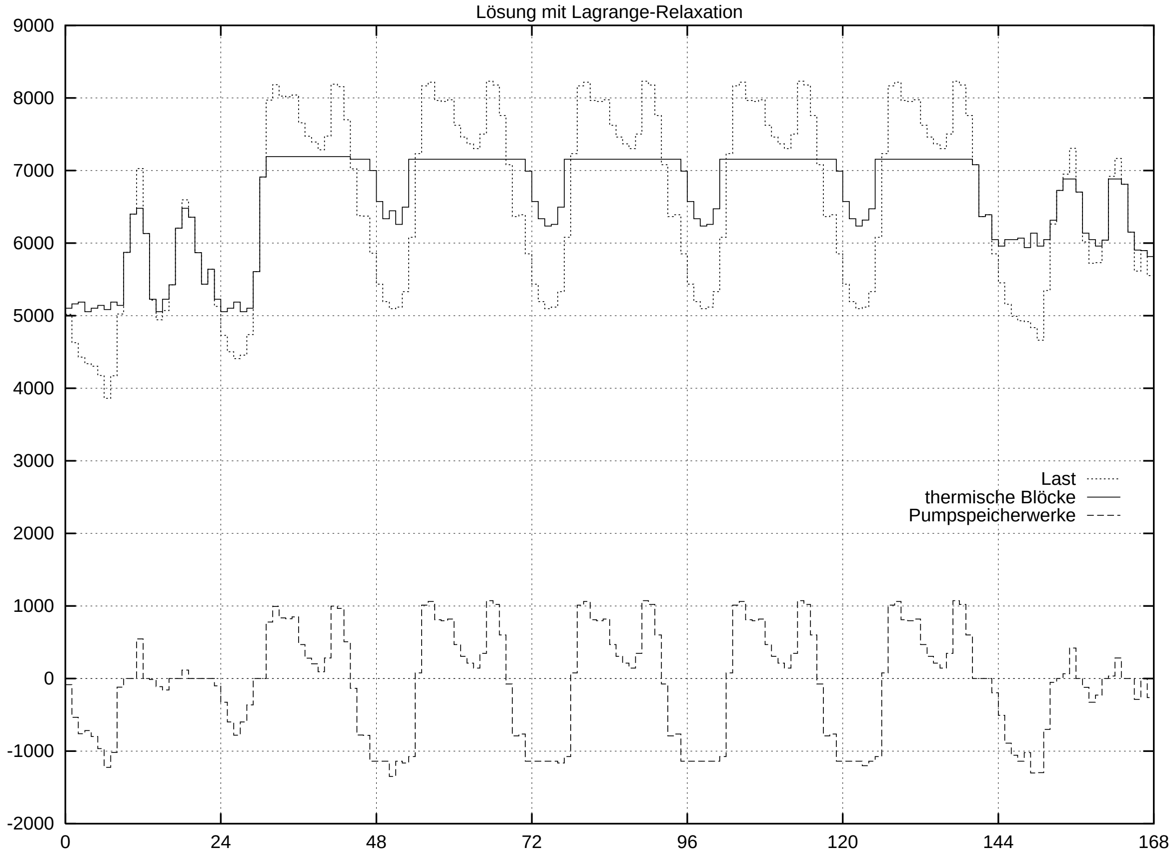

Abb. 5: Darstellung der Erzeugerstruktur in der Lösung für einen Zeitraum von einer Woche

Literatur

[1] Albiger, J.; Hanselmann, M.; Kaltschmitt, M.: PROFAKO: Ein umfassendes Instrument für die Kraftwerkseinsatzplanung. VDI Berichte Nr. 1252 (1996), 101–110.

[2] Aoki, K.; Itoh, M.; Satoh, T.; Nara, K.; Kanezashi, M.: Optimal Long–Term Unit Commitment in Large Scale Systems Including Fuel Constrained Thermal and Pumped–Storage Hydro. IEEE Transactions on Power Systems 4(1989), 1065 – 1073.

[3] Bertsekas, D.P.; Lauer, G.S.; Sandell, N.R.; Posbergh, T.A.: Optimal Short–Term Scheduling of Large–Scale Power Systems. IEEE Transactions on Automatic Control 28(1983), 1–11.

[4] Using the CPLEX Callable Library. CPLEX Optimization, Inc. 1994.

[5] Edwin, K.: Optimierung in der Energieversorgung - Wege und Ziele. Optimierung in der Energieversorgung, VDI-Berichte Nr. 1140 (1994), 1–17.

[6] Feltenmark, S.: On Optimization of Power Production. Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, Department of Mathematics, Stockholm 1997.

[7] Feltenmark, S.; Kiwiel, K.C.; Lindberg, P.-O.: Solving Unit Commitment Problems in Power Production Planning. In: Operations Research Proceedings (U. Zimmermann, Ed.), Springer-Verlag, Berlin 1997 (erscheint).

[8] Fischer, M.: Gestaffelte Brennstoffpreise in der Kraftwerkseinsatzoptimierung. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, Fachbereich Mathematik, 1997.

[9] Guddat, J.; Römisch, W.; Schultz, R.: Some Applications of Mathematical Programming Techniques in Optimal Power Dispatch. Computing 49(1992), 193–200.

[10] Handke, J.; Handschin, E.; Linke, K.; Sanders, H.-H.: Coordination of Long- and Short–Term Generation Planning in Thermal Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems 10(1995), 803–809.

[11] Haubrich, H.-J. (Hrsg.): Jahresbericht 1996 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 37, Aachen 1996.

[12] Kiwiel, K.C.: Proximity Control in Bundle Methods for Convex Nondifferentiable Minimization. Mathematical Programming 46(1990), 105 – 122.

[13] Kiwiel, K.C.: User's Guide for NOA 2.0/3.0: A Fortran Package for Convex Nondifferentiable Optimization. Polish Academy of Science, System Research Institute, Warsaw, 1993/1994.

[14] Lemaréchal, C.; Pellegrino, F.; Renaud, A.; Sagastizábal, C.: Bundle Methods Applied to the Unit Commitment Problem. In: Proceedings of the 17th IFIP TC7 Conference on System Modelling and Optimization (Eds. Doležal, J.; Fidler, J.), Chapman&Hall, London 1995, 395–402.

[15] Möller, A.: Über die Lösung des Blockauswahlproblems mittels Lagrangescher Relaxation. Diplomarbeit, Humboldt–Universität Berlin, Institut für Mathematik, 1994.

[16] Möller, A.; Römisch, W.: A Dual Method for the Unit Commitment Problem. Humboldt–Universität Berlin, Institut für Mathematik, Preprint Nr. 95-1, 1995.

[17] Muckstadt, J.A.; Koenig, S.A.: An Application of Lagrangian Relaxation to Scheduling in Thermal Power–Generation Systems. Operations Research, 25(1977), 387–403.

[18] Müller, D.: Minimierung stückweise linearer Zielfunktionen mit Anwendung in der elektrischen Lastverteilung. Diplomarbeit, Humboldt-Universität Berlin, Institut für Mathematik, 1995.

[19] Nowak, M.: A Fast Descent Method for the Hydro Storage Subproblem in Power Generation. Working Paper, WP-96-109, IIASA, Laxenburg, 1996.

[20] Römisch, W.; Schultz, R.; Dentcheva, D.; Gollmer, R.; Möller, A.; Reeh, P.; Schwarzbach, G. und Thomas, J.: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung. In: Mathematik - Schlüsseltechnologie für die Zukunft (Hrsg. Hoffmann, K.-H.; Jäger, W.; Lohmann, T.; Schunck, H.), Springer-Verlag, Berlin 1997, 567–577.

[21] van Roy, T.; Wolsey, L.A.: Valid Inequalities for Mixed 0-1 Programs. Discrete Applied Mathematics 14(1986), 199-213.

[22] Sheble, G.B.; Fahd, G.N.: Unit Commitment Literature Synopsis. IEEE Transactions on Power Systems 9(1994), 128–135.

[23] Takriti, S.; Birge, J.R.; Long, E.: A Stochastic Model for the Unit Commitment Problem. IEEE Transactions on Power Systems 11(1996), 1497–1508.

[24] Verstege, J.; Maubach, K.-D.: Mittelfristige Energieeinsatzoptimierung thermischer Kraftwerkssysteme. Optimierung in der Energieversorgung, VDI Berichte Nr. 1140 (1994), 63–77.

[25] Wood, A.J.; Wollenberg, B.F.: Power Generation, Operation and Control (Second Edition). Wiley, New York 1996.

[26] Zhuang, F.; Galiana, F.D.: Towards a More Rigorous and Practical Unit Commitment by Lagrangian Relaxation. IEEE Transactions on Power Systems 3(1988), 763–773.