

Tageseinsatzplanung in der Stromerzeugung

J.H. Bogensperger und L. Kumer

IEWT 99

Hauptseite

← zurück

1 Aufgaben der Kraftwerkseinsatzplanung und der Betriebsführung

Die Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung und der Betriebsführung eines Kraftwerksparks kann in eine Vielzahl von Aufgaben zerlegt werden. Eine Möglichkeit der Aufgabenabgrenzung zeigt Abbildung 1.

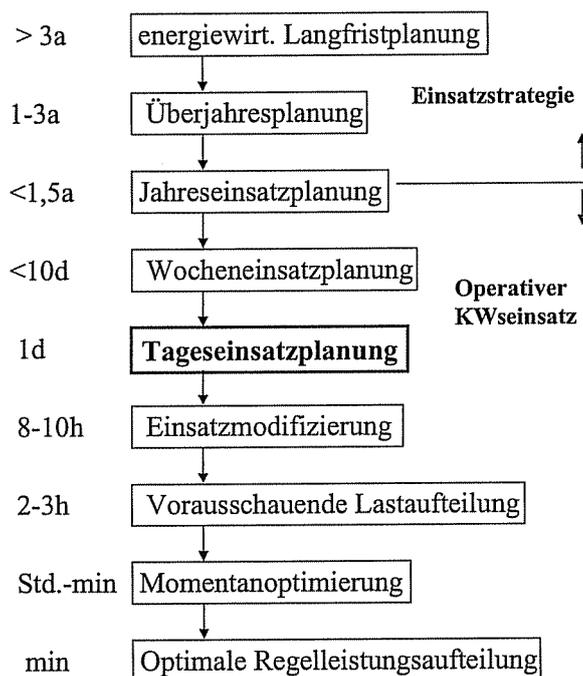


Abbildung 1: Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung und der Betriebsführung

Aus dieser Menge soll in diesem Beitrag nur die Tageseinsatzplanung diskutiert werden. Dabei versteht man eine Planung in der Heute für Morgen über den geplanten Kraftwerkseinsatz entschieden wird.

2 Aufgaben der Tageseinsatzplanung

Die Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung ist die Festlegung einer wirtschaftlich optimalen Fahrweise des Kraftwerksparks zur Versorgung der Abnehmer mit elektrischer Energie unter Berücksichtigung der herrschenden Randbedingungen.

Durch die Liberalisierung der Strommärkte treten die Handelsaspekte bei dieser Aufgabenstellung wesentlich stärker in Erscheinung als dies noch vor kurzer Zeit der Fall war. Die klassische Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung, die Deckung des bekannten Bedarfs bei minimalen Erzeugungskosten, wird nun durch die Aufgabe der Gewinnmaximierung ergänzt. Genau genommen erfolgt zuerst die Gewinnmaximierung durch Stromhandel und nach Abschluß der Geschäfte eine Deckung des nun bekannten Bedarfs bei minimalen Kosten.

Die Randbedingungen ergeben sich durch kraftwerksspezifische, netztechnische und vertragliche Faktoren, wie die Bewirtschaftung der Speicher, den Einsatz der Laufkraftwerke und der kalorischen Kraftwerke, den

Energieaustausch mit in- und ausländischen Partnern, die Netzbelastung, Netzdienstleistungen (Primär-/Sekundärregelung, Spannungshaltung, etc.) und die Bereitstellung der notwendigen Reserven.

Liegt die Hauptaufgabe der Jahreseinsatzplanung in der Bewertung von Ressourcen wie Brennstoffe und Wasser aus Jahresspeichern, sowie Strom aus Lieferverträgen, so sind die wesentlichen Ergebnisse der Tageeseinsatzplanung der Fahrplan der Kraftwerke und die Grenzkosten der Erzeugung.

3 Bausteine der Tageeseinsatzplanung

Daten	Szenariomanager	Dateneingabe	Datenbank	Schnittstelle JP
Prognosen	Prognose Wasser Zufluß zu den Jahresspeichern Seitenzubringer der Flüsse		Prognose el. Last und FW typische Tage der Tarifkunden Lieferverträge (Spotmarkt,saisonal)	
	Fluß- kraftwerke Lauf-KW Schwell-KW	Speicher- kraftwerke ohne Fallhöheinfl mit Fallhöheinfl Pumpspeicherwerke Pumpwerke	Thermische Kraftwerke Gasturbinen Dampf-KW GuD-KW mit Zusatzfeuer. ohne Zusatzfeuer. Fernwärmeauskoppl.	Bezugs- verträge saisonale Verträge Woche / Tag Störaushilfe
Prüfung	Simulation (Evaluierung, Grenzen prüfen, Auswertungen)			

Abbildung 2: Bausteine der Tageeseinsatzplanung

Der **Szenariomanager** ist ein wichtiger Systembaustein. Bei der Anwendung der deterministischen Modelle kommt es sehr schnell zu einer Vielzahl von gerechneten Varianten. Dabei die Übersicht zu behalten und Ergebnisse verschiedener Varianten zu vergleichen ist die Aufgabe des Szenariomanagers.

Der Aufwand für die notwendige **Dateneingabe** sollte so klein wie möglich gehalten werden, damit steigt die Übersichtlichkeit und Benutzerakzeptanz. Für die einzelnen Eingabemöglichkeiten sind daher Standard-Werte vorzusehen.

Technische Daten kommen aus der relationalen Konzern-**Datenbank**.

Aus der übergeordneten Planung, das kann die Jahreseinsatzplanung sein meist ist es die Wochenplanung, werden über eine **Schnittstelle** die Bewertungen für Ressourcen mit längerfristigen Bedingungen (z. B. Brennstoffverträge, Strombezugsverträge mit saisonalen Strommengen, Wasser aus Speichern mit längeren Bewirtschaftungszyklen etc.) übernommen.

Für die **Prognosen** werden eigenständige Bausteine verwendet. Ihre Ergebnisse werden in Zukunft direkt eingespielt.

5 Mathematisches Modell

Zielfunktion

Wasserkraftwerke (Betriebskosten, Laständerungskosten)

$$+ \text{SUM}((w), \text{cobas}(w) * \text{SVW.L}(w,t) + \text{colin}(w) * \text{PW}(w,t))$$

$$+ \text{SUM}((w,f), \text{cpowerchw}(w) * \text{SQR}(\text{PW}(w,t) - \text{PW}(w,t+1)))$$

Dampfkraftwerke (Betriebskosten, Laständerungskosten, Anfahrkosten)

$$+ \text{SUM}((d), \text{cobas}(d) * \text{SVD.L}(d,t) + \text{colin}(d) * \text{PD}(d,t) + \text{coqua}(d) * (\text{PD}(d,t))^{**2} + \text{cocub}(d) * (\text{PD}(d,t))^{**3})$$

$$+ \text{SUM}((d,f), \text{cpowerhd}(d) * \text{SQR}(\text{PD}(d,t) - \text{PD}(d,t+1)))$$

$$+ \text{SUM}((d,t), \text{canfahr}(d) * \text{AN}(d,t))$$

Bezugsvertrag (Arbeitspreis, Leistungspreis)

$$+ \text{SUM}((t), \text{cbezug}(t) * \text{PBEZUG}(t))$$

$$+ \text{cpbez} * \text{PBEZMAX}$$

Strafkosten für

- Speicherüberlauf
- Lastabwurf
- Speicherendpegelabweichung vom Anfangspegel

Nebenbedingungen

Systemrestriktionen

- Leistungsbilanz
 $\text{SUM}(d, \text{PD}(d,t) * \text{vantd}(d)) + \text{SUM}(w, \text{PAW}(w,t) * \text{vantw}(w)) + \text{PFBF}(t) + \text{PFBG}(t) + \text{LOADSHED}(t) = \text{bedarf}(t)$
- Reserve
 $\text{SUM}(d, \text{pdmax}(d) - \text{PD}(d,t)) + \text{SUM}(w, \text{paengw}(w) - \text{PAW}(w,t)) > \text{reserve}(t)$

Wasserkraftwerke

- Speicherbewirtschaftung
 $\text{SPIW}(1) = \text{SPIW}(72)$ o.ä.
- Speicherkontinuitätsgleichung
 $\text{SPIW}(t) = \text{SPIW}(t-1) + \text{tsub}(t) * (\text{QAOBER}(t) + \text{QUEOBER}(t) + \text{qzuw}(t) - \text{QAW}(t) - \text{QUEW}(t))$
- Wassermengengrenzen
 $\text{QAW}(w,t) - \text{qawmax}(w) * \text{SVW}(t) \text{ LE } 0$
 $\text{QAW}(w,t) - \text{qawmin}(w) * \text{SVW}(t) \text{ GE } 0$
- Speichervolumengrenzen
 $\text{SPIW.UP}(w,t) = \text{vmaxw}(w)$
- Leistungsgrenzen
 $\text{PAW.UP}(w,t) = \text{paengw}(w)$

Bei Tagesspeicherkraftwerken wird die Fallhöhe abhängig vom Speicherinhalt berechnet, bei Jahresspeicherkraftwerke und Flußkraftwerke wird eine näherungsweise konstante Fallhöhe angenommen.

thermische Kraftwerke

- Brennstoffbewirtschaftung
- Lagerkontinuitätsgleichung
- Lagergrenzen
- Leistungsgrenzen

Die Gleichungen für diese Nebenbedingungen sind vergleichbar mit denen der Wasserkraftwerke

Energiebezugsvertrag

- Spitzenbezug
 $\text{PFBF}(t) \text{ LE } \text{PBEZMAX}$
- Bezugsgrenzen
 $\text{PFBF.UP}(t) = \text{pfbfmax}(t)$
 $\text{PFBF.LO}(t) = \text{pfbfmin}(t)$

6 Konzept der Problemlösung

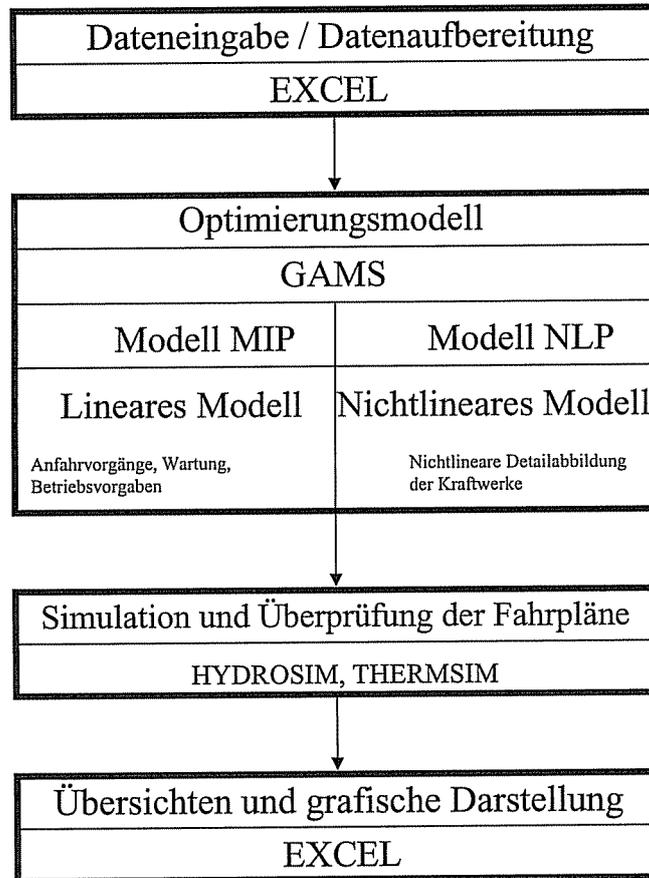


Abbildung 4: Konzept der Problemlösung

Dateneingabe/Datenaufbereitung

Bei der Konzeption der Dateneingabe wurde bereits zwischen

- technischen Basisdaten (Wirkungsgrade etc.), die in Zukunft aus einer allgemeinen Datenbank kommen,
- Zustandsdaten, die von der Leittechnik und Prognosedaten, die von anderen Bausteinen kommen (Pegelstände etc.) und
- Informationen die vom Benutzer direkt bestimmt werden

Unterschieden und für diese Gruppen wurden eigene Exceldateien definiert. Damit sind die Prototypen zunächst testbar und „Inselbetriebsfähig“. Nach Fortschritt der Datenanbindungen können dann die Exceldateien schrittweise ersetzt werden.

Die Datei für die Benutzerinformationen bleibt auch nach einer Datenbankanbindung bestehen. Sie ist die Benutzeroberfläche für das Optimierungsmodell. Mit Makrotechnik kann das Modell ebenso wie die Simulation und die Ergebnisdarstellung von der Oberfläche aus gestartet werden.

Optimierungsmodell

Das Optimierungsmodell besteht aus zwei Teilen. Zunächst werden in einem gemischt ganzzahlig linearen Modell Ein- und Ausschaltentscheidungen auf Basis eines linearisierten Kraftwerksmodells getroffen. Der Einsatz der Kraftwerke wird in einem zweiten Schritt unter Berücksichtigung nichtlinearer Kostenkurven und der Fallhöhenabhängigkeit der Tagesspeicher berechnet.

Simulation und Überprüfung

Vor allem durch die Vorgabe von Rechenzeiten besteht ein Zwang für die Optimierung ein vereinfachtes Modell zu verwenden. Die Ergebnisse der Optimierung sind in ihrer Gesamtheit für den Benutzer schwer überprüfbar. Daher wurde ein Simulationsprogramm entwickelt, das die errechneten Fahrpläne als Eingangsgrößen verwendet und mit einem sehr detaillierten Modell nachsimuliert. Dabei wird die Einhaltung der Betriebsgrenzen der Kraftwerke überprüft. Fehler durch Modellvereinfachungen treten meist in kumulierter Form auf und führen damit zu Pegelverletzungen, dies Fehler können ohne Simulation gar nicht erkannt werden. Zusätzlich können verschiedenste Kenngrößen und wirtschaftlich interessante Werte berechnet.

Übersichten und grafische Darstellung

Die Ergebnisse der Optimierung und der Simulation werden in eine Exceldatei geladen. Dort werden sowohl Berichte und Statistiken erstellt, als auch die Ergebnisse in grafischer Form angeboten. Dabei bietet sich für den Benutzer die Gelegenheit Änderungen und Erweiterung selbständig vornehmen zu können.

7 Ergebnisse

Modellstatistik

Hardware: Pentium 200MHz MMX
 Gleichungen: 20896
 Variablen: 22899
 Ganzzahlige: 720
 Nichtnull Elemente: 74546

Rechenzeit: 12 min

Fahrpläne

Deckung der Last vom 2.5.98-5.5.98

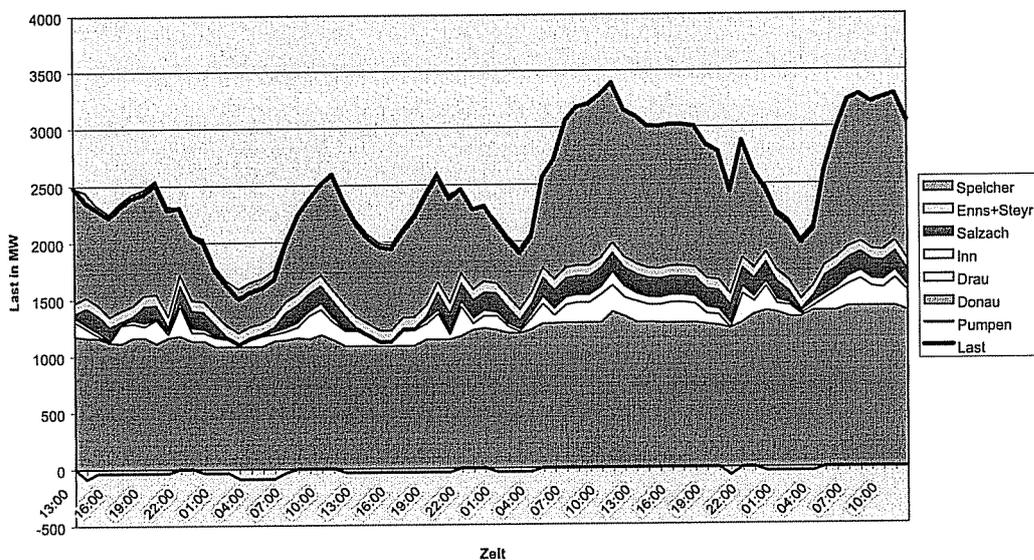


Abbildung 5: Kumulierter Fahrplan für ein 72 Stundenfenster

Grenzkosten

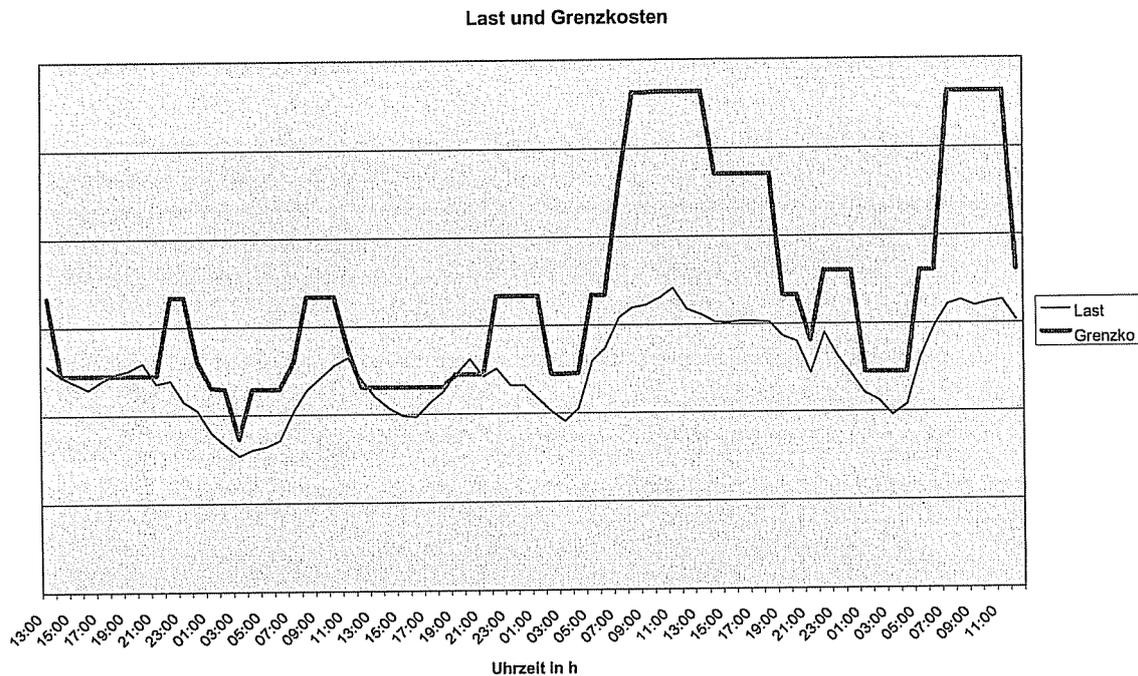


Abbildung 6: Grenzkostenverlauf für ein 72 Stundenfenster

8 Zusammenfassung

Durch die Liberalisierung der Strommärkte wird den Planungswerkzeugen eine noch größere Bedeutung zukommen als dies jetzt schon der Fall ist. Dabei kommt es zu einem Zusammenspiel von Prognose-, Optimierungs- und Simulationsbausteinen.

Das Optimierungskonzept der diskutierten Tagesplanung stellt ein hochflexibles System dar, das auf zwei kommerzielle Software-Produkte (GAMS und EXCEL) zurückgreift. Änderungen in der Erzeugungsstruktur können schnell und flexibel implementiert werden. Damit ist eine Anpassung auf Änderungen des Marktes (neue Produkte) leicht möglich.

Besonders interessant beim gezeigten Lösungskonzept ist die Kombination von gemischt ganzzahlig linearen und nichtlinearen Modellen, die eine deutlich bessere Anpassung der Modelle an die Realität erlaubt.

9 Ausblick – Zukünftige Entwicklungen

Es ist zu erwarten, dass die „alten“ Produkte Grundlast, Trapezlast, Spitzenlast mit den Maßeinheiten kW und kWh durch neue wesentlich detailliertere Produkte ergänzt werden. Beispiele hierfür ist die Gruppe der Netzdienstleistungen mit Primärregelung, Sekundärregelung, Reserven, Verlustabdeckung, Lastfolge etc.. Optionen wie sie heute am Kapitalmarkt üblich sind (Put, Call) könnten ebenfalls Teil eines künftigen Strommarktes sein.