

<b>Zeitschrift:</b>	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
<b>Band:</b>	74 (1983)
<b>Heft:</b>	3
<b>Artikel:</b>	Erhöhung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsnetz : Modelle und Einsatzplanung der Kraftwerke im Winterhalbjahr
<b>Autor:</b>	Amthauer, E. / Glavitsch, H.
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-904752">https://doi.org/10.5169/seals-904752</a>

### Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 28.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# **Erhöhung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsnetz: Modelle und Einsatzplanung der Kraftwerke im Winterhalbjahr**

E. Amthauer, H. Glavitsch

*Für den Einsatz der Speicherwerke wird nach Vorgabe einer Lastprognose und nach Kenntnis des stochastischen Betriebsverhaltens der übrigen Kraftwerkstypen eine Vorgehensweise entwickelt, die erlaubt, das Risiko der Nichtdeckung des Winterbedarfs klein zu halten. Die Grundlage dafür ist ein sequentielles Entscheidungsmodell, in dem von Monat zu Monat die Speicherentnahmen bestimmt werden, wobei die Kosten für Importe und die Erzeugung in konventionell-thermischen Kraftwerken minimiert werden. Das Verfahren wurde anhand der Verbrauchszahlen und Zuflüsse vergangener Winterhalbjahre erprobt.*

*Pour l'utilisation des usines à accumulation, une procédure permettant de réduire le risque de non-couverture de besoin énergétique en hiver a été élaborée sur la base d'un pronostic de la charge et en connaissance du comportement stochastique de l'exploitation des autres types de centrales. On utilise pour cela un modèle séquentiel de décision, les soutirages des bassins d'accumulation étant déterminés de mois en mois et les coûts d'importations ainsi que la production par centrales thermiques classiques étant minimisés. La procédure a été vérifiée au moyen des statistiques de la consommation et des apports d'eau durant de précédents semestres d'hiver.*

## **1. Einleitung**

Die Periodizität des Betriebsablaufs über das Jahr, wie sie aus der Praxis bekannt ist und wie sie auch aus [1] entnommen werden kann, zeigt eine kritische Zeitspanne in der Versorgung in den Monaten März-April auf, an der sich die Betriebsführung des Winterhalbjahres orientiert. Damit wird das Winterhalbjahr zur Bemessungsgrundlage für die Versorgungssituation überhaupt, wie es bekanntlich im Zehn-Werke-Bericht [2] und im GEK-Bericht [3] gehandhabt wurde. Letztere haben jedoch nur Planungsaspekte berücksichtigt, bei denen es darum ging zu entscheiden, ab welchem Zeitpunkt bestimmte Kraftwerkseinheiten in Betrieb zu nehmen sind.

Bei der vorliegenden Betrachtung geht es um die Betriebsführung in der als massgebend erkannten Winterperiode, wobei nur betriebliche Einflussgrößen für einen Eingriff zur Verfügung stehen. Als solche kommen der Einsatz der Speicherwerke, der konventionell-thermischen Kraftwerke und der Import/Export in Frage. Gegenüber [1], die im wesentlichen eine Mittelwertbetrachtung darstellt, wird hier als wesentlich neuer Gesichtspunkt die Regellosigkeit der Einflussgrößen mit in Betracht gezogen (Stochastik). Von Bedeutung sind das stochastische Verhalten der Zuflüsse zu den hydraulischen Kraftwerken und die technische Zuverlässigkeit vor allem der thermischen Kraftwerke (nuklear und konventionell). Damit muss die Erzeugung eines bestimmten Kraftwerkes in einer Zeitperiode mit einer Unsicherheit, ausgedrückt durch eine statistische Verteilung, gesehen werden. Diese Unsicherheit hat einen wesentlichen Einfluss auf die genannte kritische Periode März-April. Unerwartet kleine oder grosse Zuflussmengen zu Kraftwerken bzw. Ausfälle von Kraftwerken können eben zu Mangel-

situierungen oder auch zu unerwünschten Überschüssen führen.

Die Zielsetzung der folgenden Abhandlung ist nun, eine Vorgehensweise für die Betriebsführung des Schweizer Netzes vorzustellen, die als weitgehend systematisch angesehen werden kann und die die Möglichkeiten des Modells, wie sie durch die vorliegenden Daten gegeben sind, voll ausnutzt. Damit sollen die Unsicherheiten der kritischen Betriebsperiode auf ein Minimum reduziert werden.

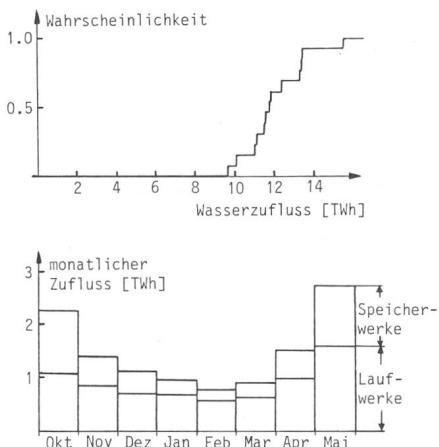
## **2. Die verfügbaren Daten aus den bisherigen Betriebsabläufen**

Die massgebenden Komponenten der Erzeugung elektrischer Energie in der Schweiz sind diejenigen der hydraulischen Kraftwerke (rund 70% der Jahresarzeugung) und der Kernkraftwerke (30%). Für die hydraulische Erzeugung liegen statistische Daten über die Zuflüsse zu den einzelnen Kraftwerken seit 1950 vor. Diese Daten ergeben umgerechnet mit dem jeweiligen Ausbaustand der Kraftwerke entsprechende monatliche oder jährliche Mengen an elektrischer Energie [4]. Die Rohdaten werden nach hydrologischen Zonen getrennt erfasst, z.B. Zonen nördlich und südlich der Alpen. Dabei zeigt eine Auswertung, dass die Erzeugung in den einzelnen Zonen abgesehen von der Speicherung stark korreliert ist. Deshalb wird für die vorliegende Betrachtung die hydraulische Erzeugung in ein äquivalentes Laufwerk und ein äquivalentes Speicherwerk aufgeteilt. Die Unterscheidung der Laufenergie von der Speicherenergie geschieht nach der Art der im Flusslauf (künstlicher Abfluss) installierten Kraftwerke.

So lässt sich jede hydrologische Zone und jede Kraftwerksgruppe nach

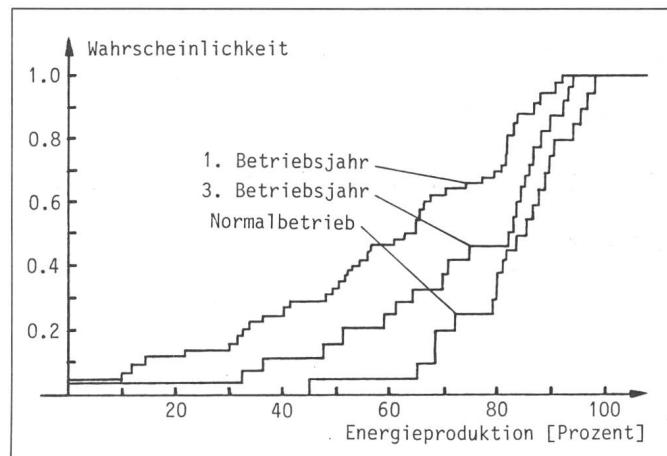
### **Adresse der Autoren**

Dr. E. Amthauer, Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG, 4335 Laufenburg und Prof. Dr. H. Glavitsch, Institut für Elektrische Energietransformation und Hochspannungstechnik, ETH-Zentrum, 8092 Zürich.



Zuflüssen (in GWh) zu Lauf- und Speicherwerken für jeden Monat beschreiben. Die tatsächlich im Winter zur Verfügung stehende Speicherenergie ist abhängig vom Füllstand der Speicher am 1. Oktober, d.h. von der Bewirtschaftung der Speicher in den Sommermonaten. Da man bestrebt ist, jedes Jahr einen möglichst hohen Füllstand zu erreichen, wird der Streubereich der Speicherenergie, wie man ihn aus den Rohdaten entnehmen könnte, stark eingeengt. Für den Betrieb im Winterhalbjahr ist die Unsicherheit in der Speicherenergie nur mehr durch die Unsicherheit der zu erwartenden Zuflüsse bedingt, da der Füllstand per 1. Oktober gegeben ist.

Weitergehende Analysen zeigen, dass die Zuflüsse innerhalb eines Winterhalbjahrs voneinander ebenso abhängig sind und eine Korrelation zwischen den Zuflüssen der Wintermonate und der vorangegangenen Sommermonate besteht. Darauf aufbauend ist es möglich, Prognosen für die Zuflüsse in den einzelnen Wintermonaten zu erstellen, die geringere Streuungen aufweisen als die Grundgesamtheit der Wintermonate. Als Beispiel ist eine solche Prognose für eine Winterperiode in Figur 1 gezeigt. Damit kann ein stochastisches Modell für die Erzeugungsmöglichkeiten der Laufwerke und der Speicherwerke für die Monate ab einem bestimmten Zeitpunkt im Winterhalbjahr erstellt werden. Mittelwerte, Streuungen und Verteilungen können für den einzelnen Monat oder für die verbleibende Winterperiode angegeben werden.



Bei den Kernkraftwerken kann prinzipiell in gleicher Weise vorgegangen werden. Nach [5; 6] liegen Produktionszahlen der einzelnen Kernkraftwerkseinheiten nach Monaten vor. Werden die Einheiten nach Größenklassen zusammengefasst, so lassen sich wieder für Monate, Halbjahre usw. Dichtefunktionen und Summenhäufigkeiten der produzierten Energiemengen aufstellen. Der stochastische Charakter der Erzeugung ist hierbei technisch bedingt, und man spricht von einer Nichtverfügbarkeit der Erzeugung, und zwar muss nun jede Kraftwerkseinheit einzeln betrachtet werden, da deren Ausfälle als unabhängig voneinander anzusehen sind.

Diese Nichtverfügbarkeit ist abhängig von der Anzahl der Betriebsjahre [3]. Nach einer fünfjährigen Betriebszeit wird sie als stationär angesehen. Zur Illustration sind in Figur 2 Nichtverfügbarkeiten für eine Blockgrösse von mehr als 500 MW für das 1. und 3. Betriebsjahr sowie für den späteren Normalbetrieb angegeben.

Für die in der Schweiz installierten Kernkraftwerkseinheiten wurden die vorhandenen Daten nach 6 zusammenhängenden Monaten und Größenklassen unterhalb und über 500 MW ausgewertet. Damit kann den bestehenden Einheiten Mühleberg, Beznau I und II sowie Gösgen je eine Kurve der Nichtverfügbarkeit zugeordnet werden. Für die Schweizer Anteile der Kraftwerke Fessenheim und Bugey wird ähnlich verfahren.

Man könnte hier einwerfen, dass die Betriebserfahrungen der Kernkraftwerke der Schweiz weit über dem internationalen Durchschnitt liegen und dass das genannte Vorgehen zu pessimistischen Resultaten führen könnte. Dem kann entgegengehalten werden, dass die ermittelten Nichtverfügbarkeitskurven das Risiko eines Ausfalls

in zwei oder fünf Jahren enthalten müssen und eine willkürliche Anpassung der Ergebnisse für die Verhältnisse in der Schweiz statistisch nicht gerechtfertigt ist.

Mit diesen aufgrund einer Betriebsstatistik erarbeiteten Erzeugungsmodellen kann nun die Versorgungssicherheit in einer bestimmten Betriebsperiode betrachtet werden.

### 3. Die Verfügbarkeit der Erzeugung in einer bestimmten Periode und die Wahrscheinlichkeit der Nichtdeckung der Last

Wenn die Erzeugungsmöglichkeiten aller in einem Netz vorhandenen Kraftwerke auf die gleiche Weise in Form einer Dichte- oder Summenhäufigkeitsfunktion beschrieben werden können, so kann an ein Zusammensetzen der einzelnen Kraftwerke und an eine Aussage über die Nichtverfügbarkeit der Gesamterzeugung gedacht werden. Das Vorgehen kann am besten anhand des Schemas in Figur 3 für ein sog. Punktnetz erläutert werden:

Alle Kraftwerkseinheiten speisen in einen einzigen Knoten ein, an dem auch der Verbrauch abgenommen wird. Die Betrachtung gilt für eine be-

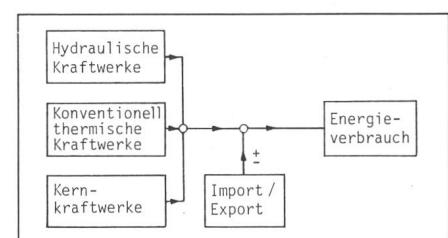


Fig. 3 Modellsystem (Punktnetz) für Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie

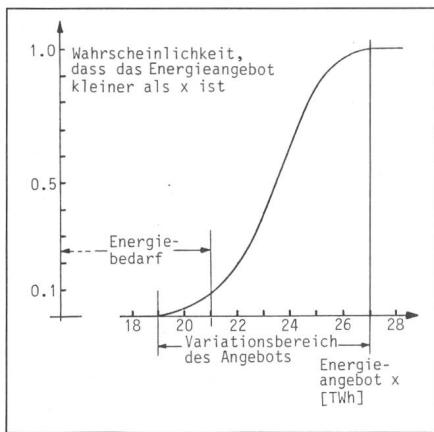


Fig. 4 Nichtverfügbarkeit der Erzeugung im Winterhalbjahr, gültig für die Schweiz im Jahre 1981/82

stimmte Zeitperiode; deshalb wird alles in GWh gemessen. Über- und Unterschüsse müssen anberaumt werden, die sich ebenso durch Verteilungen beschreiben lassen.

Für die Schweiz ist es nun von Interesse zu wissen, welche Nichtverfügbarkeiten den erzeugbaren Energiemengen des Kraftwerksparks in einem bestimmten Ausbaustadium zugeschrieben werden können. Beim hier untersuchten Betriebsproblem geht es darum zu bestimmen, welche Nichtverfügbarkeiten für die Monatsenergien oder Winterenergien auftreten.

Da von vornherein eine Trennung in unabhängige Erzeugungseinheiten (hydraulisch, Kernkraftwerke, konventionell-thermische Kraftwerke) gemacht wurde, kann deren Zusammenwirken nach den Regeln der Wahrscheinlichkeitstheorie bestimmt werden, indem die Nichtverfügbarkeiten miteinander gefaltet werden. Dabei wird von einer unabhängigen Kraftwerkseinheit ausgehend jeweils eine weitere Einheit hinzugefügt. Die neu entstandene äquivalente Kraftwerksguppe wird wieder als unabhängige Einheit aufgefasst, der eine neue Einheit hinzugefügt wird, bis alle Einheiten integriert sind. Als Resultat erhält man eine Summenhäufigkeitsverteilung der erzeugbaren Energie des gesamten Kraftwerkssystems. Für die Situation des Winterhalbjahrs 1981/82 ist eine entsprechende Kurve in Figur 4 gezeigt.

Zur Ergänzung sind die Erwartungswerte der unabhängigen Erzeugungseinheiten in Tabelle I angegeben.

Zur Interpretation der Wahrscheinlichkeitskurve in Figur 4 muss der Verbrauch des Winterhalbjahres herangezogen werden. Dieser sei konkret mit

21 TWh angenommen; das Auftragen auf der Abszisse ergibt einen Wert von 0,085 (Nichtverfügbarkeit). Dieser besagt, dass der Verbrauch von 21 TWh im Winterhalbjahr mit einer Wahrscheinlichkeit von 8,5% nicht gedeckt werden kann. Anders ausgedrückt könnte man sagen, dass im Durchschnitt einmal in rund 12 gleich gelagerten Winterhalbjahren der Verbrauch nicht gedeckt werden kann. Import elektrischer Energie ist dabei nicht in Betracht gezogen.

Diese Aussage muss nun mit der Abnahme der Nichtverfügbarkeit bei Reduktion des Verbrauchs ergänzt werden. Werden nur 20 TWh verbraucht, so vermindert sich die Nichtverfügbarkeit auf 2,8%, und bei 19 TWh erreicht man praktisch den Wert 0%. Das heisst, dass 19 TWh als sicher (ohne Risiko) lieferbare elektrische Energie im Winterhalbjahr 1981/82 angesehen werden können. Genauso kann eine risikofreie Versorgung gewährleistet werden, wenn 2 TWh unter Vertrag importiert werden. Ein Block von 2 TWh verschiebt die Nichtverfügbarkeitskurve entsprechend nach rechts. Für den Betrieb ist damit eine Eingriffsmöglichkeit ersichtlich, das Risiko der Nichtdeckung des Verbrauchs zu steuern.

Die Kurve in Figur 4 sagt aber auch, dass im Winter bei einem geplanten Risiko von rund 10% im Mittel ein Exportüberschuss von rund 2,5 TWh auftreten muss. Auf der anderen Seite wäre es aber nicht sinnvoll, mit einem Risiko in der Größenordnung von 50% zu arbeiten, da damit im Durchschnitt jedes zweite Jahr mit einer Unterdeckung gerechnet werden müsste. Die Elektrizitätswirtschaft hat sich in

Erwartungswerte der Energieproduktion in GWh im Winterhalbjahr 1981/82. Tabelle I

Hydraulische Kraftwerke gesamt	13 735 GWh
Konventionell thermische Kraftwerke (installierte Leistung 640 MW)	1 400 GWh
Kernkraftwerke	
Beznau 1 350 MW	1 225 GWh
Beznau 2 350 MW	1 225 GWh
Mühleberg 320 MW	1 120 GWh
Gösgen 920 MW (im 3. Betriebsjahr)	2 744 GWh
Bezugsrechte aus Kernkraftwerken im Ausland	
Fessenheim 267 MW	934 GWh
Bugey 324 MW	1 057 GWh

[2] bezüglich Ausbauplanung so geäusser, dass ein Risiko von 5% zugrundegelegt werden müsse.

Die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen, dass die Schweiz mit einem endlichen Risiko in der Elektrizitätswirtschaft arbeiten musste und eine Sicherstellung der Versorgung im Winter durch entsprechende Importmengen erfolgte.

#### 4. Planung der Betriebsführung

Das Problem der Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie in der Schweiz konzentriert sich auf die Bewirtschaftung der Speicher, auf die Vorsorge vertraglicher Art zur Dekkung von Ausfällen von Kernkraftwerken und auf den Energieaustausch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit den Nachbarländern. Die einzelnen Elektrizitätswerke treffen ihre Entscheidungen eigenständig unter Beachtung der Kleinhaltung des Risikos der Nichtdeckung des Verbrauchs im Prinzip nach den Überlegungen des vorangegangenen Abschnitts.

Die Idee des vorgestellten Modells kann in einer Erweiterung auch auf die Betriebsführung angewendet werden, um die Vorgehensweise bei der Sicherstellung der Versorgung zu systematisieren. Die Grundzüge derselben werden hier aufgrund eines Forschungsprojektes an der ETH Zürich vorgestellt [6].

Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb des Winterhalbjahres nur betriebliche Massnahmen einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben. Dazu gehört auch der Einbezug von Importenergie. Wieviel an Importenergie notwendig ist, wird Gegenstand der Betriebsführung sein, wobei auch in einer Verknappungssituation vorausgesetzt wird, dass ein Energieaustausch auf wirtschaftlicher Basis möglich ist. Möglichkeiten bestehen im Austausch zwischen Tag- und Nachtenergie sowie in einem Austausch zwischen den Monatsenergien. Der letztere Weg ist durch einen gezielten Einsatz der Speicherenergie gegeben. Schliesslich bleibt noch der Betrieb der konventionell-thermischen Kraftwerke.

Um das Wesentliche der Betriebsführung mit einem Speicher aufzuzeigen, wird ein sehr vereinfachtes Modell mit einem einzigen Speicher, einem einzigen Verbraucher und einer Import-/Exportmöglichkeit betrach-

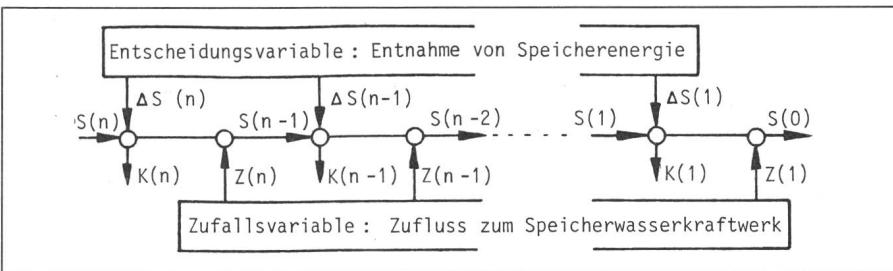


Fig. 5 Mehrstufiges Entscheidungsmodell für die Betriebsführung im Winterhalbjahr

Als Planungsabschnitte können Monate gewählt werden.  
 $S(i)$  Speicherinhalt zu Beginn von Planungsabschnitt  $i$   
 $\Delta S(i)$  Entnahme von Speicherenergie in Abschnitt  $i$   
 $Z(i)$  Zufluss zum Speicher in Abschnitt  $i$   
 $K(i)$  Kosten der Importenergie in Abschnitt  $i$

tet. Der Energieverbrauch für die einzelnen Wintermonate sei bekannt. Import und Export sollen nicht beschränkt sein, jedoch werden die Kosten bzw. Erlöse abhängig von den ausgetauschten Mengen angenommen. Der Zufluss zum Speicher, der die einzige stochastische Grösse darstellt, wird mit einer Gleichverteilung ange- setzt.

Das Winterhalbjahr wird nun Monat für Monat betrachtet. Der Monat wird damit zum Planungsabschnitt, in dem Entscheide über den Einsatz des Speichers und über den Energieaus tausch getroffen werden. Man gelangt damit zu einem mehrstufigen Entscheidungsmodell, das durch die Figur 5 illustriert wird. Die weiteren zahlen mässigen Annahmen können der Tabelle II entnommen werden.

Als Ziel für die Betriebsführung dieses vereinfachten Systems wird die Minimierung des Erwartungswertes der

Kosten der Importenergie für den Planungszeitraum einschliesslich der Kosten für den Import des gerade behandelten Teilabschnitts angesetzt. Dabei muss im letzten Teilabschnitt soviel importiert werden, dass auch unter den ungünstigsten Zuflussverhältnissen der Verbrauch gedeckt werden kann.

Wie im Anhang gezeigt wird, lässt sich eine optimale Politik für die vier Monate einfach bestimmen. Die festgelegten Importmengen sind entsprechend dem Erwartungswert der Zuflüsse relativ bescheiden. Hier zeigt sich der Vorteil der mehrstufigen Entscheidung. Würde man in einem einstufigen Prozess eine Entscheidung über eine Importmenge zu treffen haben, so müsste man sich auf 100 Ee festlegen ( $4E-S-4Z_{\min}$ ). Im vierstufigen Prozess sind es nur 6,25 Ee. Das heisst, die Betriebsführung geht in der ersten Stufe ein relativ grosses Risiko ein und darf es auch eingehen, ohne dass dabei die Versorgungssicherheit im Planungszeitraum gefährdet wird.

Eine weitere Analyse dieses Modells sagt aus, dass eine Betriebsführung dieser Art nur mit nichtlinear abhängigen Kosten sinnvoll ist. Bei konstanten Kosten pro Energieeinheit würde die Betriebsführung auf alleinigen Import der anstehenden Fehlmenge im letzten Teilabschnitt entscheiden. Dies widerspricht auch der Praxis, da sowohl die Importmengen begrenzt sind, als auch eine Kostenabhängigkeit vorhanden ist.

Es sei hier noch erwähnt, dass das Risiko auf jeder Stufe des Entscheidungsprozesses in dem einfachen Modell berechnet werden kann. Es zeigt, wie schon erwähnt, gegen Ende des Bezugszeitraums ein abnehmendes Verhalten.

Die Aussagen dieses einfachen Betriebsführungsbeispiels, die auch allgemeinere Bedeutung haben, können

durch die folgenden Punkte zusammengefasst werden:

- Soweit dies aufgrund der Daten möglich ist, soll der Entscheidungsprozess viele Stufen haben.
- Die Entscheidungen der anfänglichen Stufen sind eher unkritisch.
- Der ganze Entscheidungsprozess ist nur sinnvoll, wenn eine von der Energiemenge abhängige Kostenstruktur besteht oder begrenzte Importmengen zu berücksichtigen sind.
- Durch den mehrstufigen Entscheidungsprozess wird das Risiko in der letzten Stufe praktisch auf null reduziert.

## 5. Verwendung eines stochastischen Modells für die Betriebsführung

Für die praktische Betriebsführung muss das Modell die realen Gegebenheiten des Kraftwerksparks berücksichtigen. Aus den einleitenden Ausführungen ist zu entnehmen, dass als wesentliche Eigenschaften die Verteilung der hydraulischen Erzeugung, die Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke, die Unsicherheiten der Verbrauchsentwicklung, reale Importkosten und Exporterlöse sowie die Eigenheiten des geordneten Lastdiagramms zu berücksichtigen sind. Im genannten Forschungsprojekt [6] ist ein Verfahren entwickelt worden, das erlaubt, die Betriebsführung einer grossen Kraftwerksgruppe in den Monaten des Winterhalbjahres mit dem Ziel zu bestimmen, die Kosten des Energieaustausches unter gleichzeiti ger Einhaltung eines vorgegebenen Risikos zu minimieren. Die Leistungsfähigkeit des Verfahrens wird anhand von Daten für das Schweizer Netz demonstriert.

Das Verfahren benutzt die dynamische Programmierung für die Minimumsuche. Eine analytische Lösung ist wegen der komplexen Zusammenhänge, Nichtlinearitäten usw. nicht möglich. Gegenüber dem vereinfachten Modell des Abschnitts 3 wird mit einem konstanten Risiko über den gesamten Bezugszeitraum gearbeitet. Ist das geeignete Risiko einmal festgelegt, wozu noch Ausführungen folgen, so bestimmt das Suchverfahren in den einzelnen Monaten auszutauschende Tag- und Nachtenergien, Speicherentnahmen und die Erzeugung konventionell-thermischer Kraftwerke, so dass die Betriebskosten (Import-/Exportlerös, Brennstoffkosten) für den Zeitraum beginnend mit dem aktuellen Kalendertag bis zum Ende des Winters (entweder 31. März oder ein-

Beispiel für die Planung der Betriebsführung

Tabelle II

Bezugszeitraum Grösse der Teilabschnitte Speicherinhalt zu Beginn des Bezugszeitraums Energieverbrauch pro Teilabschnitt Kosten eines Imports von $x$ (Ee) in einem Teilabschnitt Minimaler Speicherzufluss pro Teilabschnitt Maximaler Speicherzufluss pro Teilabschnitt Verteilfunktion der Zuflüsse eines Monats	4 Monate 1 Monat $S = 300$ (Ee) $E = 150$ (Ee) $K = x^2$ (Ke) $Z_{\min} = 50$ (Ee) $Z_{\max} = 100$ (Ee)
---	--

Ee = Energieeinheiten, Ke = Kosteneinheiten

schliesslich April/Mai) minimal werden.

Die ausführlichen Analysen anhand der Daten für das Schweizer Netz haben gezeigt, dass das Kostenminimum vom Risiko im Bereich zwischen 5 und 15% weitgehend unempfindlich ist und dass das Arbeiten mit einem konstanten Risiko gerechtfertigt ist. Die dabei ermittelte Speichernutzung entspricht der in der Praxis festgestellten Entleerungskurve. Einflüsse der Tarifstruktur und der Brennstoffkosten wurden in einer Sensitivitätsanalyse [6] untersucht.

## 6. Anwendung des Verfahrens auf die Erzeugungssituation vergangener Jahre

In [6] wurde die Betriebsführung der Winterhalbjahre 1972/73 bis 1977/78 mit den entwickelten Verfahren nachgerechnet. Der Verbrauch der Wintemonate war genau bekannt, die Verteilung der hydraulischen Erzeugung und die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke konnten für die jeweiligen Zeitpunkte bestimmt werden. Die Tarifstruktur war nicht exakt eruierbar, die Einflüsse von Abweichungen wurden jedoch nachträglich in einer Sensitivitätsanalyse untersucht.

Als Beispiele für die Ergebnisse werden im folgenden zwei Untersuchungen diskutiert. Die erste betrifft den Einfluss des Risikos auf den Wert des Kostenminimums. In Figur 6 sind die Verläufe der Kostenminima in Funktion des Risikos dargestellt. Man beachte dabei die logarithmische Darstellung auf der Abszisse. Die absolute

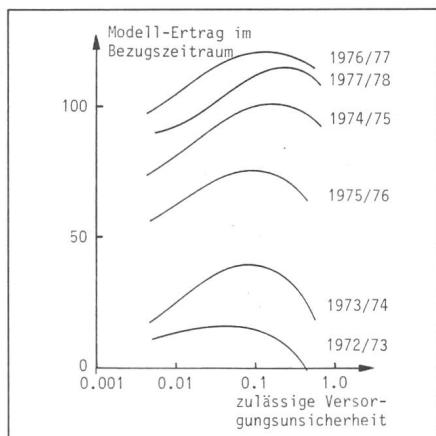


Fig. 6 Modell-Ertrag im Bezugszeitraum als Funktion der gewählten Versorgungsunsicherheit  
Nachgerechnet für den Verbrauch und die hydrologischen Verhältnisse der angegebenen Winterhalbjahre

Tatsächliche Energiedaten in den Bezugszeiträumen vom 1. Oktober bis 31. Mai in TWh

Tabelle III

Jahr	1972/73	1973/74	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78
Energieverbrauch	22,517	22,949	22,776	22,712	23,824	24,722
Produktion der Wasserkraftwerke	15,792	17,837	18,263	17,670	19,943	20,579
Produktion der Kernkraftwerke	4,683	4,559	5,585	5,538	5,777	5,873
Bilanz	- 2,042	- 0,553	+ 1,072	+ 0,496	+ 1,896	+ 1,730

Höhe der Kosten (Erträge) in den einzelnen Wintern sind von der Hydraulizität abhängig und haben mit der Optimierung nichts zu tun. Dies spiegelt sich auch deutlich in der tatsächlichen Erzeugung und in der Bilanz in Tabelle III wieder. Überall dort, wo geringe Erträge errechnet wurden, musste in der Realität Energie importiert werden.

Was jedoch für das Verfahren als wichtig festgestellt werden kann, ist die Unempfindlichkeit gegenüber dem Risiko. Die Ertragsmaxima liegen im Bereich von 0,05 und 0,2 und zeigen einen flachen Verlauf.

Die zweite Untersuchung betrifft den Verlauf des Speicherinhalts während dem Winterhalbjahr in Abhängigkeit des Risikos, wobei die Werte 0,5, 5 und 50% betrachtet wurden. In Figur 7 ist das Ergebnis dieser Untersuchung gezeigt, und zwar in Form des Verlaufs des Speicherinhalts (7a) und der dazugehörigen Import-/Exportenergien (7b). Die hydrologischen Ver-

hältnisse und der Verbrauch entsprechen dem Winterhalbjahr 1975/76.

Trotz des weiten Variationsbereichs des Risikos zeigt der Verlauf des Speicherinhalts nur eine geringe Änderung. Man vergleiche dazu die Schwankungsbreite der tatsächlichen Verläufe des Speicherinhalts in den Winterhalbjahren 1971/72 bis 1978/79 in Figur 8.

Viel aussagekräftiger als der allgemeine Verlauf des Speicherinhalts für die Betriebsführung sind einzelne Parameter des Speicherinhalts. So zeugt eine frühe Absenkung des Speichers im Oktober/November und der tiefe Stand im März/April von der Risikofreudigkeit der Betriebsführung. Die Entnahmen im Dezember/Januar/Februar sind nicht besonders markant für eine bestimmte Strategie.

Wesentlich aussagekräftiger ist der Verlauf von Import/Export in Figur 7b. Dieser zeigt deutlich den hohen Export Anfang Winter und den notwendigen Import Ende Winter, wenn mit hohem Risiko gearbeitet wird.

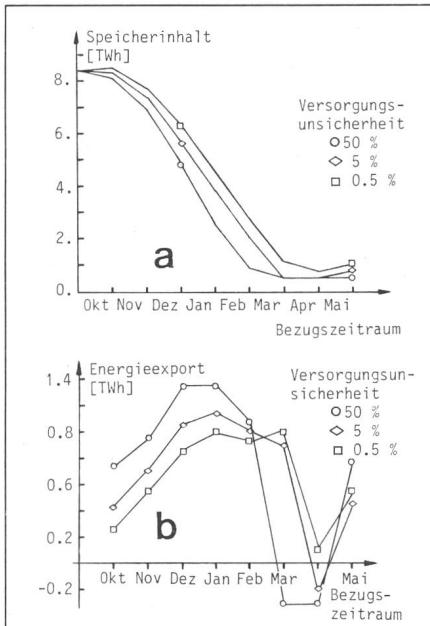


Fig. 7 Verlauf von Speicherinhalt (a) und Energieimport/-export (b) im Winterhalbjahr 1975/76 in Abhängigkeit der Versorgungsunsicherheit

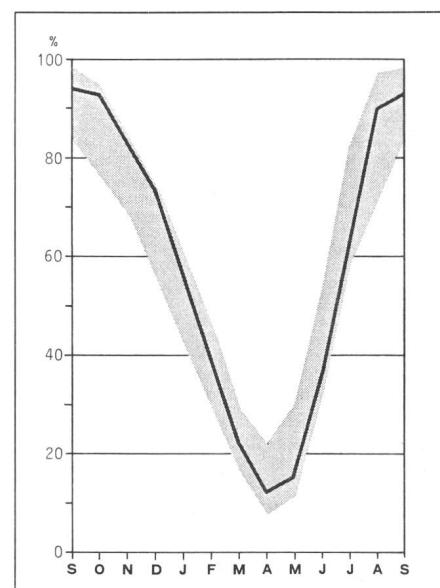


Fig. 8 Verlauf des Speicherinhalts mit Schwankungsbreite der hydrologischen Jahre 1971/72 bis 1978/79

Damit ist vor Augen geführt, dass eine Betriebsführung, gestützt auf statistische Daten, mit einem systematischen Vorgehen die Forderung nach einer hohen Versorgungssicherheit und nach einem befriedigenden betriebswirtschaftlichen Ergebnis erfüllen kann.

## Literatur

- [1] A. Chautems, P.-A. Chamorel et A. Germond: Simulation de l'exploitation annuelle et multiannuelle d'un système de production d'énergie électrique. Lausanne, Centre d'Etude des Réseaux Electriques (CERE), 1982.
- [2] Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1979...1990. Sechster Zehn-Werke-Bericht. Bull. SEV/VSE 70(1979)18, S. 982...1020.
- [3] Das schweizerische Energiekonzept. Schlussbericht. Band I/III. Bearbeitet von der Eidgenössischen Kommission für die Gesamtenergiokonzeption, Bern, Eidgenössisches Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement/Eidgenössische Drucksachen- und Materialzentrale, 1978.
- [4a] Natürliche Zuflüsse zu den Laufkraftwerken. Anhang 11 zum sechsten Zehn-Werke-Bericht. Bull. SEV/VSE 70(1979)18, S. 1015.
- [4b] Natürliche Zuflüsse zu den Saison-Speicherwerken. Anhang 13 zum sechsten Zehn-Werke-Bericht. Bull. SEV/VSE 70(1979)18, S. 1016.
- [5] Operating experience with nuclear power stations in member states 1969...1979. Vienna, International Atomic Energy Agency, 1979.
- [6] E. Amthauer: Energiemodelle für die Kraftwerksausbauplanung und die Betriebsführung von hydro-thermischen Versorgungssystemen. Dissertation der ETH Nr. 6951, Zürich, 1982.

## Anhang

*Bestimmung der optimalen Politik für das Beispiel einer Planung der Betriebsführung*

(siehe Tabelle II im Text)

Unter den getroffenen Annahmen der Gleichverteilung der Zuflüsse und der allei-

nigen Abhängigkeit der Kosten von der Importmenge lässt sich die Importmenge  $\Delta X_i$  analytisch in Abhängigkeit der Stufe  $i$  und des maximal möglichen Energiedefizits  $X_i$  nach den folgenden Beziehungen bestimmen:

$$\Delta x_i = \begin{cases} \frac{1}{i} X_i - \frac{i-1}{2i} (Z_{\max} - Z_{\min}), & \text{wenn } X_i \geq \frac{i-1}{2} (Z_{\max} - Z_{\min}) \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Für den vierstufigen Prozess wurden Zuflüsse entsprechend der Gleichverteilung angenommen. Das maximal mögliche Energiedefizit und die jeweils notwendige Importmenge sind ebenfalls in der Tabelle eingetragen. Die notwendigen Importmengen sind nur Bruchteile des maximal möglichen Defizits des einstufigen Prozesses.

$i$	Zuflussmenge	$X_i$	$\Delta X_i$
1	50	100	6,25
2	100	93,75	14,58
3	50	70,83	22,92
-	-	43,75	43,75