Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 74 (1983)

Heft: 3

Artikel: Betriebliche Kostenminimierung und Versorgungssicherheit im schweizerischen Energieversorgungssystem

Autor: Mauch, S. P.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904755

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: 16.07.2025

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

nuellement dans le cas de la figure 5 est de 2120 GWh, donc un peu plus élevée que les 1531 GWh pompés en 1980, selon le rapport d'activité 1981 de l'UCS.

Remarques 5, 6 et 7

M. Girod a justement relevé que la structure des coûts a une importance majeure sur la gestion du système. La comparaison des figures 5 et 6 en est un exemple. Dans la recherche d'une solution optimale, la technique de calcul utilisée cherche toujours à minimiser un coût. La valeur pratique de la solution trouvée dépend donc de la façon dont on aura réussi à modéliser, par l'intermédiaire de fonctions économiques, les différents objectifs, quelquefois contradictoires, que l'on cherche à réaliser. Dans le cas de l'exploitation normale, ces coûts doivent refléter les coûts effectifs de l'énergie. Dans une situation de pénurie, ces coûts doivent être adaptés pour traduire, par exemple, le fait qu'il peut devenir beaucoup plus difficile de se procurer de l'énergie à l'étranger. C'est ce que nous avons tenté de faire. Le schéma des coûts de la figure 3 est basé sur des rapports de coûts réalistes actuels, fournis par un exploitant, sauf pour l'heure de pointe supérieure, qui a été majorée pour traduire le fait que l'énergie de pointe prend une valeur beaucoup plus élevée en situation de pénurie.

Remarque 8

Nous avons eu connaissance qu'une simulation multiannuelle est utilisée dans en tout cas un autre pays [1] pour la planification de l'approvisionnement en énergie électrique. Un modèle tel que nous l'avons développé permet d'évaluer sans à-priori les coûts et les bénéfices d'une telle gestion.

Remarque 9

Notre scénario fait en effet l'hypothèse qu'aucune nouvelle centrale nucléaire après Leibstadt ne sera en service en 1990, quelles qu'en soient les raisons.

Remarque 10

Nous partageons entièrement le point de vue sur les développements à apporter au modèle proposé. La recherche exposée en partie dans cette série d'articles a surtout porté sur les aspects méthodologiques et théoriques du développement de ces modèles de décision. Les développements ultérieurs et les applications pratiques devront faire appel d'avantage aux exploitants.

(A. Germond, A. Chautems, P.-A. Chamorel)

Bibliographie

[1] *D. Sjelvgren* a.o.: Modelling and Organization of Production Planning System for Hydrothermal Regulation in the Swedish State Power Board. Proceedings of the Power System Computing Conference, Lausanne, 1981.

Betriebliche Kostenminimierung und Versorgungssicherheit im schweizerischen Energieversorgungssystem

1. Die Bewirtschaftungsmodelle der Technischen Hochschulen ETHZ und EPFL

Die drei Publikationen der Technischen Hochschulen Zürich und Lausanne [1; 2; 3] stehen unter dem Thema «Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Verknappungssituationen». Sie zielen darauf ab, «Methoden der Betriebsführung zu entwickeln, um die Versorgungsunsicherheiten in den kritischen Frühjahrsperioden auf ein Minimum zu reduzieren» [2; 3]. Im Gegensatz zu den meisten bisherigen Arbeiten (z.B. [4]) steht dabei nicht die langfristige Kapazitätslösung zur Diskussion, sondern die optimale Bewirtschaftung des in einem bestimmten Winterhalbjahr vorhandenen Kraftwerkparkes, insbesondere der hydraulischen Speicherwerke. Transport- und Verteilungsnetze bilden nicht Gegenstand der Untersuchungen. Die Betriebsmodelle befassen sich mit den Zusammenhängen zwischen Produktion, Lastnachfrage und Import/Export. Sie berücksichtigen die stochastischen Eigenschaften auf der Produktionsseite (Hydraulizität und Verfügbarkeit der thermischen Werke). Die Bewirtschaftung der Speicherseen, der fossil-thermischen Kapazitäten und des Import-/Exportaustausches wird so optimiert, dass die Betriebskosten über eine «Wintersaison» (bzw. über mehrere Jahre) unter einer Reihe von Randbedingungen minimal werden. Die einzelnen Kostenfunktionen (quadratisch) und die Randbedingungen sind so formuliert, dass sich das Optimierungsproblem mittels quadratischer Programmierung analytisch exakt lösen lässt [3]. Für die Importmengen werden keine Randbedingungen formuliert. Für Strom-Importe und -Exporte werden mathematische Preisfunktionen angenommen, die mit der Menge (in jedem einzelnen Zeitintervall) linear zunehmen (Importe) beziehungsweise abnehmen (Exporte).

Die optimierten Steuerungsvariablen des Modells sind also einmal der zeitliche Einsatz der Saisonspeicher, der fossilen Kraftwerke, der Importe und Exporte. Zusätzlich konzentriert sich eine der Arbeiten [3] speziell auf die Lastbeeinflussung als weitere Steuerungsvariable. Dabei wird angenommen, dass in jedem Zeitintervall eine bestimmte Energiemenge d_i aus der Hochlastzeit in die Schwachlastzeit umgelagert werden kann, indem bestimmte Verbraucher in der Hochlastzeit ihre Last reduzieren und nur einen Teil t_b dieser Menge in Schwachlastzeiten vor- oder nachbeziehen, während der restliche Teil $(1-t_b)$ gespart würde (t_b wird mit 0,8 angenommen). Eine solche Umlagerung könnte technisch zum Beispiel durch eine Ausdehnung der in der Schweiz bereits praktizierten Rundsteuerung erreicht werden.

2. Betriebliche Optimierung und Erhöhung der Versorgungssicherheit

Die genannten Eigenschaften prägen die vorgestellten Methoden als Modelle zur betrieblichen Optimierung durch Minimierung der Betriebskosten eines gegebenen Kraftwerkparkes bei gegebener Nachfrage über die zu optimierende Zeitperiode (z.B. eines Winters) und bei bekannten (linearen) Preisfunktionen, insbesondere für Importe und Exporte. Aus dieser Sicht stellen sie ein Instrument dar, um bei gegebenen Umweltbedingungen (Preise, Nachfrage, Hydraulizität usw.) die (durch Lastbeeinflussung modifizierte) Nachfrage kostenoptimal zu befriedigen. Insbesondere scheinen die Modelle gut geeignet, die Bewirtschaftung der Speicherseen noch «präziser» als bis anhin möglich zu optimieren: indem mit vorkalkulierten geplanten Risiken die Speicherseen im Frühling tiefer «ausgefahren» werden können, weil das Kostenrisiko von vorübergehend erhöhten Importen im Frühjahr mit in der Risikoanalyse eingebaut ist. Mit Blick auf dieses Anwendungsziel wird die vorgesehene Weiterentwicklung der Modelle nützlich sein, mit der die zu erwartende Unsicherheit des Wasserangebotes und des Verbrauches in der konkreten Bezugsperiode zusammen mit den statistischen Daten der Vergangenheit einbezogen werden soll.

Hingegen mag es für den Leser schwieriger sein, zu erkennen, inwiefern die Modelle aus praktischer Sicht auch ein Instrument darstellen, um in Verknappungssitua-

Dr. S. P. Mauch, dipl. Ing. ETH, INFRAS, Infrastruktur- und Entwicklungsplanung, Umwelt- und Wirtschaftsfragen, Dreikönigstrasse 51, 8002 Zürich.

tionen die Versorgungssicherheit mit Elektrizität in der Schweiz möglichst hoch zu halten. Die folgenden Gedanken sollen diese Frage erläutern:

In der Praxis stellt sich die Frage der Versorgungssicherheit bei Verknappungssituationen nicht primär von der Kostenseite her, sondern von der Verfügbarkeit von Elektrizität überhaupt. Für die Schweiz ist der Engpassfaktor auf nationaler Ebene die über den Winter total verfügbare *Menge* (GWh), nicht die Produktionskapazität (MW)[1]). Dieser Faktor ist einerseits durch die mit dem schweizerischen Kraftwerkpark erzeugbare Energiemenge und anderseits durch die mögliche (Netto-)Importmenge in einer Verknappungssituation gegeben. Bei Verknappungssituationen stehen deshalb die folgenden Fragen im Vordergrund:

- Wie kann die Verbrauchsmenge (in GWh) über den Winter reduziert werden? (Wieviel kann man wegsparen?)
- Wie kann ein noch verbleibendes Defizit aus der schweizerischen Produktion durch Importe sichergestellt werden? (Die Kosten für die Importelektrizität sind in dieser Situation erst von zweitrangiger Bedeutung.)
- Wie kann die Reservehaltung im internationalen Verbund wirtschaftlicher geplant und gestaltet werden als auf nationaler Basis?

[1]) Auf lokaler Ebene kann – je nach Situation – die Kapazität der Verteilnetze ein zusätzlicher Engpassfaktor sein. Transport- und Verteilnetze bilden jedoch nicht Gegenstand der Untersuchungen.

In einer extremen Verknappungssituation kann die Produktionskapazität während der kritischen Frühlingstage ebenfalls zum Engpassfaktor werden, wenn gleichzeitig alle Speicherseen bis tief unter die üblichen Minimalreserven entleert sind, weil während der letzten paar Meter Stauhöhe die Leistung aus Sicherheitsgründen stufenweise herabgesetzt werden muss [3, Abschnitt 6].

Diese Hauptfragen werden von den Modellen nicht direkt angegangen. Aus den Resultaten der als Beispiele durchgeführten Berechnungen kommt dies zum Ausdruck: Eine steigende Diskrepanz zwischen schweizerischer Nachfrage und Produktion absorbieren die Modelle im wesentlichen dadurch, dass die (kostenoptimale) Importmenge entsprechend erhöht wird.

Nun wird aber erwartet, dass gerade dies eine der kritischen Engpassgrössen ist. Zwar kann im Modell eine Verknappung der Importelektrizität über die Kostenfunktionen dadurch berücksichtigt werden, dass der progressive Kostenfaktor B_{fi} erhöht wird (theoretisch bis auf unendlich). Als Folge davon würden wohl die kostenoptimalen Importe abnehmen, aber die Versorgungs*un*sicherheit entsprechend zunehmen. Die Auswirkung der zur Diskussion stehenden betrieblichen Optimierung ist deshalb nicht in erster Linie eine Erhöhung der Versorgungssicherheit, sondern eine Minimierung der Kosten, unter der Annahme, dass die über den ganzen Winter nachgefragte Energiemenge (mit Importen) verfügbar ist. Binnenwirtschaftlich trägt die Umlagerung von Hochlastbezügen auf Schwachlastzeiten nur in dem Masse zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei, als dabei Energie gespart wird. In den Beispielrechnungen beträgt dieser Anteil etwa 0,4% der gesamten Winterenergie, dies aufgrund der Annahme, dass jeweils ⅕ der umgelagerten Energie nicht nachbezogen, sondern gespart wird.

Zwar ist es theoretisch richtig, dass auch in einer Verknappungssituation eine kostenoptimale Lösung anzustreben ist. Gegenüber einer mehr oder weniger normalen Versorgungssituation können sich dann aber die Kostenfunktionen beträchtlich verändern. Es ist möglich, dass die lineare Kostenfunktion für Importe weitgehend theoretisch wird und mit praktischen Situationen nur wenig zu tun hat. Diese Kostenfunktion müsste dann nämlich aus den Opportunitätskosten für den Fall hergeleitet werden, dass die nachgefragte Energie auch mit Importen nicht gedeckt werden kann [4]. Aus Tabelle III in [3] geht hervor, zwar nur implizite, dass die Importkosten den grössten Teil der Gesamtkosten ausmachen, was darauf hinweist, wie sensitiv die Importkostenfunktion sein kann. (In dieser Tabelle sind die Importpreisfunktionen so angesetzt, dass bei geringen Importen ein Preis von etwa 5,5 Rp./kWh entsteht und bei Stromimporten von 1000 GWh pro Monat etwa 8,5 Rp./kWh.)

Die Autoren weisen mit Recht darauf hin, dass ihre Modelle für «mittlere Verknappungssituationen» anwendbar sind, dass jedoch sehr ausgeprägte Verknappungsfälle mit den behandelten Methoden nicht beherrschbar sind. Die oben erläuterten Überlegungen bedeuten in diesem Zusammenhang folgendes: «Mittlere Verknappungssituationen», für welche der präsentierte Ansatz der Kostenminimierung geeignet erscheint, sind solche, bei denen die Importe (mit Sicherheit) verfügbar sind, um das vorhandene Defizit in der Versorgung durch den schweizerischen Produktionspark zu decken. Wenn dieses Voraussetzung nicht mehr gegeben wäre, müsste der Formulierungsansatz – z.B. wie oben angedeutet – modifiziert werden.

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. Bull. ASE/UCS 74(1983)3, p. 103...108.

[2] *E. Amthauer* und *H. Glavitsch:* Erhöhung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätswerk: Modelle und Einsatzplanung der Kraftwerke im Winterhalbjahr. Bull. SEV/VSE 74(1983)3, S. 109...114.

[3] *E. Wiedemeier* und *H. Glavitsch:* Erhöhung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätswerk: Lastbeeinflussung und Kurzzeitbetrieb. Bull. SEV/VSE 74(1983)3, S. 115...122.

[4] Reservestellung in der Elektrizitätserzeugung. Schriftenreihe des Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW) Studie Nr. 14. Bern, Eidgenössische Drucksachen- und Materialzentrale (EDMZ), 1980.

Replik der Autoren

Die Autoren danken Herrn Dr. Mauch bestens für seinen Diskussionsbeitrag, der einerseits eine Zusammenfassung der wesentlichen Punkte der drei Aufsätze wiedergibt, anderseits versucht, ein Hauptanliegen, nämlich die Beherrschung der Verknappung, zu erläutern.

Zum letztgenannten Punkt seien vorerst einige allgemeine Bemerkungen angebracht. Die Problemstellung und der Lösungsansatz gehen davon aus, dass die Verknappung einerseits durch Umverteilung von Energie (Tag, Nacht, Saisonunterschiede), anderseits durch Importe beherrscht werden kann. Hier bietet sich die Optimierung für die Suchprozesse an. Diese ist somit in erster Linie als Hilfsmittel anzusehen; dass dabei eine Kostenminimierung einhergeht, ist für die Verknappung sekundär. Wenn durch die Optimierung die beste Umverteilung gefunden ist, bleibt eine Importmenge, die nach einer kostenmässigen Bewertung ebenso wieder optimal verteilt ist. Die Importmenge ist mit diesem Vorgehen jedoch nicht mehr weiter reduzierbar. Dem Anliegen der Reduktion der Importengpässe, wie es im Diskussionsbeitrag zum Ausdruck kommt, kann nur durch Sparen, Lastbeeinflussung und schliesslich Lastabschaltung näher gekommen werden. Im dritten Aufsatz ist davon eine der Massnahmen berücksichtigt. Darüber hinaus sehen die Autoren solche Massnahmen zur Beherrschung der Verknappung ausserhalb der dargelegten Vorgehensweisen.

Zur Präzisierung der Vorgehensweise im dritten Aufsatz noch einige Bemerkungen.

Das Modell zerfällt in zwei Teile (Stufen): das Optimierungs- und das Zuverläs-