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: Remarques sur l'article "Simulation de l'exploitation annuelle d'un système de production d'énergie électrique"

Autor: Girod, Marc

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904754

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: 10.12.2025

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

Discussion des trois articles précédents

Remarques sur l'article «Simulation de l'exploitation annuelle d'un système de production d'énergie électrique»

Dans leur article, les auteurs étudient de façon *théorique* l'exploitation d'un système de production d'énergie électrique *réel*, celui de la Suisse. Du point de vue d'un *exploitant*, l'article appelle quelques commentaires. En particulier, certaines valeurs admises, suppositions de base ou contraintes devraient être adaptées quelque peu pour bien correspondre à l'exploitation rationnelle ou prudente du réseau suisse.

1. Le diagramme de la figure 5 montre par exemple que l'énergie accumulée disponible pour l'hiver est répartie de façon absolument régulière sur toute la période, tandis que les variations de la consommation sont compensées par l'importation. Une telle exploitation conduirait à renoncer volontainement au deuxième grand avantage des centrales d'accumulation après le report des apports d'été sur l'hiver: la flexibilité. Il est certainement plus rationnel et plus économique de stabiliser les importations et de compenser les variations de la consommation à l'aide des aménagements à accumulation.

Dans le même ordre d'idées, le «trou de Noël/Nouvel-An» ne fait pas apparaître une diminution des importations, mais plutôt le contraire. En effet, il arrive fréquemment que l'on puisse importer de l'énergie meilleur marché pendant cette période.

2. Dans le même diagramme de la figure 5, l'abaissement des lacs d'accumulation au printemps est beaucoup trop important. Dans le sixième Rapport des Dix (juin 1979), également consulté par les auteurs, les dix grandes entreprises sont d'avis qu'il est nécessaire de disposer d'une réserve de 20% le 31 mars. Après la mise en service de la centrale nucléaire de Leibstadt, cette valeur devra probablement être augmentée.

3. Le pompage d'hiver représenté sur le même diagramme est trop important. La valeur relative des différentes qualités d'énergie (voir aussi point 6 ci-après) est telle en hiver que la valorisation d'énergie d'heures creuses en énergie d'heures pleines n'est en général plus rentable. Le pompage/turbinage d'hiver est actuellement limité à la nécessité de se procurer de l'énergie de pointe, il est donc très restreint. Cette situation ne changera probablement pas prochainement, car la réserve de puissance en Suisse sera suffisante encore pendant plusieurs années.

4. Dans le même ordre d'idées, le pompage/turbinage d'hiver ne se justifie, avec les valeurs de la figure 3, que pour la production d'énergie de pointe, donc pendant 5 heures par semaine. Avec 1000 MW de puissance de pompage (voir annexe 1) et le rendement admis de 0.7, on obtient donc 7 GWh de pompage par semaine, donc bien moins que ce qui ressort du diagramme de la figure 5.

5. Les défauts mentionnés sous 1. et 3. sont en partie modifiés, mais pas complètement éliminés, dans le diagramme de la figure 6.

6. Comme il est dit sous point 3.1.b), le schéma des coûts a une très grande influence sur la gestion du système. A notre avis, le rapport des différentes qualités d'énergie est trop important (fig. 3), particulièrement en ce qui concerne l'hiver, de même que pour les heures de pointe en hiver et en été. Quant à la figure 6, elle représente des valeurs encore plus extrêmes.

7. Dans la pratique, le coût du GWh importé est en général supérieur à celui du GWh exporté. La diminution du pompage/turbinage de la figure 6, avec des prix d'importation augmentés, n'est donc nullement étonnante.

8. La simulation triannuelle est un cas purement théorique. Il est bien évident qu'il est très utile d'avoir des lacs d'accumulation pleins au début d'un hiver de pénurie.

9. Il n'est pas exact de parler d'«interruption du programme de construction de centrales nucléaires après Leibstadt» (voir points 3.1 et 3.2). En effet, même si l'on est très optimiste sur l'octroi d'une autorisation, la prochaine centrale nucléaire ne pourra en aucun cas entrer en service avant 1989/90.

10. Ceci dit, il faut bien reconnaître qu'il peut être très utile de disposer d'un modèle permettant d'analyser la situation à prévoir à la fin de la décennie en cas de pénurie. Pour cela, il serait avantageux de développer le modèle agrégé de la figure 2, qui est très simplifié. En particulier, il faudrait probablement simuler les lacs d'accumulation, qui ont des caractéristiques d'exploitation parfois très différentes, par deux ou trois bassins équivalents différents.

Il serait probablement très utile de pondérer certaines relations ou suppositions. Comme le remarquent les auteurs dans leurs conclusions, «les simplifications et équivalences admises pour le système ne peuvent conduire qu'à des résultats *optimistes* par rapport à la réalité.»

Mais avant tout, il nous paraît nécessaire que les théoriciens prennent contact avec les exploitants pour fixer les bases de départ, qui ne sont pas toujours faciles à déter-

Marc Girod, Vice-directeur, Aar et Tessin SA, 4600 Olten.

Réponse des auteurs

Nous tenons à remercier M. Girod pour ses remarques et suggestions constructives. Avant d'y répondre en détail, il nous paraît important de préciser qu'on a développé dans cette étude un *modèle* destiné à évaluer des conditions d'exploitation *anormales* (pénurie) dans une situation future hypothétique (scénario 1990). Il n'est donc pas étonnant que les résultats ne correspondent pas à l'exploitation jugée rationnelle dans la situation normale actuelle.

Remarque 1

Il convient de préciser tout d'abord que les valeurs d'énergie reportées en ordonnée du diagramme sont des totaux hebdomadaires (fig. 5, 6, 8). La modulation de la puissance à l'intérieur de chaque semaine existe, mais n'apparaît pas sur le diagramme. Les coûts égaux attribués aux importations et exportations dans le cas de la figure 5 conduisent effectivement à une répartition régulière de la production. Le trou de Noël/Nouvel-An fait apparaître, dans notre calcul, une diminution des importations car nous n'avons pas fait l'hypothèse d'un coût d'importation plus avantageux pendant cette période.

Remarque 2

Nous avons admis de maintenir une réserve moins importante que dans l'exploitation usuelle, du fait que l'on se trouve déjà, selon notre scénario, dans une situation de pénurie. Cette hypothèse a pour but d'évaluer quelle serait l'énergie maximum disponible à partir des bassins d'accumulation, dans les conditions les plus optimistes. Cette question de l'exploitation dans les quelques semaines de la fin du semestre d'hiver a d'ailleurs été approfondie, avec une approche probabiliste, dans l'article de MM. *Amthauer* et *Glavitsch* (voir leur fig. 7).

Remarques 3 et 4

Nous admettons également que, avec les coûts de la figure 3 et un rendement de 0.7, la production rentable d'énergie de pointe n'est possible qu'à raison de 5 h par semaine. Mais le pompage correspondant peut être réparti sur les 70 h hebdomadaires de bas tarif. Avec une puissance de pompage de 1000 MW au maximum et un rendement de 0.7, nous obtenons 40 GWh de pompage par semaine, et donc 28 GWh de turbinage correspondant, répartis sur 5 h. Il faut reconnaître que le modèle à un bassin ne permet pas de distinguer quelles sont, parmi la puissance totale installée, les turbines raccordées à des installations de pompage/turbinage. Il conviendrait donc de remédier à cette simplification par un modèle à deux bassins au moins, comme M. Girod l'a suggéré dans sa remarque no 10. Pour fixer les ordres de grandeur, l'énergie pompée an-

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.