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: 71 (1980)

Heft: 20

Artikel: Die Rolle hydraulischer Spitzenkraftwerke in der zukünftigen Energieversorgung Westeuropas

Autor: Goldsmith, K.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905291

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: 21.01.2026

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

von Kraftwerken, Übertragungs- und Verteilanlagen. Nur sehr beschränkt ist ihre Aussagefähigkeit aber bei grossräumiger Anwendung zum Beispiel auf gesamtschweizerischer Ebene. Je nach Definition und Wahl der Parameter für die Grenzkostentheorie lässt sich nämlich praktisch jedes Ergebnis erzielen – die Grenzkosten widerspiegeln demzufolge mehr oder weniger nur die Meinung oder Zielsetzung des mit der Berechnung oder mit der Berechnungsmethodik Beauftragten. Dies gilt insbesondere bei der Übertragung der Grenzkostentheorie auf die Tarifgestaltung für den Strombezüger.

Literatur

[1] Begriffsbestimmungen für Elektrizitätstarife, UNIPEDE, Dezember 1972.
[2] *Y. Balasko,* Formes optimales de tarification de l'électricité. Rapport 2.2 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
[3] *UNIPEDE:* Adéquation des tarifs aux impératifs financiers et à l'évolution des coûts. Rapport 2.5 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
[4] *B.-O. Helzén:* Coûts marginaux à court terme. Rapport 60.05 du Congrès UNIPEDE de Vienne, 1976.
[5] *B.H.F. Johnson* and *R.W. Orson:* Relation entre le coût marginal à long terme et la pratique comptable en particulier en période d'inflation. Rapport 2.6 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
[6] *J. Holdo* et *B. Söderström:* Contrôle financier et tarification au coût marginal. Rapport 2.7 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
[7] *R. Forman:* La pratique des coûts marginaux. Rapport 60.1 du Congrès UNIPEDE de Varsovie, 1979.
[8] *R. Forman:* Annexe au rapport particulier sur la pratique des coûts marginaux. Document 60/D.1 du Congrès UNIPEDE de Varsovie, 1979.
[9] *Infras:* z.B. im Energieleitbild für den Kanton Schaffhausen, Februar 1980.
[10] *E. Keppler:* Der Stromtarif – Spielball unserer Politik? Die Elektrizität, 3/1980.
[11] *S. Mauch, U. Mauch* und *E. Ledergerber:* Warum die Stromtarife geändert werden müssen. Basler Zeitung vom 12./14./15. Januar 1980.
[12] Motion von Nationalrat Jäger vom 6. Dezember 1979 über Energiepolitik.
[13] Jenseits der Sachzwänge. Ein Beitrag der Umweltorganisationen zur schweizerischen Gesamtenergiekonzeption, September 1978.
[14] *E. Ledergerber:* Wege aus der Energiefalle. Verlag Rüegger, 1979, Seite 190.
[15] *J. Mutzner:* Stromtarife in der Schweiz. Die Elektrizität, 3(1980).
[16] Untersuchung über die Kosten der Elektrizitätsversorgung. Unveröffentlichte Studie des VSE z. H. der Eidg. Energiekommission. Mai 1980.
[17] *P. Fornallaz,* Inserat in der Neuen Zürcher Zeitung, Zürich, vom 18. Juni 1980.

Adresse des Autors

J. Mutzner, dipl. Ing. ETH, Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, 8023 Zürich.

Die Rolle hydraulischer Spitzenkraftwerke in der zukünftigen Energieversorgung Westeuropas [1])

Von K. Goldsmith

Im Bericht wird erläutert, dass die flexible Betriebsweise hydraulischer Spitzenkraftwerke von wachsender Bedeutung in der zukünftigen Produktionsstruktur der westeuropäischen Elektrizitätsversorgung sein wird.

Ce rapport explique l'importance croissante qu'auront à l'avenir les centrales hydrauliques «de pointe» en Europe occidentale en raison de leur souplesse de fonctionnement.

1. Einleitung

Unter den heutigen Umständen ist es eine schwierige Aufgabe, Prognosen über die zukünftige Entwicklung des Energieangebots und Bedarfes in Westeuropa abzugeben. Die national und sektoriell unterschiedliche wirtschaftliche Entwicklung, die fast zufällig Substitution einer Energieform durch eine andere, die abnehmende Elastizität des Energiebedarfs gegenüber Preiserhöhungen, der Energiemangel und die Verzögerungen in den Bauprogrammen der Kraftwerke führen zu planungstechnischen Unsicherheiten und bilden eine ungenügende Basis für die Formulierung von Bedarfsprognosen. Solche Prognosen sind aber unentbehrlich zur Bestimmung der Kraftwerkstypen im Rahmen der Gesamtentwicklung der Netze. Die Lebensdauer neuer heute geplanten Kraftwerke erstreckt sich über die nächsten 35–40 Jahre. Man kann aber die Entwicklung der Energielage für nur einen Bruchteil dieser Periode mit einiger Sicherheit voraussehen.

Diese Erörterungen führen zum Schluss, dass Kraftwerkplanungen sehr flexibel sein müssen, damit sie den sich ändernden Umständen angepasst werden können. Das gilt besonders für hydraulische Speicherprojekte, die ein grosses Speichervolumen im Verhältnis zum Wasserzufluss darbieten. Die Rolle, die solche Projekte in der zukünftigen Energieproduktionsstruktur Westeuropas zu spielen haben, ist Aufgabe dieses Berichtes.

[1]) Beitrag zum Symposium der Europäischen Wirtschaftskommission der Vereinigten Nationen über die «Situation der Wasserkraftwerke im Rahmen der neuen Energiesituation und die damit verbundenen Probleme», Athen, 5.–8. November 1979.

2. Energieperspektiven

Gegenwärtige Prognosen der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG), die 74 % der Bevölkerung Westeuropas umfasst, erwarten ein jährliches Anwachsen des Gesamtenergiebedarfs von durchschnittlich etwa 3,2 %. Energiesparmassnahmen und der wachsende Widerstand der Verbraucher gegenüber steigenden Energiepreisen werden vermutlich zu einer Verminderung der jährlichen Wachstumsraten führen, von 3,7 % in der Periode 1978–1980 auf 3,4 % im Zeitraum 1981–1985 und schliesslich auf 3 % in der Periode 1986–1990, wobei die letztere Zahl als rein spekulativ zu betrachten ist.

Solange die Elektrizitätsversorgung der EWG keinen politischen Einschränkungen unterworfen ist, kann man erwarten, dass die Elektrizität zunehmend einen grösseren Anteil des Gesamtenergiebedarfs übernehmen wird, von 29 % im Jahre 1978 auf rund 35 % in 1990. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Zunahme des Elektrizitätsbedarfs von 5,2 %. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Ölpreise weiter steigen werden und dass sich das Angebot vom Erdgas in Westeuropa nicht wesentlich erhöhen wird.

Sofern neue Gasvorräte gefunden werden, könnte sich das Preisverhältnis Elektrizität/Gas zu Ungunsten der Elektrizität entwickeln. Auch die Wärme-Kraft-Kopplung könnte den Elektrizitätsbedarf in kälteren Regionen beeinträchtigen. Anderseits wird von neuen Energiequellen – Sonne, Wind, Gezeiten und Geothermie – innerhalb der nächsten zehn Jahre keine wesentliche Verminderung des Elektrizitätsbedarfs erwartet. Aus diesen Betrachtungen ergibt sich eine untere jährliche Wachstumsrate von ungefähr 3 %.

Die oberen und unteren geschätzten Zuwachsraten führen zu den Werten gemäss Tabelle I.

Diese Zahlen zeigen eine Unsicherheitsmarge von 50% für eine Periode von nur 12 Jahren.

Von der Produktionsseite her gesehen erscheint es sehr zweifelhaft, ob die obere Zuwachsrate erreicht werden kann. Sie würde eine siebenfache Erhöhung der nuklearen Kapazität zwischen 1978 und 1990 (um 17,5% p.a. auf total 950 TWh oder 155 GW) bedingen. Demgegenüber erhöht sich die Leistung der konventionell-thermischen Kraftwerke nur um 31% (um 2% p.a.), während die hydraulische Kapazität als praktisch konstant bleibend eingeschätzt wird. Ein realistischerer Entwicklungsplan muss aber die zu erwartenden Verzögerungen der nuklearen Programme in Rechnung setzen. Neuere Prognosen der EWG sprechen von einem Nuklearprogramm von maximal 130 GW bis 1990, aber auch das ist vermutlich zu optimistisch. Eine wesentliche Beschleunigung des Kohlenkraftwerk-Bauprogrammes stösst auf Widerstand der Umweltschützer. Somit könnte die Elektrizitätsproduktion wieder dem Ölmarkt zugewiesen werden, was zu einer ausgeprägten Energiekrise in der Mitte der 80er Jahre führen könnte. Diese Krise würde nicht auf einer wirklichen Knappheit von Primärenergie beruhen, sondern auf einer Verzögerung der Ausbeutung.

Die Grenzkosten der im wesentlichen auf fossilen Brennstoffen beruhenden Elektrizitätserzeugung der EWG wachsen so stark an, dass zeitbedingte Unterschiede – selbst zwischen Tages- und Nachtenergie – kleiner werden und damit der Anreiz zur Verbesserung der Belastungskurven langsam verschwindet. Die Energieknappheit wird sich dann gleichmässig über Grundlast und Spitzenlast verteilen; andrerseits wird sie den Bau von neuen Produktionsanlagen aller Kraftwerktypen verlangen.

3. Die Zukunft der Wasserkraftwerke

Zuerst ist zu untersuchen, wie weit noch ausbaufähige Wasserkraftreserven bestehen, die rechtzeitig zur Behebung der Energieknappheit beitragen könnten. Verschiedene Quellen – z.B. auch die Weltenergiekonferenz – schätzen, dass die hydraulische Energieproduktion innerhalb des EWG-Raums zwischen 1978 und 1990 noch um 15–20% erhöht werden kann. Dabei kommen die folgenden Gesichtspunkte ins Spiel:

1. Die Verzögerungen der nuklearen und thermischen Kraftwerksbauprogramme lenken grössere Aufmerksamkeit auf Wasserkraftwerke von wirtschaftlich nur margineller Ausbauwürdigkeit; derartige Projekten werden laufend attraktiver.

2. Andrerseits haben auch Wasserkraftwerke ihre Umweltgegner. Die öffentliche Meinung ist durch die Debatte über die nuklearen und konventionell-thermischen Projekte empfindlicher geworden und die Grenzen der Akzeptierbarkeit von bisher marginellen Projekten sind gesunken, mit dem Resultat, dass die Realisierung von auch technisch und wirtschaftlich aussichtsreichen hydraulischen Projekte stark verzögert wird.

Tabelle I

Zuwachsrate	% p.a.	Gesamtbedarf 1990 (TWh)	Zuwachs über 1978 (%)
Obere	5,2	2250	86
Untere	3,0	1700	43

3. Angesichts der Schwierigkeit, neue hydraulische Projekte zu finden und zu realisieren, wird die Aufmerksamkeit zunehmend auf den marginellen Sektor der Wasserkraftentwicklung gelenkt, besonders auf:

a) den weiteren Ausbau existierender Wasserkraftwerke, deren Arbeitsvermögen noch nicht voll ausgenutzt ist;

b) den Umbau solcher Kraftwerke durch Installierung neuer Maschinen von höherem Wirkungsgrad;

c) die Kapazitätserweiterung existierender, oder neuer, Kraftwerke durch Erhöhung ihrer Spitzenleistung;

d) die Erstellung von Pumpspeichern ohne natürliche Zuflüsse.

In den Fällen (a) und (b) ergeben sich zusätzlich Leistung und Energie, in den Fällen (c) und (d) nur zusätzliche Leistung.

Wenn man davon ausgeht, dass unter den unter 2 erläuterten Umständen jede ausbaufähige Energiequelle tatsächlich realisiert werden wird, so sind in erster Linie energieproduzierende Projekte [Fall (a) und (b)] soweit wie möglich auszubauen. Das Arbeitsvermögen solcher Projekte wird in der Zukunft wohl keinen Kapazitätseinschränkungen unterliegen. Ein schwierigeres Problem bieten Projekte, bei denen durch Kapazitätserweiterung keine zusätzliche Energie erzeugt werden kann, sondern nur eine Erhöhung der Leistungsspitze [Fall (c) und (d)] erfolgt.

Überhöhte Maschinenkapazitäten können in manchen hydraulischen Projekten einen relativ billigen Weg zur Erzeugung grösserer Nutzleistungen bieten. Es ist aber zu beachten, dass in auf natürlichen Zuflüssen beruhenden Projekten diese zusätzliche Leistung von den Wasserverhältnissen abhängig ist und die Spitzenleistungen nicht in jedem Fall zur Verfügung stehen, im Gegensatz zum Beispiel zu Pumpspeichern oder thermischen Spitzenkraftwerken. Die hydraulischen Kapazitätsschwankungen sind bei grossen Speichervermögen kurzfristig wenig bedeutsam, aber langfristig verursachen sie eine beachtliche Unsicherheit im Netzbetrieb. Dies ist bei der wirtschaftlichen und betrieblichen Beurteilung eines Umbaus oder Neubaus in Betracht zu ziehen.

4. Der Einsatz hydraulischer Spitzenkraftwerke

Hydraulische Spitzenkraftwerke bieten eine wirksame und flexible Quelle regelbarer Leistung an, die sich rasch den Belastungsschwankungen des Netzes anpassen kann, aber von einem ausreichenden Speicherinhalt abhängig bleibt. Der Markt für Spitzenleistung setzt sich aus vier Elementen zusammen:

1. der Belastungsspitze des Netzes: in Westeuropa ist das die maximale Tages- und Saisonbelastung mit einer Jahresausnutzung von weniger als 2200 h. Diese Belastung ergibt sich aus dem simultanen Energiebedarf im Netz; ihre relative Grösse und ihr Energieinhalt wird sich in der voraussehbaren Zukunft kaum ändern. Trotz vieler Massnahmen zur Verbesserung der Netzbelastungsstruktur ist der Energieinhalt der Belastungsspitze (unter 2200 h/a) der EWG-Länder während der Periode 1958–1978 bei etwa 1% des Tagesenergieverbrauchs geblieben;

2. den Zufallsspitzen, die sich aus unvorhersehbaren Ereignissen ergeben (z.B. den «Fernsehspitzen»);

3. der durch Ausfall anderer Kraftwerke oder Leitungen verursachten Stossbelastung (zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz). Ausfälle werden bei der wachsenden Kapazitäts-

verknappung in Westeuropa voraussichtlich vermehrt auftreten und die Versorgungssicherheit beeinträchtigen;

4. den Ersatz thermischer Spitzenproduktion durch Wasserkraft, was bei günstigen hydraulischen Verhältnissen zu wesentlichen Brennstoffeinsparungen führen kann.

Der Markt für hydraulische Spitzenenergie besteht deshalb

– aus einem prognostizierbaren Anteil [Punkt (1)], der in die Netzplanung einbezogen werden kann;

– aus einem unvoraussehbaren Teil [Punkte (2), (3) und (4)], der von Fall zu Fall zu decken ist.

Bei der Planung von hydraulischen Spitzenkraftwerken ist zu entscheiden, welches Gewicht diesen Unwägbarkeiten beizumessen ist.

5. Langfristiger Netzausbau

Eine zunehmende Energieverknappung in Westeuropa wird wahrscheinlich die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung beeinträchtigen. Nicht jeder Bedarf wird zu jeder Zeit gedeckt werden können. Der Bedarf muss deshalb nach Bedeutung und Umfang klassifiziert werden. Dies kann z.B. durch Abschaltungen vom Netz erfolgen, sei es in Übereinkunft mit dem Verbraucher oder nicht vorausprogrammiert. Damit erhalten Betriebsreserven erhöhtes Gewicht. Sie werden mehr und mehr zur Deckung der wesentlichsten Anforderungen, aber nicht aller, konzipiert werden. Ausschlaggebend für die Begrenzungen der Bedarfsdeckung sind einerseits wirtschaftliche Aspekte und andrerseits die Verfügbarkeit genügender Leistungen, die bei Wasserkraftwerken von genügendem Speicherinhalt gedeckt werden müssen. Die Bewertung der Reserveleistung erfolgt so, dass sie weder von betriebseigenen Mitteln noch von den Kosten anderweitig kaufbarer Energie überschritten wird. Dieser Wert erhöht sich wohl durch inflationären Druck, er ist aber durch den Preis konkurrierender Energieformen, die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher und die Erlössituation der Elektrizitätsproduzenten eingeschränkt.

Für die Konzipierung hydraulischer Spitzenkraftwerke bedeuten diese Überlegungen, dass die Grenzkosten der hydraulischen Spitzenenergie mit den entsprechenden Gesamtgrenzkosten des Netzes – die vermutlich als noch tragbar eingeschätzt werden – im Einklang stehen müssen.

Daraus folgt, dass Wasserkraftwerke ganz unabgesehen von ihren betrieblichen Vorteilen nur dann zur Deckung einer nicht voraussehbaren Nachfrage eingesetzt werden, wenn

– entweder die akzeptierbaren Grenzkosten nicht überschritten werden;

– oder die soziale oder wirtschaftliche Notwendigkeit der Bedarfsdeckung das Überschreiten der Grenzkosten erlaubt, d.h. der soziale oder wirtschaftliche Verlust im Falle einer Belieferungslücke grösser als die durch Überschreiten der Grenzkosten verursachten zusätzlichen Kosten wäre.

Bei der Konzipierung von Speicherwerken spielt auch die Beurteilung der hydraulischen Verhältnisse eine Rolle. Bei günstigem Wasserangebot kann der unvoraussehbare Markt oft ohne weiteres beliefert werden; wirtschaftlich betrachtet bedeutet das, dass die Grenzkosten der Spitzenenergie durch das reichhaltigere Energieangebot reduziert worden sind – sie liegen unter den entsprechenden Grenzkosten des Netzes. Ausschlaggebend für die Beurteilung der Grenzkosten ist die Qualität der zu liefernden Energie (die Qualität ist im wesentlichen durch die Dauer und Zuverlässigkeit des Angebots charakterisiert).

Langfristig könnten sich die Probleme der Spitzenbedarfsdeckung verschärfen. Wachsende Energieknappheit – infolge von Verzögerungen der Bauprogramme, aber nicht wegen unzureichender Primärenergieversorgung – könnte eine Einschränkung des Elektrizitätsverbrauchs notwendig machen. Da Spitzenenergie sowieso teurer zu erzeugen ist und relativ unwirtschaftlich abgegeben werden muss, sollten die Nachfragespitzen reduziert werden. Verschiedene Mittel stehen dazu zur Verfügung: freiwillige Massnahmen des Verbrauchers oder vom Lieferant auferlegte Zwangsmittel, von der progressiven Spannungs- und Frequenzreduktion bis zum selektiven oder totalen Abschalten gewisser Netzteile oder Anwendungen. Derartige Massnahmen können einen Bestandteil der Netzausbaupolitik bilden. Die total installierte Leistung im Netz kann dementsprechend reduziert werden. Es fragt sich aber, ob es in diesem Fall noch gerechtfertigt ist, in hydraulischen Speicherwerken eine höhere Leistung zu installieren. Wäre es in diesem Falle nicht besser, die installierte Leistung durchschnittlichen und langfristig voraussehbaren Werten anzupassen und die Kosten der auf ungewissem Spitzenleistungsbedarf abgestimmten Kapazitätserweiterung einzusparen?

Diese Frage ist schwer zu beantworten. Es kann aber auf die folgenden Vorteile einer Kapazitätserweiterung hingewiesen werden:

– hydraulische Maschinenkapazität ist billig, verglichen mit konventionell-thermischen und nuklearen Anlagen, aber nicht billiger als Gasturbinen (pro kW installierter Leistung);

– die Investition ist nach Vollendung des Baus teuerungsunabhängig;

– die Lebensdauer hydraulischer Anlagen ist höher als die thermischer Werke; ebenso ist die technische Alterung wesentlich geringer;

– die Betriebskosten sind minimal;

– die Regulierungscharakteristiken sind besser als bei thermischen Maschinen.

Eine rein spekulative Investition ist deshalb mit kleineren Risiken verbunden als im thermischen Sektor – die Ungewissheiten der zukünftigen Betriebsumstände erfordern die Inkaufnahme eines gewissen Risikos. Ein hydraulisches Spitzenkraftwerk kann unattraktiv sein, wenn seine wirtschaftliche Begründung nur auf einer ungewissen Nachfrageentwicklung aufbaut. Die umfangreichen Einsatzmöglichkeiten erlauben aber einen Mischbetrieb bei geplanten und ungeplanten Belastungsfällen, und das nicht nur zu Zeiten der Lastspitzen. Mehrere Spitzenkraftwerke können z.B. nacheinander zur Erzeugung eines kurzen, aber kontinuierlichen Grundlastbandes eingesetzt werden, was bei hohen Wasserführungen gegenüber thermischer Erzeugung wirtschaftlich vorteilhaft sein kann und den Wert einer hydraulischen «Überkapazität» verstärkt.

Die hier erläuterte Arbeitsweise ist nicht auf Wasserkraftwerke mit natürlichen Zuflüssen beschränkt. Pumpenunterstützte oder reine Pumpspeicherwerke können ähnliche Dienste leisten, soweit es das Arbeitsvermögen der Speicher erlaubt. Je grösser die Pumpenleistung im Verhältnis zur Produktionskapazität, desto zuverlässiger ist die Energieerzeugung der Anlage und einfacher ihre geplante Eingliederung in die Versorgungsstruktur des Netzes, aber umso teuerer ist die produzierte Energie. Die quantitative Auswertung dieser Aspekte ist nur für bestimmte Projekte möglich und nicht allgemein gültig.

6. Schlussfolgerungen

Es ist schwer, heute schon vorauszusehen, wie sich die Elektrizitätswirtschaft Westeuropas innerhalb der nächsten 30–50 Jahre entwickeln wird. Neue Wasserkraftprojekte sind aber für diese Zeitspanne zu planen und müssen deshalb unter heute noch nicht bekannten Bedingungen wirtschaftlich betrieben werden. Die bisherigen Verzögerungen der Kraftwerksbauprogramme wurden von sinkenden Zuwachsraten des Elektrizitätsbedarfs begleitet, so dass die ersten Energieverknappungen erst jetzt auftreten. Eine positivere Einstellung der Öffentlichkeit gegenüber neuen Kraftwerken, insbesondere nuklearen, könnte diese Verknappungen vermeiden helfen. Der internationale Verbundverkehr erlaubt auch ein weitgehendes Ausgleichen der nationalen Lastkurven, besonders durch die Lieferung von Spitzenenergie, von der in Alpenländern teilweise noch ein Überschuss besteht. Es besteht deshalb noch kein Anlass, die Planungsstrategie hydraulischer Spitzenkraftwerke wesentlich zu ändern und von den bestehenden wirtschaftlichen und betrieblichen Kriterien abzuweichen. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die in Speicherwerken installierte Leistung bisher oft zu klein war, um die Flexibilität solcher Anlagen voll ausnützen zu können. Die Installierung grösserer Maschinenleistungen könnte die Spitzenenergieproduktion der Speicherwerke zu relativ günstigen Kosten erhöhen und die Anpassung an veränderliche Netzsituationen in Westeuropa erleichtern. Die Speicherwerke wären dann in der Lage, weiterhin einen wertvollen Beitrag zur Bedarfsdeckung im Verbundnetz zu leisten.

Adresse des Autors
K. Goldsmith, Beratender Ingenieur, Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG., 8022 Zürich.

Transformation de lignes aériennes de 40 à 125 kV

Par M. Frank

Jedes Elektrizitätswerk kann plötzlich mit der Forderung nach Erhöhung des Spannungsniveaus auf der Hochspannungsebene konfrontiert werden. Der Autor beschreibt, wie das Waadtländische Elektrizitätswerk (CVE) dieses Problem angepackt hat und es zu lösen sucht. Die Planung und die Realisation dieser Arbeiten werden speziell erläutert.

Le problème d'un éventuel relèvement de la haute tension est d'actualité car tous les distributeurs sont ou y seront confrontés un jour ou l'autre. L'auteur décrit comment la Compagnie Vaudoise d'Electricité l'a abordé et envisage de le résoudre. Il insiste particulièrement sur la planification et la réalisation de ces travaux.

1. Réseau haute tension de la CVE en 1975

Le réseau de distribution HT de la Compagnie Vaudoise d'Electricité (CVE) se caractérise par deux points d'injection 125-40 kV à Montcherand et à Rolle ainsi que d'un point d'injection 125-60 kV à Lucens. Il se compose de 16 postes de transformation 40/13 kV ou 60/17 kV dans la Broye et de 330 km de lignes aériennes 40 ou 60 kV. D'autre part, un réseau 125 kV, propriété pour une part importante de l'Energie de l'Ouest Suisse (EOS) et de la CVE existe pour l'interconnexion des postes de Rolle, Montcherand et Lucens (Fig. 1).

2. Perspectives d'accroissement de la consommation d'électricité

L'augmentation continuelle des charges du réseau de la CVE a démontré la nécessité d'entreprendre une étude approfondie pour définir par quel moyen la distribution HT doit être assurée dans les prochaines décennies.

Les estimations de 1977–1978 admettent pour les 25 prochaines années un besoin global en énergie utile progressant à un taux annuel de 2 à 3,5 %. Cela signifie que la demande totale d'énergie au début des années 2000 sera de 1,7 à 2,4 fois supérieure à celle de 1975. L'électricité couvrait en 1975 le 17 % de la consommation totale d'énergie. Une politique de diminution de la dépendance vis-à-vis des pays pétroliers nécessite une diversification des sources d'énergie; on peut donc admettre que l'électricité assurera au moins le 20 à 25 % des besoins de l'an 2000.

Compte tenu de toutes ces incertitudes, les distributeurs devraient donc être prêts, en l'an 2000, à satisfaire une demande pouvant être comprise entre 2,7 fois et 4 fois celle de 1975.

3. Echéance du réseau actuel

Le réseau 40 kV actuel qui a vu ses premières installations réalisées en 1927, aura quelques lignes aériennes importantes qui atteindront leur charge maximale admissible dans les 15 prochaines années. Ce réseau commencera vraisemblablement à être désaffecté vers 1990 ce qui représente une durée de vie d'environ 60 ans.

4. Opportunité d'une élévation de la haute tension

4.1 Hypothèse de dimensionnement

Les besoins en énergie électrique de l'an 2000 peuvent être compris entre 2,7 et 4 fois ceux de 1975. C'est pourquoi on a imaginé une structure de réseaux apte à distribuer économiquement une énergie quadruple de celle de 1975. Après ce quadruplement, ces installations doivent pouvoir encore être utilisées durant une vingtaine d'années.

En tenant compte des données «historiques» de nos lignes aériennes et postes de transformation existants, le schéma de distribution de la fig. 2 a été retenu.

Les diverses possibilités satisfaisant au schéma de la fig. 2 seront étudiées avec les tensions de:

40 kV
62,5 kV
125 kV

Dans l'optique d'une réutilisation des lignes aériennes 40 kV sur mâts béton, on admet que celles-ci se composent de 2 ternes de 240 mm² Aldrey.