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: 75 (1984)

Heft: 16

Artikel: Auswirkungen des Exports elektrischer Energie auf die Reservehaltung

Autor: Handschin, E.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904452

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: 17.07.2025

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

241

Auswirkungen des Exports elektrischer Energie auf die Reservehaltung

E. Handschin

Die internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Versorgung mit elektrischer Energie ist eine wichtige Voraussetzung für die wirtschaftliche und sichere Bereitstellung elektrischer Energie. Über die Thematik «Verbundbetrieb» ist schon sehr viel aus technischer, wirtschaftlicher und politischer Sicht veröffentlicht worden. Im Rahmen des vorliegenden Beitrags werden wichtige Aspekte des Verbundbetriebes im Hinblick auf die Thematik des Energieaustausches angesprochen.

La coopération internationale dans le domaine de l'approvisionnement en énergie électrique est une condition importante pour assurer la mise à disposition de l'électricité de manière fiable et économique. De nombreux articles ont déjà été publiés sur l'interconnexion des points de vue technique, économique et politique. Dans le cadre du présent article, d'importants aspects de l'interconnexion du point de vue des échanges d'énergie sont abordés.

Adresse des Autors

Prof. Dr. *E. Handschin*, Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, Privatdozent an der ETH Zürich, Postfach 50 05 00, D-4600 Dortmund 50

1. Aufgaben und Möglichkeiten des internationalen Verbundbetriebes

1.1 Einleitung

Der Kraftwerkspark der am internationalen Stromverbund beteiligten Länder setzt sich sehr unterschiedlich zusammen. Dadurch bietet sich die Möglichkeit, durch Austausch elektrischer Energie die kostengünstigste Erzeugung für jeden einzelnen Partner zu erreichen [1, 2]. Wenn es gelingt, die elektrische Energie in eigenen Kraftwerken zu erzeugen und mit festen Strombezugsverträgen billiger zu beschaffen als über den internationalen Stromverbund zu kaufen, so wird man bei genügend Energiereserve versuchen, die im eigenen Netz momentan nicht benötigte Energie über das Verbundsystem zu verkaufen. Auf diesem Gebiet bieten sich sehr viele Möglichkeiten an; z. B. stehen in den Alpenländern vorwiegend Wasserkraftwerke zur Verfügung, während z. B. in der Bundesrepublik Deutschland viele thermische Kraftwerke auf Braun- und Steinkohlebasis eingesetzt werden.

1.2 Struktur des Bedarfs an elektrischer Energie

Der Gesichtspunkt der Zusammensetzung des Kraftwerkparks ist eng mit der Deckung des Leistungsbedarfes der Verbraucher verbunden. Der Verbrauch an elektrischer Energie bewegt sich innerhalb von 24 Stunden zwischen dem meist in der Nacht auftretenden Leistungsminimum und der oft nur kurzzeitig auftretenden Lastspitze. Die Verbrauchskurve zwischen diesen Extremwerten ist abhängig vom Wochentag, der Jahreszeit und der Zusammensetzung der Verbraucher. Figur 1 zeigt die schweizerische Tagesbelastungskurve vom 18. Januar 1984 [3].

Geht man davon aus, dass in den verschiedenen, am internationalen

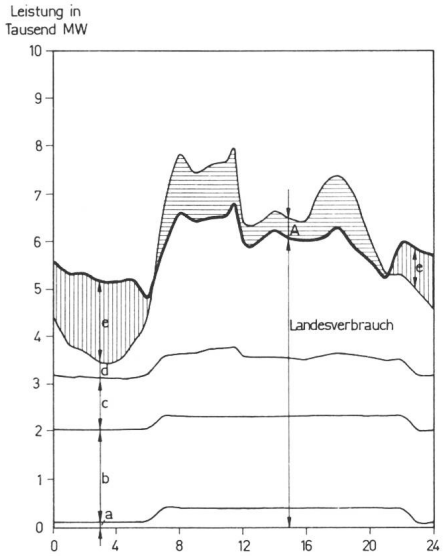

Fig. 1 Schweizerische Tagesbelastungskurve vom 18. Januar 1984

a Konventionelle, thermische Kraftwerke
b Kernkraftwerke
c Laufwerke
d Speicherwerke
e Einfuhrsaldo und Pumpstrom
A Ausfuhrüberschuss

Stromverbund beteiligten Ländern die Lastspitze nicht zum gleichen Zeitpunkt auftritt, so bietet sich durch den Zusammenschluss der Stromversorgungssysteme die Möglichkeit der Aushilfe bei der Abdeckung der Lastspitze an.

In Figur 2 werden die Lastspitzen P_{max}, die mittleren Leistungen P_m und die Lastminima P_{min} der Schweiz für den dritten Mittwoch des Monates vom Juli 1977 bis Juli 1983 miteinander verglichen. Die mittlere Zuwachsrate der Lastspitze P_{max} in diesem Zeitraum beträgt ΔP_{max} = 296,5 MW/Jahr. Das Leistungsminimum P_{min} ändert sich um durchschnittlich ΔP_{min} = 279,2 MW/Jahr.

Die Auswertung der typischen Tagesbelastungskurven gibt einen Zuwachs der mittleren Leistung P_m von ΔP_m = 268,9 MW/Jahr.

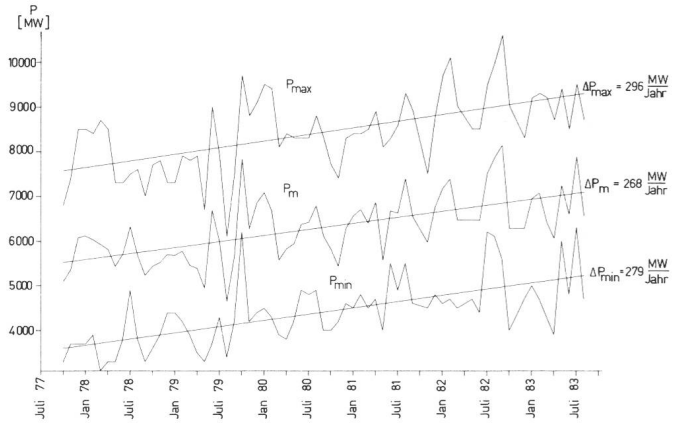

Fig. 2 Zeitlicher Verlauf der Lastspitze P_{max} des Lastminimums P_{min} und der mittleren Leistung P_m am dritten Mittwoch des Monats zwischen Juli 1977 und September 1983

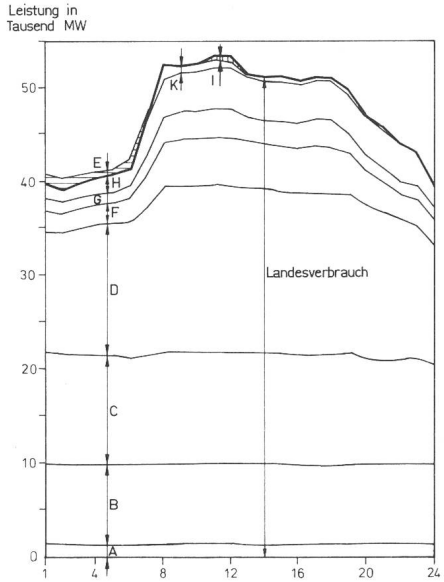

Fig. 3 Deutsche Tagesbelastungskurve vom 15. Dezember 1982

A Laufenergie
B Kernenergie
C Braunkohle
D Steinkohle
E Ausfuhrüberschuss und Pumpstrom
F Erdgas
G Heizöl
H Industrieeinspeisung
I Einfuhrsaldo
K Speicher und Pumpspeicher

Figur 3 zeigt die Tagesbelastungskurve der Bundesrepublik Deutschland am 15. Dezember 1982. Im Vergleich zu der in Figur 1 dargestellten schweizerischen Tagesbelastungskurve fällt zunächst der unterschiedliche Kraftwerkspark auf. Für die Abdekkung der Spitzenlast war ein Energieimport erforderlich, der während der Nachtstunden durch Energieexport nur teilweise und mit ganz anderer Wertigkeit kompensiert worden ist.

1.3 Reserveleistung

Aus betrieblichen Gründen reicht es nicht aus, nur das Leistungsgleichgewicht «Erzeugung = Verbrauch» sicherzustellen. Der nicht voraussagbare Ausfall eines Kraftwerkes erfordert die Bereitstellung einer Reserveleistung, deren Höhe sich nach folgender Überlegung bestimmen lässt. Würde ein System als Netzgruppe ohne geregelten Leistungsaustausch mit dem umgebenden Verbundnetz betrieben, so wäre die Leistung des grössten am Netz befindlichen Blockes als mitlaufende Reserve vorzuhalten. Diese Reserve muss nach dem möglichen Ausfall einer Produktionseinheit ohne zeitlichen Verzug für die Lastdeckung eingesetzt werden können. Je grösser nun die installierte Leistung des Verbundsystemes ist, in das die oben als Inselnetz angenommene Netzgruppe eingebettet ist, um so geringer wird die Reserveleistung, die in der Netzgruppe vorgehalten werden muss.

Ein wichtiges Mass für die Beurteilung der kurzfristigen Reserveleistung ist das Frequenzverhalten nach einem Blockausfall. Aus betrieblichen Gründen muss die Frequenz in einem grossen Verbundsystem möglichst genau bei 50 Hz liegen. Dabei sind Abweichungen von ± 200 mHz zugelassen.

Aus Figur 4 geht nach [4] hervor,

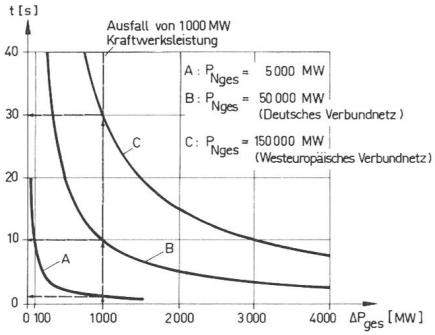

Fig. 4 Zeitdauer bis zum Erreichen einer Netzfrequenz von f = 49 Hz in Abhängigkeit des Leistungsausfalls bei verschiedenen Netzgrössen ohne Einsatz der Primärregelung

dass der Ausfall einer Blockleistung von 1000 MW in einem Verbundsystem mit einer installierten Kraftwerksleistung von 150 000 MW, das ohne Primärregelung betrieben würde, nach 30 s zu einem Frequenzeinbruch von 1 Hz führen würde. In einem kleineren Netz mit einer verfügbaren Gesamtleistung von 50 000 MW, führt der Blockausfall von 1000 MW bereits nach 10 s zu einer Frequenzabweichung von 1 Hz. In einem kleinen Inselnetz mit 5000 MW Leistung wäre die Frequenzabweichung von 1 Hz nach einem Blockausfall in Höhe von 1000 MW bereits nach 1 s erreicht. Aus dieser Überlegung folgt, dass in einem grossen Verbundsystem die Reserveleistung nach dem Ausfall des grössten Blockes in weniger als 30 s zur Verfügung stehen muss. Je kleiner die Gesamtleistung des Energieversorgungssystemes ist, um so grössere Anforderungen müssen an die Schnelligkeit der Reserveleistungs-Bereitstellung gestellt werden.

An dieser Stelle ist auch auf das Problem der langfristigen Reserve einzugehen. Da es sich bei einem Kraftwerksausfall auch um eine länger dauernde Störung handeln kann, ist davon auszugehen, dass Ersatzenergie über den Verbundbetrieb nicht immer in ausreichendem Masse zur Verfügung steht. Deshalb muss jedes am Verbundbetrieb beteiligte Versorgungssystem auch über ausreichende eigene Reserven verfügen, die die Folgen eines Ausfalls einer Kraftwerksleistung bis zu 1000 MW über mehrere Monate ausgleichen müssen. Diese in Reserve gehaltene Leistung spielt auch im Hinblick auf die eigenen Exportmöglichkeiten eine wichtige Rolle. Der internationale Verbundbetrieb funktioniert nur dann, wenn der, der Energie exportieren kann, dies auch tut. Nur so kann er erwarten, dass ihm dann, wenn er selbst einen Leistungsmangel hat, Hilfe in Form von Importenergie zur Verfügung gestellt wird. Solange die Stromerzeugung vorwiegend mit thermischen Kraftwerken sichergestellt wird, kann durch statistische Überlegungen die Verfügbarkeit berechnet werden. Wenn man jedoch zu mehr als 50% von Wasserkraftwerken abhängig ist, dann hängt die Versorgungssicherheit vorwiegend von der Hydraulizität, die als stochastische Grösse zu behandeln ist, ab. Die technische Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke ist im Vergleich zu thermischen Kraftwerken nahezu 100%.

1.4 Kraftwerksausbau

Ein weiterer Gesichtspunkt, der für den internationalen Verbundbetrieb ganz entscheidend ist, besteht im stufenförmigen Ausbau der Kraftwerksleistung. Auf der einen Seite wächst der Verbrauch kontinuierlich an, während der Ausbau der Kraftwerke stets mit Leistungssprüngen verbunden ist.

Heute besteht im Bereich der Grundlast ein Nachholbedarf, um die wirtschaftliche Stromversorgung auch in Zukunft sicherstellen zu können. Da Grundlastkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen als Grosskraftwerke mit einer Leistung im Bereich von 700 MW bis 1300 MW gebaut werden müssen, besteht gerade hier, bei Zuwachsraten verbrauchter Energie, die heute zwischen 2%/Jahr und 4%/Jahr liegen, die Schwierigkeit, die grossen Blöcke sofort ganz für den eigenen Bedarf einsetzen zu können.

Daraus kann nicht abgeleitet werden, dass der Bau neuer Grundlastkraftwerke zeitlich verschoben werden kann, weil gerade in einem System mit viel Wasserkraftanlagen zwar immer die Leistung, jedoch nur bei genügendem Wasserangebot auch die erforderliche Energie vorhanden ist. Da im internationalen Vergleich die Inbetriebnahme neuer Blöcke gleichmässig über die Zeit verteilt ist, ermöglicht der Verbundbetrieb eine problemlose Übernahme neuer Produktionseinheiten. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Inbetriebnahme einer neuen Grundlastanlage in der Schweiz nicht bedeutet, dass die Energie dieses Kraftwerkes exportiert wird, sondern dadurch erst die Möglichkeit geschaffen wird, hochwertige Spitzenenergie im internationalen Stromverbund einzusetzen.

1.5 Struktur des Energieimportes und -exportes

Zum Abschluss dieser Überlegungen soll noch kurz auf die Form der Import- und Exportverträge des Verbundbetriebes eingegangen werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Verkauf-/Kauf- und Austauschgeschäften. Figur 5 zeigt den Export und Import elektrischer Energie der Schweiz im Jahre 1982, aufgeschlüsselt nach Kauf-/Verkauf- und Austauschgeschäften. Dabei fällt auf, dass beim Export der Anteil der Verkaufsabschlüsse mit nahezu 85% erheblich grösser ist als der der Austauschgeschäfte. Im Vergleich dazu ist beim Import die Austauschquote etwas grösser; die Kaufabschlüsse liegen im

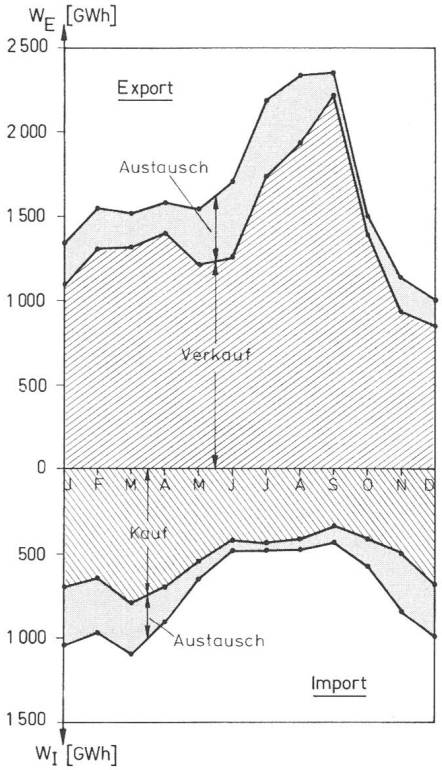

Fig. 5 Exportenergie W_E und Importenergie W_I in GWh der Schweiz im internationalen Verbundbetrieb für das Jahr 1982

Mittel bei 75%. Wichtig ist hier der Hinweis, dass die Energiewertigkeit und -menge des Austausches bei Import und Export nicht identisch sind, da der von Tages- und Jahreszeiten abhängige Energiepreis in einem weiten Bereich variieren kann. Daraus folgt, dass der Spielraum, in dem Vertragsabschlüsse (Geldmarkt) zustande kommen, viel grösser ist als derjenige, in dem sich der Energieaustausch (Naturalienmarkt) bewegt. Dies gilt insbesondere für den Energieexport. Im Hinblick auf den Leistungsaustausch ist festzuhalten, dass der Import im Winter weitgehend als Konsequenz des Exportes im Sommer anzusehen ist.

2. Analyse der Elektrizitätsversorgung

2.1 Bundesrepublik Deutschland

Figur 6a zeigt das deutsche Elektrizitätsflussbild der öffentlichen Versorgung 1982 in TWh (1 TWh = 10^9 kWh) nach [5]. Im vorliegenden Zusammenhang ist der Hinweis interessant, dass der Nettoimport in Höhe von 6,98 TWh in der Grössenordnung des Energieexportes der Schweiz liegt. Bezogen auf die Nettoerzeugung der öffentlichen Versorgung in Höhe von 285,02 TWh beträgt der Import etwa 6%, d.h. 17,30 TWh. Davon wurden etwa ein Drittel durch Energieexport aus der Schweiz bereitgestellt.

Der Stromverbrauch blieb 1982 in der Bundesrepublik gegenüber 1981 etwa unverändert. Die gesamte Elektrizitätserzeugung verteilt sich 1982 auf die öffentliche Versorgung mit 81,8%, die Eigenanlagen der Industrie mit 16,5% und die Bundesbahn mit 1,7% Anteil. Die Aufteilung der Primärenergieträger auf die Stromerzeugung an einem typischen Wintertag zeigt Figur 3. Dabei wird deutlich, dass in Deutschland die Braunkohle und die Steinkohle mit 60% der Erzeugung eine ganz zentrale Rolle spielen. Der Anteil der Kernenergie beträgt 1982 etwa 18%.

Die Betrachtung der deutschen Tagesbelastungskurve im Jahresverlauf zeigt, dass zur Deckung der Grundlast etwa die Hälfte der einsetzbaren Kraftwerksleistung als Grundleistung bereitgestellt wird. Grundlast-Kraftwerke decken den Verbrauchsanteil, der ständig über 24 h mit nur geringen Schwankungen vorhanden ist. Dazu werden die Kraftwerke mit den niedrigsten Betriebskosten, d.h. den geringsten Primärenergiekosten, eingesetzt. Es sind Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke.

In dem sich daran anschliessenden Mittellastbereich werden vorwiegend die Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerke eingesetzt. Ein Teil der Grundlastanforderungen der Verbraucher muss durch Mittellastanlagen, z.B. Erdgas- und Steinkohlekraftwerke, abgedeckt werden. Dies führt zwangsläufig zu einer Verteuerung der Stromerzeugung.

Zur Abdeckung der Spitzenlast werden die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. In geringem Mass werden ferner öl- oder gasbetriebene Gasturbinen sowie mit Heizöl betriebene Dampfkraftwerke eingesetzt.

Die gesamte Brutto-Engpassleistung aller Kraftwerke der öffentlichen Versorgung betrug 1982 insgesamt 74 893 MW. Die unterschiedliche Aufteilung des Kraftwerkparkes auf die fünf Primärenergien (Wasser, Kohle, Öl, Gas, Kernbrennstoff) unterscheidet die deutsche Elektrizitätsversorgung von den meisten anderen europäischen Ländern. Besonders deutlich fallen dabei die Unterschiede zum schweizerischen Kraftwerkspark auf.

Im Hinblick auf die Import-Export-Situation ist folgende Aufteilung festzuhalten: In Zeiten geringer Belastung exportiert die Bundesrepublik elektri-

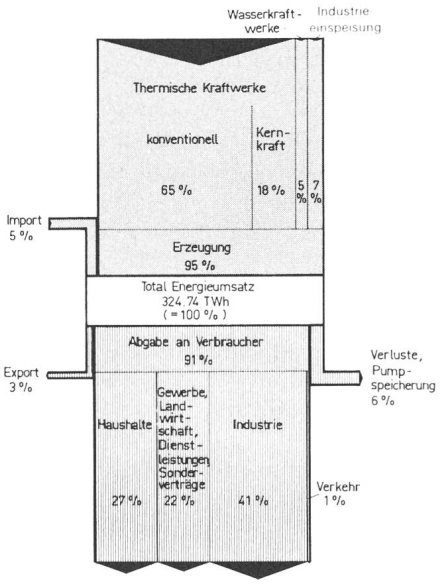

Fig. 6a Vereinfachtes Elektrizitätsflussbild 1982 der öffentlichen Versorgung der Bundesrepublik Deutschland in TWh (= 10^9 kWh) und %

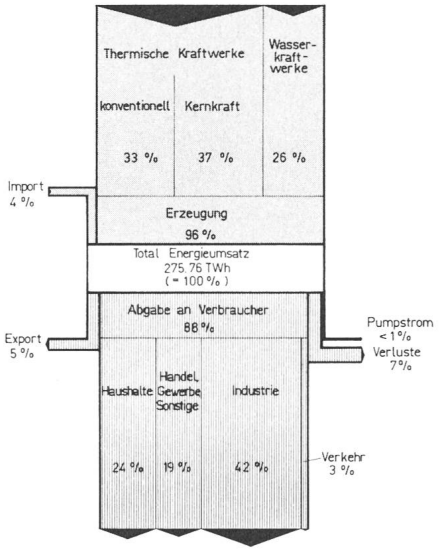

Fig. 6b Vereinfachtes Elektrizitätsflussbild 1982 von Frankreich in TWh und %

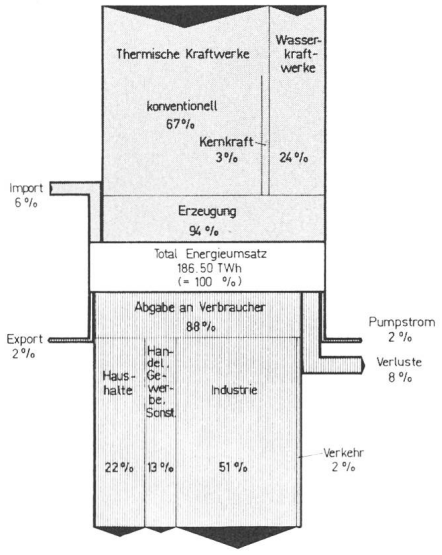

Fig. 6c Vereinfachtes Elektrizitätsflussbild 1982 von Italien in TWh und %

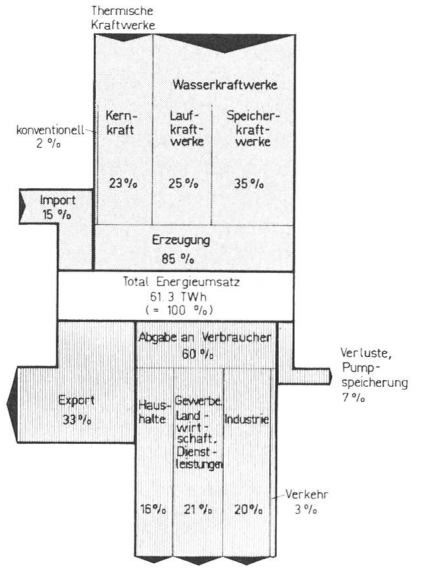

Fig. 6d Vereinfachtes Elektrizitätsflussbild 1982 der Schweiz in TWh und %

sche Energie in die Nachbarländer. Dadurch wird erreicht, dass das mit hohen Kosten verbundene An- und Abfahren thermischer Kraftwerke reduziert wird. Auf der anderen Seite werden die Spitzenanforderungen in der Bundesrepublik mit Stromimporten aus den wasserkraftreichen Nachbarländern gedeckt.

2.2 Frankreich

Figur 6b zeigt das französische Elektrizitätsflussbild 1982 in TWh. Dabei fällt auf, dass Frankreich einen Nettoexport von 4,9 TWh, d.h. 2% der Nettoerzeugung, aufweist.

Der gesamte Stromverbrauch stieg 1982 in Frankreich um 1,2%. Die Engpassleistung der konventionellen Wärmekraftwerke beträgt 29 800 MW, die der Kernkraftwerke 44 500 MW und die der Wasserkraftwerke 19 500 MW. Unter der Voraussetzung, dass das gegenwärtige Bauprogramm neuer Kernkraftwerke ohne nennenswerte Einschränkungen weitergeführt wird, ist abzusehen, dass aus Frankreich ein wichtiger Beitrag für die Deckung der Grundlast zu erwarten ist. Da in diesem Bereich grosse Energiemengen abgerechnet werden, ist mit einer entsprechend grossen Wirkung auf den Strompreis zu rechnen. Da jedoch die Kernkraftwerke aus wirtschaftlichen und politischen Gründen nicht in die Primärregelung eingebunden sind, verschlechtert sich durch die Inbetriebnahme neuer Kernkraftwerke das Regelverhalten im Sekundenbereich merklich. Dadurch kommt den gut regelbaren Wasserkraftwerken noch mehr Bedeutung zu, um im Minutenbereich Regelleistung zur Verfügung stellen zu können. Voraussetzung dafür ist jedoch die Forderung, dass die Wasserkraftwerke (ausser Laufwasserkraftwerken) auch in der Schweiz entsprechend eingesetzt werden können.

2.3 Italien

Die italienische Stromerzeugung betrug 1982 176 TWh, was eine Zunahme von 1,5% gegenüber 1981 darstellt [6]. Das Elektrizitätsflussbild zeigt Figur 6c. Der Anteil der Wasserkraftwerke beträgt 24%, derjenige der thermischen Kraftwerke 70%. Der Anteil der Kernkraftwerke und der geothermischen Kraftwerke beträgt je 2,5%. Der sehr hohe Anteil konventioneller Wärmekraftwerke an der Stromerzeugung erklärt den hohen Nettoimport von etwa 7 TWh; d.h. 4% des elektrischen Energiebedarfs sind 1982 in Italien durch Importe gedeckt worden. Da in Italien der Grundlastbereich nicht ausreichend abgedeckt ist, müssen Mittellastanlagen im Grundlastbereich eingesetzt werden, so dass besonders in Starklastzeiten Engpässe auftreten, die nur durch Energieimporte oder gezielte Abschaltmassnahmen bewältigt werden können.

3. Analyse der Elektrizitätsversorgung in der Schweiz

3.1 Struktur des schweizerischen Kraftwerksparkes

Figur 6d zeigt das schweizerische Elektrizitätsflussbild 1982 in TWh. Wegen des hohen Anteils der Wasserkraftanlagen ist eine reine Leistungsbetrachtung nicht zulässig. Die Hydraulizität beeinflusst deren Produktionsmöglichkeiten in erheblichem

Struktur der Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1981/82 Tabelle I

	Maximal mögliche Leistung in MW	%	Tatsächliche Energieproduktion in TWh	%
Wasserkraft	11 460	81	36,12	70
Kernenergie	1 940	14	14,31	28
Thermische Kraftwerke	700	5	0,96	2
Gesamt	14 100	100	51,39	100

Masse. Tabelle I zeigt die leistungsmässige und energiemässige Bedeutung des Kraftwerkparkes für das hydrologische Jahr 1981/82.

Diese Aufteilung macht deutlich, dass ein unmittelbarer Vergleich mit der installierten Kraftwerksleistung z.B. in der Bundesrepublik oder Frankreich nicht möglich ist. Für die betrieblichen Verfügbarkeitsüberlegungen sind in der Schweiz die zu erwartenden Niederschläge in ganz erheblichem Masse zu bewerten. Als kritischer Zustand ist dabei die Erzeugungssituation in einem ausgesprochen kalten Winter während eines niederschlagsarmen Jahres zu betrachten. Ohne entsprechende thermische Erzeugungsmöglichkeiten wird dies in absehbarer Zeit zu einem teuren Nettoimport elektrischer Energie führen.

3.2 Analyse der hydraulischen Produktionsmöglichkeiten

Für die Zuordnung der installierten Kraftwerksleistung der schweizerischen Wasserkraftwerke zu den tatsächlichen Produktionsmöglichkeiten wird auf Figur 7 verwiesen. Hier sind für den Zeitraum 1950 bis 1982 die installierte hydraulische Kraftwerksleistung in MW und die tatsächliche Stromerzeugung in TWh eingetragen.

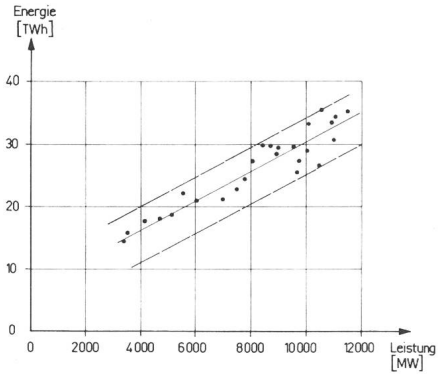

Fig. 7 Energie in TWh, die in Wasserkraftwerken erzeugt worden ist, als Funktion der installierten Leistung aller verfügbaren Wasserkraftwerke in MW in der Schweiz

Wendet man auf die gemessenen Energie- und Leistungswerte die lineare Regressionsanalyse an, so erhält man folgenden, empirischen Zusammenhang: $W = 2{,}37 \cdot P + 6{,}74$. Dabei ist die Leistung P in GW einzusetzen, um die Energie W in TWh/Jahr zu erhalten. Diese Beziehung gilt nur im untersuchten Bereich der Leistungswerte zwischen 3,5 und 11,5 GW. Durch Parallelverschieben der Regressionsgeraden durch die Punkte der grössten und kleinsten Energieerzeugung erhält man das in Bild 7 gezeigte Energieband als Funktion der installierten Leistung. Die untere Grenze entspricht der minimalen Produktion, während die obere Grenze der bestmöglichen Energieerzeugung in einem wasserreichen Jahr entspricht.

Im hydrologischen Jahr 1981/82 sind mit der hydraulischen Leistung von 11 460 MW insgesamt 36,12 TWh elektrische Energie erzeugt worden. Entsprechend den bisherigen Überlegungen würde jedoch die gleiche hydraulische Kraftwerksleistung in einem trockenen Jahr lediglich zu einer Produktion von etwa 28,4 TWh führen. Energiemässig erhält man somit einen Differenzbetrag von 7,7 TWh. Vergleicht man diesen Wert mit der Nettoexportenergie, die 1981/82 rund 10 TWh betragen hat, so stellt man fest, dass die Energiereserve in einem trockenen Jahr lediglich 2,28 TWh betragen hätte. Unterstellt man einen Energiezuwachs von 2% pro Jahr, so wäre bereits in zwei aufeinanderfolgenden trockenen Jahren die zum Betrachtungszeitpunkt noch vorhandene Reserve aufgebraucht. Im Hinblick auf die gegenwärtige Bauzeit von grossen Kraftwerksanlagen ist dies eine ausserordentlich kurze Zeit. Zusätzlich ist noch zu beachten, dass die getrennte Untersuchung von Sommer- und Winterhalbjahr zu noch ungünstigeren Ergebnissen führt, da das Verhältnis des Energieexports zwischen Sommer und Winter etwa 1:5 beträgt.

Die Hydraulizität spielt innerhalb der schweizerischen Elektrizitätsversorgung eine entscheidende Rolle. Sie bewirkt eine Schwankungsbreite der erzeugbaren Energie von + 15% bzw. − 20% bezüglich der langjährigen mittleren Produktionsmöglichkeit. Ferner zeigt die empirisch ermittelte Regressionsgerade, dass eine Verdoppelung der installierten hydraulischen Kraftwerksleistung nicht zu einer Verdoppelung der erzeugbaren Energie führt. Deswegen ist eine Vergrösserung der Reserve zwingend notwendig.

Zusammenfassend kann somit anhand von Figur 7 festgehalten werden, dass für die Kraftwerksausbauplanung nicht die mittlere Regressionsgerade für die Bestimmung der Produktionsmöglichkeiten herangezogen werden kann. Vielmehr spielt im Hinblick auf die Bestimmung der Versorgungszuverlässigkeit die untere Grenze, die für wasserarme Jahre massgebend ist, eine wichtige Rolle. Da die schweizerische Elektrizitätsversorgung energiemässig zu über 70% von Wasserkraftanlagen abhängig ist, muss in der Diskussion der Reservebereitstellung dieser Gesichtspunkt vollständig berücksichtigt werden. Dass dabei in niederschlagsreichen Jahren ein grösseres Produktionspotential vorhanden ist, schafft über den Export die Möglichkeit einer günstigen Beeinflussung der Inlandstrompreise.

Analysiert man die Import-/Exportenergie der Schweiz, so stellt man fest, dass der Energieimport vor allem zu Schwachlastzeiten eingesetzt wird. Damit ist dieser Bedarf sehr gut an die Produktionsmöglichkeiten eines vorwiegend thermischen Kraftwerkparkes, wie er im umgebenden Ausland vorhanden ist, angepasst. Andererseits wird der schweizerische Energieexport vor allem mit den Speicherkraftwerken zu Hochtarifzeiten in die Nachbarländer ohne viele eigene Wasserkraftwerke eingesetzt. Da diese Energie mit den höchsten Preisen bezahlt wird, ist der schweizerische Energieexportüberschuss volkswirtschaftlich von grosser Bedeutung. Da der Ausbau der Wasserkraftwerke im wesentlichen als abgeschlossen zu betrachten ist, sind Massnahmen für die Bereitstellung von Grundlastkraftwerken auch in der Schweiz zu treffen. Die hochwertige Energie der Speicherkraftwerke ist für den Einsatz im oberen Mittellast- sowie Spitzenlastbereich vorzusehen. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn im Grundlastbereich entsprechende eigene Produk-

tionskapazitäten zur Verfügung stehen.

4. Reserveleistung

4.1 Begriffe

Für die Diskussion der Reserveheltung ist die Unterteilung in Sekunden-, Minuten- und Stundenreserve wichtig. Die beiden ersten Begriffe haben unmittelbaren Einfluss auf die Betriebsführung, während die Stundenreserve für die langfristige Betriebsplanung eine wichtige Rolle spielt. In jedem Fall ist ausreichende Reserveleistung bereitzustellen, da die natürlichen Fluktuationen im Netz in jedem Fall ausgeglichen werden müssen.

Es ist bereits darauf hingewiesen worden, dass die Sekunden- und Minutenreserve vorhanden sein muss, um kurzfristige Versorgungsstörungen abfangen zu können. Diese Reserve muss ihrem Verwendungszweck entsprechend immer am Netz sein. Im Rahmen der UCPTE[1])-Tätigkeit werden auf internationaler Ebene Vereinbarungen und Absprachen über diese Art der Reserveleistung getroffen. Sie kann in ihrer Grössenordnung für die Schweiz so festgelegt werden, dass im schweizerischen Versorgungssystem der grösste am Netz befindliche Block als mitlaufende Reserve vorgehalten wird.

4.2 Bereitstellung der Stundenreserve

Für die Stundenreserve ist nach den Absprachen des Verbundbetriebes jedes einzelne Unternehmen selber verantwortlich. Dabei kann zwischen den folgenden beiden, grundsätzlichen Varianten gewählt werden. Durch langfristige Verträge mit Verbundpartnern werden für den Fall eines längeren Produktionsausfalls Bezugsverträge abgeschlossen. Die daraus resultierenden möglichen Kosten sind bei der Strompreisgestaltung zu berücksichtigen. Diese Variante lässt sich nur dann verwirklichen, wenn ein Verbundpartner über genügend nicht selbstgenutzte Energiereserven verfügt. Dabei wird die Autonomie der eigenen Energieversorgung möglicherweise eingeschränkt, da gerade zu Spitzenlastzeiten Energie importiert werden müsste; d.h. in einem Zeitpunkt, in dem ein Energieengpass sehr weitreichende Folgen hätte.

[1]) UCPTE = Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité

Andererseits kann man als Variante 2 im eigenen Versorgungssystem die erforderliche Kraftwerksreserve als Kernkraftwerk in der Grundlast bereitstellen, die im Normalfall (d.h. ohne Störung) die Voraussetzung schafft, dass Produktionsüberschüsse im Hochtarifbereich exportiert werden können. Im Störungsfall wird die Exportenergie für die Deckung des Verbrauchs im eigenen System eingesetzt. Als Untervariante 2a sind die Auswirkungen einer konventionellen thermischen Mittellastanlage für die Vorhaltung der Reserve zu untersuchen.

Entsprechend den Überlegungen, dass die Variante 2 im Normalfall ohne Störungen dazu beiträgt, Energieexporte zu ermöglichen, kann als Folge davon angenommen werden, dass dadurch der Strompreis niedriger sein wird als in der Variante 1. Dabei ist natürlich zu beachten, dass bei der Vorhaltung einer zu grossen Kraftwerksleistung der Strompreis durch die mit dem Kraftwerkbau verbundenen investiven Kosten wieder ansteigen werden. Dabei wirkt sich auch die Tatsache aus, dass dem Markt für elektrische Energie relativ enge Grenzen gesetzt sind, da jedes Verbundunternehmen für sich selbst einen möglichst optimalen, d.h. wirtschaftlichen Kraftwerkspark erstellt. Lediglich Verzögerungen beim Fertigstellen neuer Kraftwerke, unerwartete Laststeigerungen und nicht voraussagbare klimatische Einflüsse führen zu einem Marktbereich, der sich, über den gesamten Verbundbetrieb gesehen, in der Grössenordnung von 5% des gesamten Verbundenergiebedarfs bewegen wird.

Figur 8 zeigt die qualitative Abhängigkeit des Strompreises in Rp./kWh vom Energieimport bzw. -export für schweizerische Verhältnisse. Der Bereich a beschreibt die Situation, wo die Energieversorgung von einem grossen Energieimport abhängig ist. Der Vergleich mit anderen Energieträgern mit hoher Importabhängigkeit macht deutlich, dass diese Bedingung zu einer Erhöhung der Stromkosten führt. Dies beruht nicht zuletzt auch auf der Tatsache, dass der Import durch langfristige Lieferverträge abgesichert sein muss. Der Bereich c beschreibt die Kostensituation mit sehr grossen Energieüberschüssen. Auch hier muss mit steigenden Stromkosten gerechnet werden, da das Vorhalten von Kraftwerksleistung für einen grossen Energieexport wegen der tages- und jahreszeitlichen Abhängigkeit der Strompreisbildung im Verbundsystem

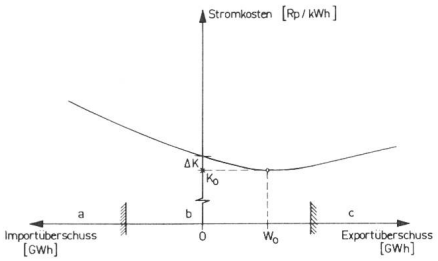

Fig. 8 Verlauf der Stromkosten in Rp./kWh in Abhängigkeit vom Import- bzw. Exportüberschuss

nicht mit entsprechenden Erlösen verbunden ist.

In der dazwischen liegenden Zone b findet man das Minimum der Stromkosten. Um die Lage des Optimums abschätzen zu können, mag folgende Überlegung nützlich sein. Bild 7 zeigt, dass die in der Schweiz vorhandene Kraftwerksleistung zu einem Energieband zwischen geringer und hoher Hydraulizität von 8 TWh führt. Um die Energieimportabhängigkeit auch bei geringer Hydraulizität weitgehend vermeiden zu können, liegt somit W_0 für schweizerische Verhältnisse in der Grössenordnung von 8 TWh. Dies entspricht etwa einer installierten Kraftwerksleistung von 1300 MW mit einer jährlichen Benutzungsdauer von 6200 Stunden. Ausgehend von den in den letzten Jahren gültigen Daten kann die in Figur 8 gezeigte Preisdifferenz ΔK wie folgt abgeschätzt werden. Mit der Annahme, dass sich etwa 10 bis 20% des Exporterlöses, der sich 1982 auf 640 Mio Fr. belaufen hat, kostenmindernd auf die insgesamt 1982 in der Schweiz benötigte elektrische Energie in Höhe von 52,3 TWh ausgewirkt haben, liegt ΔK in der Grössenordnung von 0,1 bis 0,3 Rp./kWh über dem Kostenminimum K_0. Aus dieser Überlegung wird deutlich, dass die technisch erforderliche Energiereserve einen positiven Einfluss auf den Strompreis hat. Der Wegfall eines an die Bedürfnisse der Verbundpartner angepassten Energieexportes würde somit zu einer zwangsläufigen Erhöhung der Stromkosten mit all den damit verbundenen volkswirtschaftlichen Konsequenzen führen.

4.3 Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle

Im vorangehenden Abschnitt ist bei der Variante 2 von der Möglichkeit eines Kernkraftwerkes im Grundlastbereich und eines Steinkohlekraftwer-

kes im Mittellastbereich gesprochen worden.

Die Ergebnisse [7] des Kostenvergleichs zwischen Kernkraftwerk und Steinkohlekraftwerk zeigen, dass das Kohlekraftwerk nur dann zu etwas günstigeren Stromerzeugungskosten führen kann, wenn es als Mittellastanlage eingesetzt wird; d.h. mit einer Benutzungsdauer von weniger als 3000 h/Jahr. Damit werden jedoch die Exportmöglichkeiten wesentlich eingeengt, was gesamthaft gesehen doch zu einem höheren Strompreis als bei der Variante mit dem Kernkraftwerk führen wird.

Beim Vergleich der beiden Varianten ist ferner zu beachten, dass die hohe Energiebereitstellung eines Kernkraftwerkes dann zu einer Exportsituation führt, wenn die folgenden beiden Voraussetzungen erfüllt sind:

- grosse Hydraulizität ermöglicht hohe Produktion der Wasserkraftwerke,
- kein Betriebsausfall einer grossen Produktionseinheit im Inland.

Da diese beiden Ereignisse statistisch voneinander unabhängig sind, muss die entsprechende Reserve getrennt betrachtet werden. Dadurch kommt man zur Variante der Reservebereitstellung mit einem Kernkraftwerk, das im Grundlastbereich eingesetzt wird. Dabei gilt zudem, dass der Export von heute bereits morgen für die Reserve und übermorgen im Zuge der Erneuerung für Produktionsaufgaben im eigenen Netz eingesetzt werden muss. Diese Entwicklung ist mit einem thermischen Steinkohlekraftwerk nicht durchzuführen, da es nur als Mittellastanlage wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Somit kann es keine Aufgaben der Grundlast abdecken.

Neben den wirtschaftlichen Gegebenheiten sei jedoch auch noch auf die Umweltbelastung hingewiesen, die ein als Grundlast betriebenes Steinkohlekraftwerk verursacht. Dieser Gesichtspunkt spielt bei der Standortwahl eine wichtige Rolle, da dabei auch die anderen, bereits bestehenden Umweltbelastungen zu berücksichtigen sind. Gleichzeitig engen jedoch die durch den Transport der Steinkohle verursachten Kosten die Standortwahl erheblich ein.

5. Zusammenfassung

Auf der Basis der bisher vorliegenden Erfahrungswerte ist für die zukünftige verbrauchergerechte Reservehaltung der weitere Ausbau der Produktionsanlagen im Grundlastbereich erforderlich. Daraus folgt die Notwendigkeit für den Ausbau des Kernkraftwerkparks, da keine andere Technologie thermischer Kraftwerke zu niedrigeren Stromerzeugungskosten und geringerer Umweltbelastung führt.

Die Grösse des neuen Kraftwerkes richtet sich energiewirtschaftlich nach der wahrscheinlichen Zunahme des Bedarfes und der durch niedrige Hydraulizität bedingten, minimalen Produktionsmöglichkeiten der bestehenden Wasserkraftanlagen. Gleichzeitig ist zu beachten, dass grosse Kraftwerkseinheiten wirtschaftlicher sind als kleine.

Unter den Hydraulizitätsbedingungen des Jahres 1971/72 hätten durch Hochrechnung auf 1981/82 die 10,71 TWh, die exportiert werden konnten, fast vollständig für die Versorgung im eigenen Land eingesetzt werden müssen. Da dann der Ertrag aus dem Exportgeschäft entfallen wäre, hätte dies auch Auswirkungen auf den Strompreis gehabt. Die Jahresbetrachtungsweise führt dabei zu optimistischeren Ergebnissen, als die detaillierte Untersuchung von Sommer- und Winterhalbjahr.

Die Schweiz, als an Rohstoffen armes Land, muss in der Lage sein, hochwertige Produkte zu exportieren. Dazu gehört im Bereich der Stromerzeugung elektrische Energie im Hochtarifbereich.

Die vorliegenden Überlegungen orientieren sich sehr stark an tatsächlichen Daten. So wichtig Prognosen auch für die weitere Planung sind, ist doch auch in regelmässigen Abständen der Istzustand zu bewerten und dabei mit früher gemachten Prognosen zu vergleichen. Auf diese Art und Weise kann die Vorhersage der weiteren Lastentwicklung und der sich daraus ergebenden Konsequenzen verbessert und verfeinert werden.

Literatur

[1] NN: «UCPTE - Jahresbericht 1981/82», Rhode - St-Genèse, November 1982.

[2] *H. Kobler:* «Export und Import elektrischer Energie», Bull. SEV/VSE 69(1978)23, 2. Dezember, S. 1261...1265.

[3] BEW: «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1983», Bull. SEV/VSE 8(1984).

[4] *E. Grebe:* «Dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme», Dissertation, Universität Dortmund, 1982.

[5] VDEW: «Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1982», Frankfurt, Oktober 1983.

[6] NN: Economie et Statistique, 6. Juli 1983, Nr. 181 und 185.

[7] *D. Schmidt* und *H. Junk:* «Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle», ZfE 2, 1981, S. 77...86.