

Die voraussichtliche Entwicklung und Deckung des schweizerischen Bedarfs an elektrischer Energie für die Jahre 1975 bis 1985

Autor(en): [s.n.]

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **67 (1976)**

Heft 13

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-915180>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Stangen ohne DS von 14–40 Jahren und eine Standdauerverlängerung v durch den DS von 1 (Fig. 2) bzw. 2 Jahren (Fig. 3) kann der maximale Preis K_D für den DS in Prozenten des Preises der fertig gestellten Stange K_1 abgelesen werden, wobei für die Standdauer n der Stange ohne DS das mittlere Alter der ausgewechselten faulen Stangen ohne DS eingesetzt wird.

Die Kurve, welche den derzeitigen Verhältnissen entspricht, wurde für einen Zinsfuß von 6% und eine jährliche Teuerung von 3% berechnet. Um den Einfluss des Zinsfußes und der Teuerung zu veranschaulichen, wurden ausserdem die Kurven für einen Zinsfuß von 4 und 8% sowie eine Teuerung von 0 und 5% eingezeichnet.

Wie aus diesen Kurven ersichtlich ist, genügt für die Rentabilität, bei einem Preis der fertiggestellten Stange von Fr. 437.25 ohne DS, des DS von Fr. 17.60, das heisst für $\frac{K_D}{K_1} = \frac{17.60}{437.25} = 4\%$ und einem mittleren Alter n der ausgewechselten faulen Stangen ohne DS von 22 Jahren eine Verlängerung um ein Jahr, weil das maximale Verhältnis $\frac{K_D}{K_1}$ für diesen Fall 4,2% beträgt (Fig. 2).

Bei einem mittleren Alter der ausgewechselten faulen Stangen ohne DS von 30 Jahren und $\frac{K_D}{K_1}$ ebenfalls 4% ist für die Rentabilität schon eine Standdauerverlängerung von 2 Jahren erforderlich. In diesem Falle würde jedoch der DS auch noch

bei einem Preis von $K_D = 5,6\%$ des Preises der fertig gestellten Stange ohne DS rentabel sein. (Die in den Beispielen angeführten Preise für die fertig gestellte Stange und den DS entsprechen den im Jahre 1974 von den BKW gezahlten Durchschnittspreisen; das mittlere Alter der ausgewechselten faulen Stangen wurde hingegen frei gewählt.)

5. Erkenntnisse

Bei einer statistisch relevanten Anzahl von etwa 180000 stehenden Stangen der BKW sind die jährlichen Frühausfälle, das heisst Ausfälle der Altersklassen 1–10 Jahre, seit über 10 Jahren kleiner als 1% der Anzahl der jährlich ausgewechselten faulen Stangen.

Dieser Erfolg ist mit grösster Wahrscheinlichkeit dem DS zuzuschreiben. Rechnerisch können diese Zusammenhänge jedoch nicht erfasst werden. Dagegen lässt sich, wie vorstehend gezeigt, belegen, welche Standdauerverlängerung nötig ist, damit der Preis des DS durch die eingesparten Jahreskosten aufgewogen wird.

Die allgemeine Anwendung des DS ist aus der Sicht der BKW eine unbedingte Notwendigkeit.

Adresse der Autoren

F. Seiler, Vorsteher der Installationsabteilung, und W. Popper, Technischer Assistent, Bernische Kraftwerke AG, 3000 Bern 25.

Die voraussichtliche Entwicklung und Deckung des schweizerischen Bedarfs an elektrischer Energie für die Jahre 1975 bis 1985

Anlässlich einer Pressekonferenz vom 3. Juni 1976 ist ein Zwischenbericht¹⁾ der Eidgenössischen Kommission für die Gesamtenergiekonzeption vorgestellt worden. Der nachfolgende Bericht gibt das Kapitel VII dieses Zwischenberichtes, welches sich mit der zukünftigen Entwicklung und Deckung des schweizerischen Elektrizitätsbedarfes bis zum Jahre 1985 befasst, im Wortlaut wieder.

1. Einleitung

Herr Bundesrat Ritschard hat mit Schreiben vom 3. April 1975 die Eidgenössische Kommission für die Erarbeitung einer Gesamtenergiekonzeption (GEK) ersucht, sobald wie möglich Bericht über die voraussichtliche Entwicklung des Stromkonsums und seine Deckung in der Schweiz zu erstatten.

In der gegenwärtigen Kernkraftdiskussion steht die Frage, ob das laufende Bauprogramm für Kernkraftwerke angemessen sei, mit im Zentrum der Auseinandersetzungen. Um zu schlüssigen Aussagen zu kommen, musste die Kommission für die Gesamtenergiekonzeption einerseits den künftigen Bedarf, andererseits das künftige Angebot an elektrischer Energie so gut als möglich vorausschätzen. Die neuesten Perspektiven des St. Galler Zentrums für Zukunftsforschung dienen als Arbeitsgrundlagen für die Ermittlung des Bedarfs. Für die Untersuchung des Elektrizitätsbedarfes und seine Deckung hat sich die Kommission vorerst auf die Periode 1975 bis 1985 konzentriert. Dieser gegenüber der Perspektivstudie verkürzte Betrachtungszeitraum erscheint deshalb sinnvoll, weil erstens bei

A l'occasion d'une conférence de presse tenue le 3 juin 1976, il a été présenté aux journalistes un rapport intermédiaire de la Commission fédérale de la conception globale de l'énergie. Le texte ci-dessous est la reproduction in extenso du chapitre VII de ce rapport, qui traite de l'évolution future et de la couverture de la demande d'énergie électrique jusqu'en 1985.

der Beurteilung des gegenwärtig in Ausführung begriffenen Kernkraftwerkbauprogramms vor allem das nächste Jahrzehnt den Gegenstand des Hauptinteresses bildet und weil zweitens beim gegenwärtigen Stand der Kommissionsarbeit Aussagen, die über 1985 hinausreichen, naturgemäss mit grösseren Unsicherheiten behaftet sind.

2. Die voraussichtliche Entwicklung des schweizerischen Bedarfs an elektrischer Energie bis 1985

2.1 Vorbemerkungen zu den Elektrizitätsvorhersagen

In den letzten Jahren wurden in der Schweiz verschiedene Prognosen und Perspektivstudien zur Schätzung des mutmasslichen zukünftigen Energiebedarfes ausgearbeitet. Insbesondere interessierten der zukünftige Elektrizitätsbedarf und seine Deckung.

¹⁾ Eine Zusammenfassung des Zwischenberichtes ist bei der Eidgenössischen Drucksachen- und Materialzentrale, Fellerstrasse 21, 3000 Bern, erhältlich.

	Variante B		Variante BC		Variante C	
	Tcal	TWh	Tcal	TWh	Tcal	TWh
1973	28 636	33,80	28 636	33,30	28 636	33,80
1975	29 485	34,28	29 450	34,24	29 410	34,20
1980	34 390	39,99	34 250	39,83	34 000	39,53
1985	39 030	45,38	38 660	44,95	38 000	44,19
1990	45 110	52,45	44 130	51,31	43 150	50,17
1995	51 080	59,40	49 550	57,62	47 790	55,57
2000	57 400	66,74	55 060	64,02	52 310	60,83
WR ¹⁾	3,1 %		2,8 %		2,6 %	

¹⁾ WR = Jährliche Wachstumsrate bei gleichmässigem Wachstum (1973–2000).

Variante B: Konstante Elastizität

Variante BC: Reduktion der Elastizität laut internationaler Querschnittsanalyse, eingriffslose Entwicklung

Variante C: Weitere Reduktion der Elastizität wegen Sparens und Wirkungsgradverbesserungen mit Eingriffen

In unserer Vorschau wird aus praktischen Gründen eine für die Energiewirtschaft relativ kurze Frist (bis 1985) betrachtet. Im folgenden werden jeweils Elektrizitätsnachfrage und -angebot der *Winterhalbjahre* untersucht, da Versorgungsengpässe am ehesten in den Wintermonaten auftreten können. Für die detaillierte Prüfung der Versorgungslage müsste auf Monatsabschnitte abgestellt werden²⁾. Wir beziehen unsere Überlegungen trotzdem auf die Winterhalbjahre. Dies nicht zuletzt deshalb, weil so auch die jährlichen Schätzungen zum Vergleich herangezogen werden können. Ausserdem würde die Vorschau mit Monatswerten eine Scheingenaugigkeit vortäuschen. Insbesondere kann der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Kernkraftwerke heute nicht mit der erforderlichen Genauigkeit vorausgesagt werden.

2.2 Die bisherige Entwicklung des Verbrauchs

Die Elektrizitätsversorgung soll grundsätzlich den inländischen Verbrauch decken. Deshalb interessiert uns hier die totale inländische Nachfrage, von der wir annehmen, dass sie in der Vergangenheit mit dem Verbrauch³⁾ übereinstimmte. Fig. 1 zeigt den Landesverbrauch an elektrischer Energie in den Winterhalbjahren seit 1950/51. Es lässt sich ein stetes Wachstum erkennen. Die Zuwachsraten (WR) der einzelnen Winterhalbjahre variieren im betrachteten Zeitraum stark. Die extremalen Zuwachsraten betragen:

$WR_{\max} = 8,40\%$ für den Winter 1954/55 gegenüber dem Vorwinter
 $WR_{\min} = 0,42\%$ für den Winter 1974/75 gegenüber dem Vorwinter

Für die Periode Winter 1950/51 bis Winter 1974/75 beläuft sich die durchschnittliche Wachstumsrate auf 5,1% pro Winter.

Die letzten Winter zeigen eine deutliche Abschwächung im Wachstum des Elektrizitätsverbrauchs. Der Winter 1973/74 brachte noch eine Erhöhung um 3,18% gegenüber dem Vorwinter (der Zuwachs betrug im ganzen hydraulischen Jahr 3,1%, bei einem Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs um 7,8%). Im Winterhalbjahr Oktober 1974/März 1975 stieg der Verbrauch dagegen nur mehr um 0,42% gegenüber der entsprechenden Periode des Vorjahres. Das Winterhalbjahr 1975/76 hatte eine Zuwachsrate von 0,67% gegenüber der Vorjahresperiode aufzuweisen.

Verschiedene Gründe für die niedrigen Zuwachsraten können angeführt werden; am meisten dürften die rezessiven Er-

²⁾ Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz. Bulletin SEV/VSE, Nr. 18/1975.

³⁾ Inkl. Verluste, exkl. Verbrauch der Speicherpumpen.

scheinungen in der Wirtschaft ins Gewicht gefallen sein. In diesem Zusammenhang zeigt die Analyse des Landesverbrauchs interessante Ergebnisse. Der Vergleich des Landesverbrauchs des Winters 1974/75 in den verschiedenen Bereichen ergibt folgende Veränderungen:

Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen	Verbrauchszunahme	4,10 %
Allgemeine Industrie	Verbrauchsabnahme	3,24 %
Elektrochemie, Elektrometallurgie, Elektrothermie	Verbrauchsabnahme	1,47 %
Bahnen	Verbrauchsabnahme	6,39 %
Verluste	Abnahme	3,57 %
Total Winter 1974/75	Verbrauchszunahme	0,42 %

Am Anfang des hydrologischen Winterhalbjahres (Oktober 1974) lag der Verbrauch sämtlicher Bereiche noch über den Verbrauchswerten der analogen Periode des Vorwinters (Oktober 1973). Nachher fielen sie entsprechend der sinkenden Beschäftigungslage rasch unter die jeweiligen Vorjahresverbrauchswerte. Den grössten Rückgang weist der Bereich *Allgemeine Industrie* in den Monaten März und April 1975 auf: gegenüber März und April 1974 sank der Elektrizitätsverbrauch um 6,5%.

Die vorliegenden Zahlen lassen erkennen, dass erstens der Elektrizitätsverbrauch der Haushalte weiterhin ansteigt, also vorläufig noch keine Sättigung zu erwarten ist. Kurzfristig ist keine Konjunkturabhängigkeit des Elektrizitätsverbrauchs der Haushalte festzustellen. Zweitens darf der Schluss gezogen werden, dass der Verbrauchsrückgang in den anderen Bereichen zum wesentlichen Teil durch die Rezession bedingt ist.

Die Nachfrage nach Elektrizität hängt im Winter zum Teil von der Aussentemperatur ab. Die Erfahrung zeigt, dass eine Erhöhung der durchschnittlichen Aussentemperatur um 1 °C eine Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs um etwa 0,5 bis 1% bewirkt. Die relativ schwachen Verbrauchszunahmen in den letzten beiden Wintern sind zum Teil eine Folge der milden Witterung.

2.3 Vorschau auf den Elektrizitätsbedarf

Das St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung hat in seiner Perspektivstudie auch den Bedarf an Elektrizität auf Endenergiestufe berechnet. Es liegen verschiedene Varianten vor, wobei wir uns auf die Darstellung der Varianten B, BC und C beschränken.

Eine Vorhersage des Bedarfs für einen Energieträger ist relativ – das heisst im Vergleich zur Ermittlung des Gesamtbedarfs – noch unsicherer, da der Einsatz des Energieträgers ausser von den Verbraucherwünschen von preisbedingten, energiepolitischen und angebotsstrukturellen Substitutionsprozessen beeinflusst wird. Den Varianten liegt gemeinsam zugrunde, dass keine verstärkten Substitutionsprozesse stattfinden. Bei Variante B erfolgen im Vorhersagezeitraum keine zusätzlichen, über das bisherige Mass hinausgehenden Änderungen der Wirtschaftsstruktur und im Verbraucherverhalten. Bei Variante BC werden veränderte Wirkungen von Strukturverschiebungen berücksichtigt, aber ohne dass Eingriffe vorzunehmen sind. Bei Variante C schliesslich wird zusätzlichen Verbesserungen der Wirkungsgrade und noch sparsamerer Energieverwendung Rechnung getragen. Zum Erreichen von Variante C sind Eingriffe erforderlich.

Die Werte für den Elektrizitätsbedarf wurden im Rahmen eines umfassenden Komponentenmodells ermittelt, welches zugleich die Entwicklung der Nachfrage nach den anderen Energieträgern mitberücksichtigt. Dabei wurde die Kohärenz zu den globalen Vorhersagen nach den Varianten B, BC und C überprüft.

Für den Elektrizitätsbedarf wurden folgende Komponenten untersucht:

- Elektrizitätsverbrauch der Bahnen, unterteilt nach Güter- und Personenverkehr
- Elektrizitätsverbrauch der Industrie
- Elektrizitätsverbrauch des Bereichs Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen
- Eigenverbrauch

Eine ähnliche, etwas umfassendere Gliederung wurde für den Konsum von Erdölprodukten gewählt.

Die Berücksichtigung der neuesten Regelung betreffend die ausländische Wohnbevölkerung führt für den Gesamtenergiebedarf zu neuen, tieferen Werten. Beim Elektrizitätsbedarf wirkt sich die neue Ausländerpolitik weit weniger aus. Ihr wird dennoch Rechnung getragen, indem eine einen Ausbau der ausländischen Wohnbevölkerung berücksichtigende Variante des Komponentenmodells gewählt wird.

Die Tabelle I zeigt das Resultat der Vorhersage des gesamten Elektrizitätsverbrauchs gemäss Berechnung nach Komponentenmodell, Tabelle II und Fig. 1 und 2 stellen den Verbrauch des Winterhalbjahres dar.

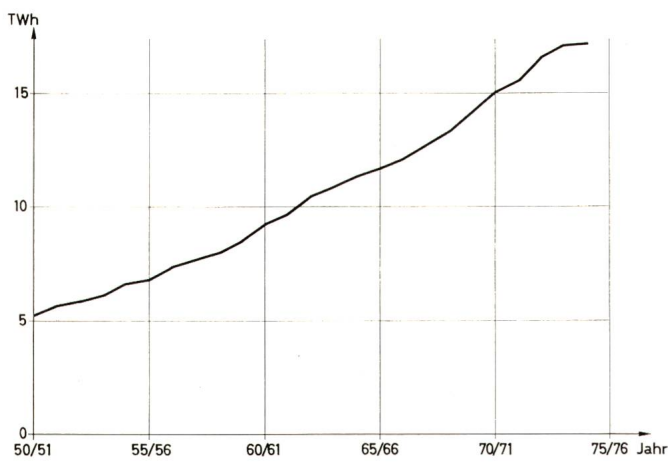


Fig. 1 Landesverbrauch an elektrischer Energie in den Winterhalbjahren

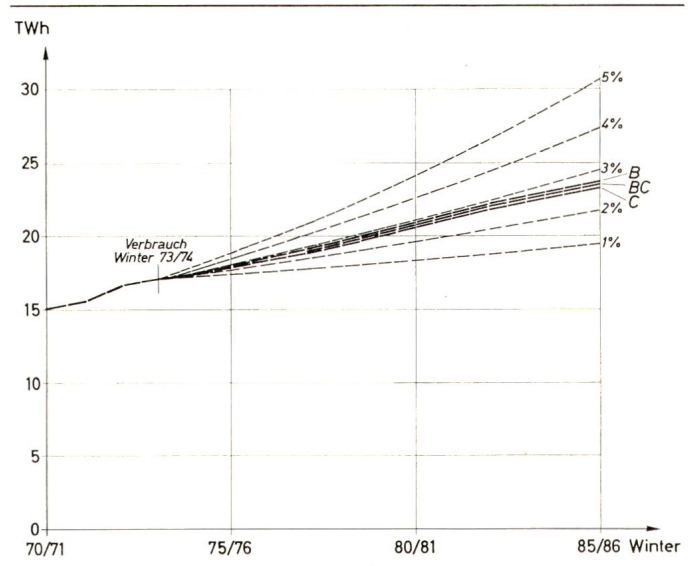


Fig. 2 Die Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs im Winterhalbjahr (Quelle: St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung)

- Bisherige Entwicklung und Vorhersage
- Entwicklung bei konstanten Zuwachsraten

Die Kommission für die Gesamtenergiekonzeption legt für diesen Bericht ihren weiteren Überlegungen die Varianten B, BC und C des Elektrizitätsbedarfs zugrunde. Sie rechnet damit mit Zuwachsraten des Elektrizitätskonsums, welche wesentlich unter jenen anderer einschlägiger und früherer Vorhersagen liegen.

3. Prognose der Produktionsmöglichkeiten

3.1 Die Produktionsmöglichkeiten der Wasserkraftwerke

Die Produktionsmöglichkeiten der schweizerischen Wasserkraftwerke werden durch das Eidgenössische Amt für Energiewirtschaft (AEW) regelmässig erfasst. Die mittleren Produktionsmöglichkeiten lassen sich relativ genau angeben. Die Schwankungen sind jedoch recht gross, in trockenen Wintern bleibt der natürliche Zufluss bis 30% unter dem Durchschnitt. Dadurch betragen die Produktionsmöglichkeiten in wasserarmen Wintern 84%, in wasserreichen Wintern 116% der mittleren Produktion. Wir verwenden hier die Produktionsmöglichkeiten, wie sie vom AEW im Bericht «Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in der Schweiz im hydrologischen Jahre 1973/74»⁴⁾ aufgezeigt sind.

Für die Speicherseen ist eine Entnahme von 80% des Speichervermögens vom 1. Oktober angenommen.

3.2 Die Produktionsmöglichkeiten der Wärmekraftwerke (Öl- und Kernkraftwerke)

Für die in Betrieb befindlichen Öl- und Kernkraftwerke darf aufgrund der Erfahrung im Winter mit einer Elektrizitätserzeugung von 5 TWh gerechnet werden.

Die Tabellen IIIa und IIIb geben eine Übersicht über die Kernkraftwerke und die Leistungsanteile, die nach dem laufenden Bauprogramm für die Schweiz zur Verfügung stehen werden.

Bei neuen Kernkraftwerken ist zu beachten, dass sie erst nach einer gewissen Zeit voll eingesetzt werden können. Aufgrund der Erfahrung mit thermischen Kraftwerken wird folgende Verfügbarkeit unterstellt:

⁴⁾ Bulletin SEV/VSE, Nr. 9/1975.

40 % im 1. und 2. Betriebsjahr \triangleq 2000 Vollaststunden Winter
 50 % im 3. Betriebsjahr \triangleq 2500 Vollaststunden Winter
 60 % im 4. Betriebsjahr \triangleq 3000 Vollaststunden Winter
 70 % im 5. Betriebsjahr \triangleq 3500 Vollaststunden Winter
 80 % im 6. Betriebsjahr \triangleq 4000 Vollaststunden Winter

Nach der Inbetriebnahme der erwähnten Produktionsstätten wird auf dem Gebiet der Kernkraft eine Leistung von 3942 oder rund 4000 MW installiert sein. In Tabelle IIIc sind die grössten konventionell-thermischen Kraftwerke aufgeführt. Nachfolgend wurden die Produktionsmöglichkeiten berechnet, wenn die in Ausführung begriffenen Kernkraftwerke Gösgen, Leibstadt und Kaiseraugst zeitgerecht (Zeitplan: Stand Ende 1975; die Inbetriebnahmedaten der Kernkraftwerke Leibstadt und Kaiseraugst sind im Vergleich zu den ursprünglichen Plänen um etwa 1 bis 3 Jahre hinausgeschoben) in Betrieb gesetzt werden können (Tabelle IV).

4. Die Deckung des Elektrizitätsbedarfs

Die Kommission für die Gesamtenergiekonzeption hat die verschiedenen Varianten der Nachfrage nach elektrischer Energie mit dem berechneten Elektrizitätsaufkommen verglichen. Dabei hatte sie unter anderem zu berücksichtigen, dass

- die hydraulische Produktion zufolge starker Schwankungen der natürlichen Zuflüsse grosse Unterschiede aufweist,
- der mögliche längerdauernde Ausfall eines grossen Kernkraftwerkes einen wesentlichen Einfluss auf die Versorgungslage haben kann,
- der Substitution von Erdöl durch andere Energien Rechnung zu tragen ist.

Der erste Punkt kommt bereits in den Berechnungen der Tabelle IV zum Ausdruck, zu den beiden andern sind noch einige Bemerkungen erforderlich.

4.1 Die Berücksichtigung der Substitution von Erdöl durch Elektrizität

Die Kommission hat, ihrem Auftrag gemäss, der Substitution von Erdöl durch Gas und Elektrizität Beachtung geschenkt. In einer separaten Studie, die ebenfalls aufgrund eines Auftrages von Bundesrat Ritschard ausgearbeitet worden ist, wurden die realen Möglichkeiten der Substitution von Erdöl durch Kernenergie (Elektrizität und Fernwärme) abgeschätzt. Die Substitution könnte in folgenden Bereichen ins Auge gefasst werden (Tabelle V).

Wie sich der geschätzte Substitutionsumfang auf die Sommer- und Winterhalbjahre verteilt, zeigt Tabelle VI. Festzu-

Elektrizitätsverbrauch im Winterhalbjahr (TWh) Tabelle II

	Effektiv	Variante B	Variante BC	Variante C
1969/70	14,10			
1970/71	15,02			
1971/72	15,49			
1972/73	16,53			
1973/74	17,05			
1974/75	17,12	17,49	17,49	17,48
1975/76		17,90	17,89	17,86
1980/81		20,83	20,75	20,60
1985/86		23,64	23,42	23,02
WR ¹⁾		2,7 %	2,7 %	2,5 %

¹⁾ WR = Jährliche Wachstumsrate bei gleichmässigem Wachstum (1974/75-1985/86).

Übersicht über im Bau befindliche Kernkraftwerke Tabelle IIIa

Werk	Voraussichtliche Betriebsaufnahme	Schweizerischer Leistungsanteil
Gösgen-Däniken	1. Mai 1978	920 MW
Leibstadt	1. Mai 1980	825 MW
Kaiseraugst	1. Okt. 1982	600 MW
Fessenheim (Frankreich)	1. Jan. 1977	267 MW
Bugey (Frankreich)	1. Okt. 1977	324 MW
Total		2936 MW

Übersicht über die in Betrieb stehenden Kernkraftwerke Tabelle IIIb

Werk	Betriebsaufnahme	Leistung
Beznau I	Dezember 1969	350 MW
Beznau II	Dezember 1971	350 MW
Mühleberg	November 1972	306 MW
Total		1006 MW

Übersicht über die grösseren konventionell-thermischen Kraftwerke Tabelle IIIc

Werk	Brennstoff	Betriebsaufnahme	Leistung
Vouvry I und II	Öl	1966	280 MW
Beznau	Gas		40 MW
Weinfelden	Gas	1960	20 MW
Maigrange thermique	Öl		17 MW
Kubel	Öl	1933	15 MW
Corneaux	Öl	1968	26 MW
Basel (Voltastrasse)	Gas/Öl	1976	22 MW

halten ist dabei, dass nach der Schätzung der Kommission beispielsweise im Jahr 1985 4,5 TWh (ungefähr 70% der Jahresproduktion eines 920-MW-Werkes), im Winter 1985/86 3,5 TWh zusätzlich substituierbar sind. Unter den einzelnen Anwendungsbereichen sind Verschiebungen möglich.

Längerfristig sind weitere Substitutionen (Ausnutzung von Erdwärme mittels Wärmepumpen, Wasserstoffwirtschaft) denkbar, die heute noch nicht quantifiziert werden können.

Bei der Beurteilung des Umfangs der Substitution durch Kernenergie ist zu berücksichtigen, dass im Anwendungsbereich Wärme auch das Gas Erdöl substituieren kann. Der Umfang der Substitution von Öl durch Gas könnte sich aufgrund von Schätzungen und Annahmen der Gaswirtschaft bis 1985 auf 20000 Tcal (= 23,3 TWh; das heisst ungefähr 10% des damaligen Gesamtenergieverbrauchs) belaufen. Diese Substitution von Erdöl durch Gas steht aber nur in beschränktem Ausmass in Konkurrenz zu jener von Erdöl durch Elektrizität; vielmehr handelt es sich um die Möglichkeit einer zusätzlichen Substitution von Erdöl.

Die effektive Entwicklung der Substitution von Erdöl durch Gas und Kernenergie hängt gesamthaft gesehen von verschiedenen Einflussgrössen, wie den verfügbaren Energiemengen, der Kostenstruktur der Energieträger, dem Bedürfnis nach Versorgungssicherheit sowie von regionalen und energiepolitischen Entscheiden, ab. Die im vorangehenden erwähnten Substitutionsmöglichkeiten stellen eine obere Grenze dar.

Winter	Produktion aus Wasserkraft			Produktion aus bestehenden Öl- und Kernkraftwerken	Produktion aus neuen Kernkraftwerken					Totale Produktion (hydraulisch und thermisch)		
	Zuflüsse				Gösgen-Däniken	Leibstadt	Kaiseraugst	Fessenheim (F)	Bugey (F)	Zuflüsse		
	schwach	mittel	stark							schwach	mittel	stark
1975/76	11,70	13,89	16,08	5,0	-	-	-	-	-	16,70	18,89	21,08
1976/77	11,75	13,96	16,17	5,0	-	-	-	0,27	-	17,02	19,23	21,44
1977/78	11,78	13,99	16,20	5,0	-	-	-	0,53	0,65	17,96	20,17	22,38
1978/79					1,84	-	-	0,60	0,65	19,87	22,08	24,29
1979/80					1,84	-	-	0,73	0,81	20,16	22,37	24,58
1980/81					2,30	1,65	-	0,87	0,97	22,57	24,78	26,99
1981/82					2,76	1,65	-	1,00	1,13	23,32	25,53	27,74
1982/83					3,22	2,06	1,20	1,07	1,30	25,63	27,84	30,05
1983/84					3,68	2,48	1,20	1,07	1,30	26,51	28,72	30,93
1984/85					3,68	2,89	1,50	1,07	1,30	27,22	29,43	31,64
1985/86					3,68	3,30	1,80	1,07	1,30	27,93	30,14	32,35

Die Substitution von Erdöl durch Elektrizität und Gas wäre dann leichter verwirklichtbar,

– wenn aussenwirtschaftliche und internationale Entwicklungen (Erdölembargos, Erdölpreiserhöhungen) dies begünstigten

– oder wenn sie durch staatliche Massnahmen entsprechend beeinflusst werden könnte, was aber infolge mangelnder gesetzlicher Grundlagen in der Betrachtungsperiode 1975–1985 nur in geringem Masse und erst gegen Anfang der achtziger Jahre der Fall sein dürfte.

In Ermangelung und bis zum Vorliegen eines gesetzlichen Instrumentariums seitens des Bundes lässt sich die Substitution fördern

– durch Aufklärung, Werbung, tarifpolitische Massnahmen und andere angemessene Vorkehrungen seitens der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft und durch politische Entscheide in Kantonen und Gemeinden.

Ein gewisser Substitutionseffekt ist heute schon festzustellen, obwohl keine besonderen Massnahmen durch die Behörden oder die Energiewirtschaft ergriffen wurden. Trotz Mehrpreis wird in manchen Fällen Elektrizität statt Öl gewählt. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) meldet die Inangriffnahme eines umfangreichen Substitutionsprogramms in seinem Tätigkeits- und Einflussbereich. Sein Substitutionsziel beträgt bis 1985 3,5 bis 3,7 TWh im Winter, liegt demnach etwas über den Schätzungen der Kommission. Der vom VSE gemeldete Substitutionsbedarf setzt sich etwas anders zusammen als der von der Kommission geschätzte. Die Endzahlen differieren aber wenig.

In diesem Zusammenhang stellt sich noch die Frage, wie weit diese Substitution den Anteil der Elektrizität am gesamten Energieverbrauch verändert. Im Jahre 1974 betrug der Anteil der Elektrizität am gesamten Energieverbrauch der Schweiz 17,5%. Wird der ganze oben angeführte zusätzliche Substitu-

Substitutionsmöglichkeiten

Tabelle V

Anwendungsbereiche	Elektrizitätseinsatz zur Substitution	
	1985 (TWh/a)	2000 (TWh/a)
1. Industrielle Prozesse	0,2	0,5
2. Verkehr (Elektroauto, Verschiebung von Strasse auf Schiene, Trolleybuseinsatz)		
3. Elektroboiler (vermehrter Einsatz)	1,1	2
4. Elektrokessel für industrielle Dampferzeugung und grössere Heizanlagen	1,1	2
5. Elektro-Einzelgebäudeheizung		
– ohne nennenswerte Zusatzinvestitionen für das elektrische Verteilnetz	1,5	4
– mit grösseren Zusatzinvestitionen	-	4
– Wärmepumpen	0,3	1,5
6. Fernheizung aus Kernkraftwerken (Minderproduktion)	0,3	3
Total der Substitutionsmassnahmen	4,5	18,5

	Ganzes Jahr		Sommer		Winter	
	Tcal	TWh	Tcal	TWh	Tcal	TWh
bis 1985	3 870	4,5	860	1,0	3 010	3,5
bis 2000	15 910	18,5	5 160	6,0	10 750	12,5

tionsumfang von 4,5 TWh bis 1985 realisiert, so beträgt dann zumal der Anteil der Elektrizität 20% (in der Annahme, dass sich der Verbrauch gemäss Variante C des St. Galler Zentrums für Zukunftsforschung entwickelt).

In Fig. 3 ist – auf der Basis der Bedarfsvarianten B, BC und C des St. Galler Zentrums für Zukunftsforschung – der zusätzliche Bedarf an Elektrizität aufgetragen worden, wenn im angenommenen Ausmass Öl durch Kernenergie ersetzt wird. Die entsprechenden Kurven sind mit B S, BC S, C S bezeichnet; sie sind entstanden, indem den Kurven B, BC und C der geschätzte Substitutionsumfang überlagert wurde. Es zeigen sich daraus je nach Variante durchschnittliche jährliche Zunahmen des Stromkonsums bis zum Jahre 1985 von gegen 4%. Da die Substitutionsmassnahmen erst nach einiger Zeit zum Tragen kommen, sind die Zuwachsraten in den ersten Wintern geringer, in den späteren grösser als die durchschnittliche Wachstumsrate. (Zum Vergleich: Der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke rechnet nach seinem neuesten Zehn-Werke-Bericht mit einem jährlichen Zuwachs zwischen 4% und 5%). Es ergibt sich naturgemäss eine Verminderung der Überschüsse. Das denkbare Abschalten eines Kernkraftwerkes ist dabei nicht in Betracht gezogen.

In wasserreichen und in Durchschnittswintern sind nach wie vor Überschüsse zu erwarten, in wasserarmen Wintern können sich dagegen bis etwa 1980 Mangellagen, später Überschüsse einstellen.

4.2 Die Berücksichtigung längerer Stillstände thermischer Kraftwerke

Die vorstehenden Berechnungen der Elektrizitätsproduktion gehen davon aus, dass ein Kernkraftwerk nach einer gewissen Einlaufzeit im Jahre eine Arbeitsauslastung von 80% erreicht. Die angenommene Energieerzeugung beträgt also 80% jener theoretischen Energiemenge, die erzeugt würde, wenn die Kernkraftwerke während des ganzen Jahres ohne jeden Unterbruch Tag und Nacht mit Vollast laufen könnten. Die angenommene Auslastung ist – dies zeigen die internationalen Erfahrungen – recht hoch angesetzt, wenn man die betriebsnotwendigen Produktionsausfälle wegen Revisionen und Brennstoffwechseln oder durch Betriebsstörungen in Betracht zieht. Für die Winterhalbjahre wird die Zahl der Vollaststunden mit 4000 angenommen, was einer Auslastung von über 91% entspricht.

Mit zunehmendem Anteil der thermischen Erzeugung elektrischer Energie, welche in Werken grosser Erzeugung erfolgt, bekommt die Reservehaltung ein erhöhtes Gewicht. Solange die Stromproduktion in der Schweiz ausschliesslich auf der Nutzung der Wasserkraft beruhte, hatte die Reservehaltung eine kleinere Bedeutung. Einmal, weil die Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke grösser ist als diejenige der thermischen Kraftwerke, und zweitens, weil es sich bei den Wasserkraftwerken vielfach um kleinere Einheiten handelt. Hier drängen

sich nun einige Präzisierungen zu den angeführten Stillständen von Kraftwerken auf. Die Verfügbarkeit der thermischen Kraftwerke – und dazu gehören auch die Kernkraftwerke – ist, wie bereits gesagt, geringer als jene der Wasserkraftwerke. Der Grund hierfür liegt vor allem in den hohen Temperaturen, denen wesentliche konventionelle Teile, so zum Beispiel die Dampfturbine, ausgesetzt sind. Die gegenüber den hydraulischen Kraftwerken erhöhte Störanfälligkeit bedeutet aber nicht, dass Kernkraftwerke eine erhebliche Gefahrenquelle darstellen. Es sind im Gegenteil die scharfen Sicherheitsvorschriften für den nuklearen Teil, welche auch bei geringsten Beeinträchtigungen der Funktionsfähigkeit nicht lebenswichtiger Teile das Abschalten der Anlage fordern, selbst wenn keine objektive Gefährdung vorhanden ist.

Es stellt sich damit die Frage, wieweit die Sicherheit der Versorgung mit Elektrizität durch den Ausfall eines thermischen Kraftwerkes beeinflusst wird. Zu ihrer Beantwortung sei die Deckung der Nachfrage nach Elektrizität bei einer den ganzen Winter dauernden Ausserbetriebnahme des Werkes mit der grössten Produktion untersucht (für die Winter 1975/76 ist beispielsweise das Abschalten eines der beiden Beznau-

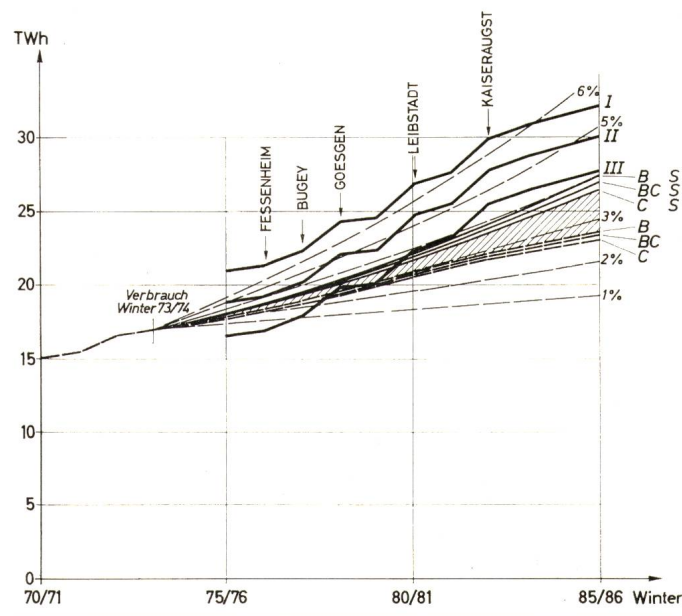


Fig. 3 Elektrizitätsnachfrage und Elektrizitätsangebot in den Winterhalbjahren

(mit Substitution, bei störungsfreiem Betrieb der thermischen Kraftwerke)

- Angebot an elektrischer Energie (hydraulische und thermische Produktion)
- Varianten der Elektrizitätsnachfrage gemäss St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung bei zusätzlicher Substitution
- - - Varianten der Elektrizitätsnachfrage gemäss St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung (bis 1973/74 effektiver Verbrauch)
- · · Nachfrage bei konstanten Zuwachsraten
- zusätzliche Substitution

- I Wasserreicher Winter
- II Durchschnittswinter
- III Wasserarmer Winter

B, BC, C Untersuchte Varianten, gestützt auf den Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftsentwicklung

B S, BC S, C S Untersuchte Varianten bei zusätzlicher Substitution

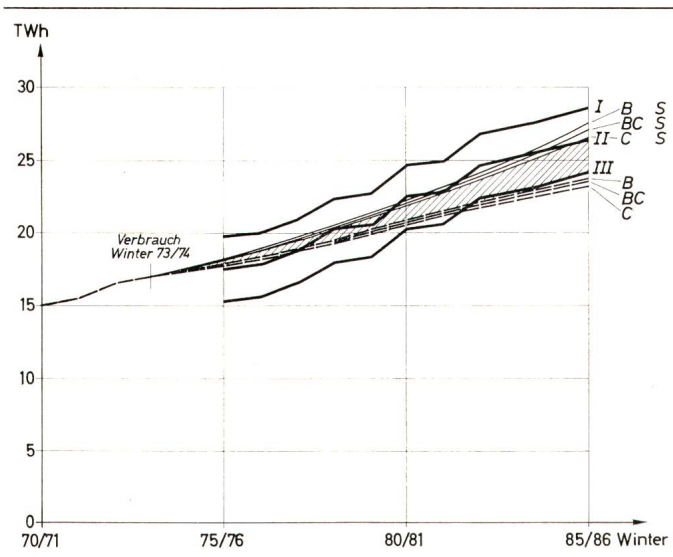


Fig. 4 Elektrizitätsnachfrage und Elektrizitätsangebot in den Winterhalbjahren
(unter Berücksichtigung des Ausfalls eines Kernkraftwerkes und gleichzeitiger Substitution)

- Angebot an elektrischer Energie (hydraulische und thermische Produktion) inkl. Kernkraftwerke in Betrieb: Beznau I + II, Mühleberg inkl. Kernkraftwerke im Bau: Gösgen, Leibstadt, Kaiseraugst inkl. Anteile an Fessenheim und Bugey
- Varianten der Elektrizitätsnachfrage gemäss St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung bei zusätzlicher Substitution
- - - Varianten der Elektrizitätsnachfrage gemäss St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung (bis 1973/74 effektiver Verbrauch)
- ▨ Zusätzliche Substitution
- I Wasserreicher Winter
- II Durchschnittswinter
- III Wasserarmer Winter

Werke, für die späteren Winter beispielsweise die Stilllegung des Kernkraftwerkes Gösgen berücksichtigt).

Die Fig. 4 zeigt diesen Fall, wobei die Betriebsaufnahmen der neuen Werke gemäss Tabelle IIIa angesetzt sind. Es lässt sich leicht erkennen, dass die Ausserbetriebnahme eines Werkes die Versorgungssicherheit wesentlich reduziert.

Berücksichtigt man das Zusammentreffen zweier ungünstiger Umstände wie wasserarmes Jahr und Ausserbetriebnahme eines Kernkraftwerkes – mit beidem muss gerechnet werden –, so sind Mangellagen nicht auszuschliessen. Überschüsse sind bei guter Wasserführung nach wie vor zu ersetzen. Dagegen sind bei mittlerer Wasserführung geringe Defizite und Überschüsse möglich. In wasserarmen Wintern ist jedoch stets mit Mangellagen zu rechnen, selbst dann, wenn die Substitution nicht das oben angenommene Ausmass erreicht.

Zu beachten ist, dass im Sommer wesentliche Überschüsse auftreten können. Einerseits ist der Verbrauch der Sommerhalbjahre geringer als jener der Winter. Andererseits ist die hydraulische Elektrizitätsversorgung im Sommer grösser als im Winter; sie weist auch grössere Schwankungen auf. Weiter muss berücksichtigt werden, dass der Substitutionsumfang im Sommer geringer ist. Ferner wirkt sich der Ausfall eines Kernkraftwerkes weniger stark aus, weil wegen der notwendigen Brennstoffwechsel und der Revisionen bereits mit einer reduzierten Verfügbarkeit zu rechnen ist.

5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

– Die Kommission für die Gesamtenergiekonzeption hat sich bei der Vorausschätzung von Elektrizitätsbedarf und -angebot in dieser Phase der Kommissionsarbeit vor allem auf die Zeit von 1975 bis 1985 konzentriert. Da Engpässe in der Stromversorgung am ehesten im Winter zu erwarten sind, wurden die Bedarfsdeckungsverhältnisse in den Winterhalbjahren untersucht. Die Kommission legte ihren Berechnungen über die Bedarfsdeckung die vom St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung ermittelten Perspektiven des Elektrizitätsbedarfs zugrunde.

– Aus der sinkenden Wachstumsrate der gesamten Energienachfrage folgt nicht unbedingt eine entsprechende Reduktion der Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs. Dies zeigen die Verbrauchszahlen des Jahres 1974 deutlich. Mit der Belebung der wirtschaftlichen Entwicklung werden der Energiekonsum und insbesondere auch der Stromkonsum wieder ansteigen. Es ist zu erwarten, dass der Elektrizitätsbedarf auch in den nächsten Jahren etwas stärker als der gesamte Energiebedarf steigen wird, besonders wenn man eine weitergehende Substitution von Erdöl anstrebt. Doch dürften die Wachstumsraten auch bei der Elektrizitätsnachfrage gegenüber früher wesentlich zurückgehen.

– Der Berechnung des Elektrizitätsangebots wurden zugrunde gelegt: die Hydroelektrizität unter Berücksichtigung des gegenwärtigen Ausbauprogramms; die in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg; die schweizerischen Leistungsanteile der im Bau befindlichen Kernkraftwerke Gösgen, Leibstadt und Kaiseraugst sowie Fessenheim und Bugey in Frankreich (unter Beachtung der eingetretenen Verzögerungen); ferner die heute bestehenden thermischen Kraftwerke und die Stromerzeugung durch Müllverbrennung. Für die Kernkraftwerke ergibt sich damit eine verfügbare Gesamtleistung von 4000 MW.

Von zusätzlicher Müllverbrennung, von Sonnenkraftwerken und von anderen Technologien der Elektrizitätsgewinnung ist im betrachteten Zeitraum bis 1985 kein nennenswerter Beitrag zur Energieproduktion zu erwarten.

– Das Elektrizitätsangebot weist, dies zeigen die Grafiken deutlich, wegen der unterschiedlichen Wasserzuflüsse in trockenen, normalen und nassen Jahren einen breiten Streubereich auf. Die Differenz zwischen der hydraulischen Produktion von sehr trockenen und jener von sehr nassen Wintern beträgt mehr als die Winterproduktion eines grossen Kernkraftwerkes.

– Die Berechnungen beschränken sich auf die Energiemengen. Die benötigte Leistung, insbesondere die Spitzenleistung, wurde nicht in die Betrachtungen einbezogen. Mit der Inbetriebnahme von Kernkraftwerken, die bekanntlich im wesentlichen Bandenergie liefern, wird die gemäss den Abschätzungen des AEW heute noch genügende Spitzenleistungsreserve reduziert. Spätere Elektrizitätsvorschauen werden die Leistungsberechnung einbeziehen müssen.

– Die in Ausführung befindlichen Kernkraftwerke weisen insgesamt einen schweizerischen Leistungsanteil von 4000 MW auf. Damit können in den Jahren 1980 bis 1985 im Winter beachtliche Stromüberschüsse auch bei schwachen Wasserzuflüssen auftreten, falls der Substitution von Erdöl nicht Rechnung getragen wird und falls längerfristige Stillstände von Kernkraftwerken ausgeschlossen werden. Unter diesem Gesichtspunkt liesse sich das laufende Bauprogramm strecken, sofern rechtliche Möglichkeiten dazu vorhanden wären und

die Erstreckung des Programms nicht andere gewichtige volkswirtschaftliche Nachteile (Kostensteigerung, vermehrte Beschäftigungsprobleme in der Bauwirtschaft usw.) mit sich brächte. Es ist darauf hinzuweisen, dass Verzögerungen von Werken, die sich in der Realisierungsphase befinden, mit volkswirtschaftlichen Verlusten verbunden sind.

Stellt man aber den durchaus möglichen Ausfall, das heisst die längere Ausserbetriebsetzung eines grossen Kernkraftwerkes, in Rechnung und berücksichtigt man ferner die Substitutionsmöglichkeiten und -notwendigkeiten durch elektrische Energie mit dem Ziel, die hohe Abhängigkeit vom Erdöl herabzusetzen, so reduzieren sich die Überschüsse wesentlich. Es treten schon in Jahren mittlerer Wasserführung keine nennenswerten Überschüsse mehr auf. In wasserarmen Jahren entstünden in unserer Stromversorgung Mangellagen, auch wenn die im Bau befindlichen Werke Gösgen, Leibstadt und Kaiseraugst gemäss dem nachstehend dargestellten Programm in den Jahren 1978, 1980 und 1982 in Betrieb gehen:

Terminprogramm Stand Ende 1975 (nach Angaben der Werke)

Produktionsaufnahme Kernkraftwerk Gösgen	1. 5. 1978
Produktionsaufnahme Kernkraftwerk Leibstadt	1. 5. 1980
Produktionsaufnahme Kernkraftwerk Kaiseraugst	1. 10. 1982

Weitere Verspätungen bei den Werken Leibstadt und Kaiseraugst über diese Termine hinaus sind nicht auszuschliessen; die Gefahr von Mängeln in der Deckung des Bedarfs wird dann verschärft.

Behält man die bisherigen Usancen und Maßstäbe für die Sicherstellung der Stromversorgung bei und soll eine spürbare zusätzliche Substitution durch Elektrizität betrieben werden, so ist das laufende nukleare Bauprogramm gemäss Terminprogramm Stand 1975 (Tabelle IIIa) in bezug auf Umfang und Zeitplan gerechtfertigt und angemessen.

Nimmt der Bedarf an elektrischer Energie in dem von der Kommission prognostizierten Umfang weiter zu und kann die Substitution im angestrebten Umfang realisiert werden, so müsste auf das Ende der von der Kommission in diesem Zwischenbericht behandelten Periode, also um die Mitte der achtziger Jahre, eine nächste Anlage betriebsbereit sein. Im Vordergrund steht dafür das Projekt Graben BE.

Weicht man von der bisherigen Praxis ab und stellt man gelockerte Anforderungen an die Versorgungssicherheit, so wäre eine Streckung des Bauprogramms tolerierbar. Dazu ist einmal festzuhalten, dass die Realisierung des schweizerischen Kernkraftwerkbauprogramms in zeitlicher Hinsicht sogar gegenüber den in Tabelle IIIa dargestellten, revidierten Terminplänen wegen der Komplexität des Bewilligungsverfahrens, der Personalknappheit bei den Bewilligungsbehörden und des

technischen Schwierigkeitsgrads des Kernkraftwerkbaus Verspätungen erfahren könnte.

Abgesehen davon ist aber die Kommission für die Gesamtenergiekonzeption der Ansicht, dass eine bewusst reduzierte Versorgungssicherheit bei der Elektrizität, bei welcher ernsthafte Mangellagen auftreten könnten, nicht zu verantworten wäre, zumal bereits die Versorgungssicherheit beim Erdöl zumindest als nicht voll gewährleistet zu bezeichnen ist. Der Mensch hat seine Lebensweise und die Wirtschaft ihre Produktion derart auf die stete Verfügbarkeit von elektrischer Energie ausgerichtet, dass längere Mangellagen schwerwiegende Folgen zeitigen würden. Nicht nur würden beispielsweise Öl- und Elektroheizungen ihren Dienst versagen; noch gewichtiger wäre die Gefährdung von Arbeitsplätzen. Die Bereitstellung angemessener, ökonomisch sinnvoller Produktionsreserven ist insbesondere auch im Hinblick auf die starken Schwankungen in der hydraulischen Stromerzeugung zufolge unterschiedlicher Wasserzufuhr anzustreben.

Dadurch wird keiner Überschusspolitik das Wort geredet, auch keiner Produktion von Kernkraftwerken auf Vorrat. Eine gewisse massvolle Reserve muss eingeplant werden. Es liegt aber in der Natur bereitstehender Reserven, dass Produktionsüberschüsse auftreten können. Ihrer vorübergehenden Verwertung im Ausland steht nichts entgegen, denn die Schweiz ist auf den Energieaustausch mit dem Ausland angewiesen. Damit wird auch eine Voraussetzung für den Import und für die Deckung inländischer Stromlücken geschaffen; es darf nicht angenommen werden, man könne Deckungsdefizite einfach durch Stromimporte überbrücken. Angesichts der Ausfuhrüberschüsse der letzten Winter sollte auch nicht vergessen werden, dass die Schweiz seit 1950 in rund der Hälfte der Winterhalbjahre Importüberschüsse zu verzeichnen hatte.

– Ein Mitglied der Kommission empfindet die Zuwachsrate des Elektrizitätskonsums als etwas zu hoch, verlangt zusätzliche Wahrscheinlichkeitsrechnungen über das Zusammentreffen von wasserarmen Jahren und Betriebsstillständen bei Kernkraftwerken und befürwortet sinngemäss eine Streckung des Kernkraftwerk-Bauprogramms, indem zumindest für ein Kernkraftwerk der eigentliche Baubeginn bis 1977 ausgesetzt wird. (Diese Forderung wird ohne Zutun der Kommission wegen der personellen Engpässe bei den Bewilligungsbehörden ohnehin erfüllt.) Ein anderes Mitglied bewertet die Prognosen über den mutmasslichen Zuwachs des Stromkonsums als zu niedrig, was zu einer Verlangsamung in der Inangriffnahme neuer Energieerzeugungsanlagen und damit eventuell zu späteren Versorgungslücken führen könnte. Diese Stimme tritt deshalb für ein Kernkraftwerkprogramm ein, das sich an etwas höheren Zuwachsraten orientiert. Die Kommission folgte schliesslich der mittleren Linie des Kommissionsberichtes und stimmte ihm mit einer Ausnahme zu.