

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 59 (1968)
Heft: 23

Artikel: Kernenergie in der Energieversorgung Grossbritanniens
Autor: Kroms, A.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916094>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 03.04.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Kernenergie in der Energieversorgung Grossbritanniens

Von A. Kroms, Boston

546.79:620.98(41-4)

Der Autor beschreibt die ausserordentliche Entwicklung der Kernkraftwerke in Grossbritannien von den ersten Magnox-Reaktoren (Calder Hall 1956) bis zu den AGR-Reaktoren (Dungeness B 1970) und gibt die Charakteristiken dieser Kernkraftwerke und deren wirtschaftlichen Wert an. Dann schildert er die Entwicklung von Brutreaktoren und wirft einen Blick auf die Zukunft der Kernenergie von Grossbritannien.

Die wichtigsten Primärenergieträger der britischen Energieversorgung sind bisher Steinkohle (~90 %) und Öl gewesen; Wasserkraft spielt nur eine sehr geringe Rolle. Letzt-

Der Einsatz von Kernenergie in die elektrische Energieversorgung verläuft in einzelnen Ländern verschieden. Dieser Vorgang kann durch den raschen Anstieg des Energiebedarfs, den Mangel an anderen Energiequellen und auch durch ein zielbewusstes Organisieren der Energieversorgung gefördert werden. Die britische Elektrizitätswirtschaft hat sich bisher vorwiegend auf die einheimischen Kohlenvorkommen gestützt. Da aber der Energiebedarf rasch zunimmt, wurde nach dem Kriege befürchtet, dass die Kohlenvorräte auf lange Frist zur Bedarfsdeckung nicht genügen würden; dies veranlasste, nach einer anderen Energiequelle zu suchen, und gab den Antrieb zur Verwirklichung eines bemerkenswerten Kernenergieprogramms. Der Bau von Kernkraftwerken wurde im Jahre 1955 aufgenommen und ist seitdem systematisch fortgesetzt worden. Bemühungen sind dahin gerichtet worden, in kurzer Zeit grosse Kernkraftwerke zu erstellen, welche elektrische Energie wirtschaftlich tragbar erzeugen und die gespannte Brennstoffbilanz entlasten können. Die Ergebnisse sind eindrucksvoll, so dass Grossbritannien in der Ausnutzung der Kernenergie die erste Stelle unter allen Ländern der Welt einnimmt.

1. Kernenergieprogramme

Die Elektrizitätsversorgung Grossbritanniens ist 1948 verstaatlicht worden. Der Bau und Betrieb von Kraftwerken wird in England und Wales vom «Central Electricity Generating Board (CEGB)», in Schottland vom «South of Scotland Electricity Board (SSEB)» und «North of Scotland Hydro-electrical Board» durchgeführt. CEGB ist das grösste Elektrizitätsunternehmen Westeuropas, dessen Kraftwerke mehr als 80 % der britischen Energieausbeute liefern. Die Leistung der CEGB-Kraftwerke betrug 1965...66 rund 40 000 MW; man schätzt, dass bis 1970 die Kraftwerksleistung auf 60 000 MW und bis 1980 auf mehr als 120 000 MW gebracht werden wird. Die Energieerzeugung wird allmählich in grossen Kraftwerken konzentriert, weshalb die Zahl der Kraftwerke sich schrittweise vermindert. Da die meisten Kraftwerke in den Kohlenbezirken Mittelenglands liegen, ist zur Energieübertragung ein leistungsfähiges Verbundnetz mit Spannungsebenen von 275 und 400 kV ausgebaut worden, welches Energie nach Süden und Westen leitet (Fig. 1) [1, 2] ¹⁾.

¹⁾ Die Angaben in eckigen Klammern verweisen auf die Literaturangaben am Schluss des Aufsatzes.

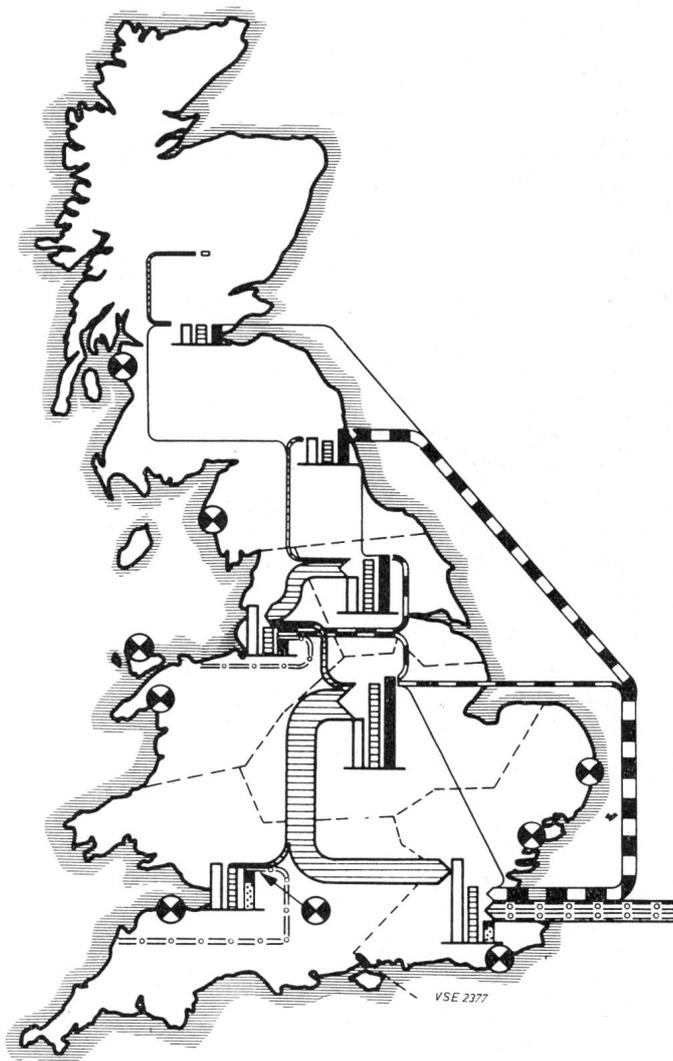


Fig. 1

Die Energiebilanz Grossbritanniens im Jahre 1970

-  Kohlentransport
-  Öltransport
-  Transport elektrischer Energie
-  Kohlenproduktion
-  Ausbeute an Kernenergie
-  Gesamtausbeute an elektrischer Energie
-  Verbrauch der elektrischen Energie
-  Kernkraftwerke

hin kommt aber Kernenergie hinzu, deren Anteil in der elektrischen Energiebilanz rasch zunimmt. In Kraftwerken der öffentlichen Versorgung wurden 1964 66 Mt (1 Mt = 10^6 t) Steinkohle oder 35 % der englischen Kohlenförderung verbrannt. Obwohl der Kohlenanteil im Kraftwerksbetrieb sich in Zukunft vermindern wird, werden doch die Mengen des Kohlenverbrauchs zunehmen. Man schätzt, dass im Jahre 1980 noch 60 % der elektrischen Energie aus der Kohle, 10 % aus dem Öl und 30 % aus der Kernenergie stammen werden. Der Anteil der Kernenergie kann aber noch höher liegen. Die britischen Kernkraftwerke liefern bei einer installierten Leistung von rund 4000 MW zurzeit jährlich rund 30 000 GWh; nach Inbetriebnahme neuer Werke wird ihre Energieausbeute in den kommenden Jahren sich beträchtlich vergrößern.

Die Erhaltung der Steinkohlenförderung ist in Grossbritannien als volkswirtschaftlich notwendig erkannt worden; die Einfuhr von Öl muss dagegen herabgesetzt werden, besonders weil die Ölbeschaffung aus weltpolitischen Gründen unsicher ist. Die Energiepolitik ist deshalb dahin gerichtet, die Elektrizitätserzeugung auf zwei Energiequellen — Kohle und Kernenergie — zu stützen. Kohle wird bis 1980 voraussichtlich noch den ersten Platz einnehmen, kurz danach wird aber Kernenergie in den Vordergrund treten. Die mögliche Rolle des Erdgases aus den vermutlichen Vorkommen unter der Nordsee kann vorläufig nicht bewertet werden, doch wird das Gas vorwiegend in anderen Zweigen der Energiewirtschaft oder als Rohstoff der chemischen Industrie verwertet werden und die elektrische Energieerzeugung nur unwesentlich beeinflussen.

Da die Produktion des britischen Kohlenbergbaus nicht wesentlich gesteigert werden kann, stehen zur Deckung des schnell zunehmenden Energiebedarfs nur zwei radikale Möglichkeiten — verstärkte Einfuhr von Brennstoffen oder ein rapider Ausbau der Kernkraftanlagen — offen. Grossbritannien hat sich zugunsten der zweiten Massnahme entschieden und den Bau von grossen Kernkraftwerken im Laufe von rund 10 Jahren systematisch durchgeführt. Laut bestehenden Plänen soll die Bautätigkeit im Sektor der Kernenergie in den kommenden Jahren eifrig fortgesetzt werden. CEBG hat geplant, die gesamte Kraftwerksleistung in der Zeitperiode 1963...70 von 33 000 auf 60 000...65 000 MW zu bringen, also zu verdoppeln; davon sollen 5000...6000 MW oder 15...20 % der neuen Leistung in Kernkraftwerken untergebracht werden. Nachher wird der Anteil der Kernkraftwerke voraussichtlich in einem noch rascheren Tempo zunehmen; man erwartet, dass nach 1975...80 die meisten neu zu erstellenden Grosskraftwerke Kernkraftwerke sein werden. Die voraussichtliche Kernkraftwerk-Leistung wird wie folgt geschätzt:

1975: 13 000 MW,

1980: 25 000...30 000 MW.

Vorläufig werden aber sowohl Brennstoff- als auch Kernkraftwerke erstellt. So befinden sich zurzeit im Bau und in Planung mehrere kohlen- und ölgefeuerte Grosskraftwerke für Leistungen von 2000...4000 MW; sie werden nach einheitlichen Grundlagen geplant und mit 500...600 MW-Aggregaten ausgerüstet, wodurch die Anlagekosten herabgesetzt werden können.

Das erste grosse Kernkraftwerk der Welt wurde bei Calder Hall 1956 in Betrieb gesetzt [3]. Es wurde von der

«United Kingdom Atomic Energy Authority (AEA)» entwickelt und mit gasgekühlten, graphitmoderierten Natururanreaktoren ausgerüstet. Natururan wurde als Energieträger gewählt, um von teuren Urananreicherungsanlagen unabhängig zu sein. Das zweite Kraftwerk gleicher Bauart wurde bei Chapel Cross erstellt. Jedes Kraftwerk hat vier Reaktoren und eine elektrische Leistung von 4×50 MW. Die beiden haben bisher ungefähr 30 000 GWh ins Netz abgegeben und befinden sich fortwährend im Betrieb [4]. Diese Resultate können als eine hervorragende Errungenschaft bei dem Einsatz einer völlig neuen Kraftwerksbauart bewertet werden. Der gasgekühlte Reaktor wurde zuerst nur als eine Übergangsbauart betrachtet; er arbeitet mit billigem Energieträger und verlangt keine teuren Werkstoffe. Gute Erfahrungen mit diesem Reaktor haben aber veranlasst, dass mit diesem Reaktortyp alle Kernkraftwerke der ersten Bauperiode ausgerüstet wurden und dass der gleiche Reaktor in einer fortschrittlichen Bauweise auch für Kernkraftwerke der zurzeit anlaufenden zweiten Bauphase beibehalten wird. Die elektrischen Einheitsleistungen der Reaktoren haben 600 MW erreicht und werden in den kommenden Jahren auf 1000 MW gebracht werden.

Die erste Phase des britischen Kernenergieprogramms wurde vom CEBG 1957 begonnen; sie umfasst 9 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von fast 5000 MW und nähert sich zurzeit ihrem Ende, weil alle geplanten Kraftwerke sich in Betrieb oder in Bau befinden. Das letzte Werk dieser Phase (Wylfa, 1180 MW) soll 1969 fertiggestellt werden. Die Kernkraftwerke haben schon mehr als 80 000 GWh ins Verbundnetz abgegeben; sie haben mehr Kernenergie erzeugt als in der ganzen übrigen Welt. An zweiter Stelle stehen diesbezüglich die USA mit 30 000 GWh, an dritter Italien mit 12 000 GWh [4].

Der Bau von Kernkraftwerken der zweiten Bauperiode ist schon in Angriff genommen worden. Diese Phase soll 1967...75 durchgeführt werden und wird eine Gesamtleistung von rund 8000 MW umfassen, so dass 1975 die Kernkraftwerk-Leistung voraussichtlich rund 13 000 MW betragen wird. Die Kernkraftwerke der zweiten Phase werden mit fortschrittlichen gasgekühlten Reaktoren ausgerüstet sein, welche leicht angereichertes Uran ausnutzen und mit erheblich höheren Temperaturen als die Reaktoren der ersten Entwicklungsperiode arbeiten werden. Die Kraftwerke dieser Periode werden rein wirtschaftlich mit den Brennstoffkraftwerken wetteifern können.

Die dritte Phase im Bau von Kernkraftwerken wird dann eintreten, wenn es gelingen wird, wirtschaftlich einsetzbare Brutreaktoren herzustellen. Sie werden mit dem Plutoniumüberschuss der thermischen Reaktoren anlaufen, später aber Plutonium im Brutprozess selbst erzeugen und zum Anfahren der neuen Reaktoren bereitstellen. Da Prototypen der schnellen Brutreaktoren schon befriedigende Resultate ergeben haben, schätzt man, dass um 1975...80 die Schnellreaktoren imstande sein werden, die Energielieferung im grossen Umfang aufzunehmen. Die schwierigsten technischen Probleme werden hierbei durch die ausserordentlich hohe Leistungsdichte im Reaktorkern verursacht. Ein Versuchsreaktor in Dounreay (Schottland) wird seit 1962 mit einer thermischen Leistung von 60 MW betrieben; ein anderes Werk mit schnellem Brutreaktor für eine elektrische Leistung von 250 MW wird am gleichen Ort erstellt; es soll 1970 in Betrieb gesetzt werden [5]. Diese Prototypen werden

Kraftwerk	Besitzer	Inbetriebnahme	Leistung MW ¹⁾	Wirkungsgrad %	Baukosten Fr./kW	Energiekosten Rp./kWh ²⁾
Calder Hall	AEA	1956	4×45			
Chapel Cross	AEA	1959	4×45			
Berkeley	CEGB	1962	2×137	24,6	2330	7,15
Bradwell	CEGB	1962	2×150	28,2	2200	6,25
Hunterston	SSEB	1964	2×150	28,8		6,15
Hinkley Point	CEGB	1965	2×250	25,7	1880	5,70
Trawsfynydd	CEGB	1965	2×250	28,9	1720	5,30
Dungeness «A»	CEGB	1965	2×275	32,7	1420	4,05
Sizewell	CEGB	1965	2×290	29,7	1340	3,95
Oldbury	CEGB	1967	2×300	33,6	1345	3,80
Wylfa	CEGB	1969	2×590	31,4	1250	3,60

¹⁾ Diese Soll-Leistungen werden im Kraftwerksbetrieb vielfach übertroffen.
²⁾ Kapitalkostensatz 7,5 %, Abschreibungsdauer 20 Jahre, Lastfaktor 75 %, Abbrand des Energieträgers 3000 MWd/t.

praktische Erfahrungen mit Plutonium ergeben und eine technische Grundlage für die Ära der schnellen Brüter vorbereiten. Diese Ära wird voraussichtlich nach 1980 eintreten.

2. Die Kernkraftwerke der ersten Bauperiode

Da Grossbritannien an der Spitze der Entwicklung von Kernenergieanlagen stand, war es notwendig, hier bahnbrechende Entscheidungen im Reaktorbau zu treffen, weil auf diesem Felde damals keine praktischen Erfahrungen vorlagen. Als die wichtigste diesbezügliche Entscheidung kann die Auswahl des gasgekühlten Reaktors für die britischen Kernkraftwerke angesehen werden. Dieser Reaktor hat einen langen Weg der technischen Entwicklung hinter sich.

Versuche mit Kernenergieanlagen wurden in Grossbritannien bald nach dem Kriege begonnen. Auf Grund der guten Erfahrungen mit einem Versuchsreaktor wurde beschlossen, die ersten Kernkraftwerke mit gasgekühlten, graphitmoderierten Reaktoren auszustatten; sie nutzen Natururan aus und werden durch Umwälzung von CO₂-Gas gekühlt. Die Hüllen der Brennelemente sind aus Magnesiumlegierungen hergestellt, weshalb man diese Reaktoren «Magnox-Reaktoren» nennt. Da dieser Werkstoff hohe Gastemperaturen nicht zulässt, muss man sich mit mässigen Werten des Wirkungsgrads und der Leistungsdichte im Reaktorkern begnügen; diese Umstände vergrössern die Reaktormasse und die Errichtungskosten der Anlagen.

Das erste Kernkraftwerk bei Calder Hall war ein Mehrzweckwerk: es musste Plutonium für militärische Zwecke produzieren und gleichzeitig Energie liefern. Schon beim Bau dieses Werkes wurde erkannt, dass es möglich ist, mit den Magnox-Reaktoren ein umfangreiches Bauprogramm der Kernkraftwerke unverzüglich einzuleiten. Man plante dabei zuerst, mehrere Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2000 MW zu erstellen. Bald danach wurde das erste Programm erweitert und die Leistung auf 5000 MW erhöht. Dieses Bauprogramm soll bis 1969 abgeschlossen werden. Einige Angaben über Kernkraftwerke dieser Bauperiode sind in Tabelle I enthalten [6, 7], woraus man über die Entwicklung der Magnox-Reaktoren urteilen kann.

Während die zwei von AEA betriebenen Werke für Plutoniumherzeugung gebaut wurden und Energie bei ihnen als Nebenprodukt abfällt, sind die Werke der CEGB zur Energielieferung erstellt worden, weshalb sie nur nach ihren Er-

gebnissen im Sektor der Energieversorgung beurteilt werden müssen. Die Magnox-Kraftwerke ergeben aber auch erhebliche Mengen an Plutonium — jährlich ungefähr 0,5 kg je MW, welche zum Anfahren von Brutreaktoren des kommenden Jahrzehnts aufgespeichert werden können; dadurch wird die Wirtschaftlichkeit der Magnox-Kraftwerke verbessert.

Im Bau von Magnox-Reaktoren sind im Laufe von 10 Jahren erhebliche technische Fortschritte erzielt worden. So ist die Einheitsleistung der Reaktoren von 45 auf rund 600 MW, die Dampftemperatur von 315 auf 410 °C und der thermische Wirkungsgrad von 24 auf 33 % gesteigert worden. Hinsichtlich der Leistungskonzentration kommen die letzten Kernkraftwerke den grössten Brennstoffkraftwerken gleich. In der gleichen Zeitperiode sind die Anlagekosten von 2370 auf 1270 Fr./kW und die Energiekosten von 7 auf 3,6 Rp./kWh vermindert worden. Die Kernkraftwerke mit Magnox-Reaktoren haben sich dabei als sehr betriebssichere Energieerzeugungsanlagen herausgestellt. Ihr Verfügbarkeitsgrad hat 90...95 % erreicht und sogar überschritten, was dadurch erreicht worden ist, dass die Brennelemente während des Betriebes ausgewechselt werden; dies ist bei der Deckung der Grundlast als ein wichtiger Vorzug zu bewerten. Da aber die Anlagekosten der modernen Brennstoffkraftwerke nur 625 Fr./kW und ihre Energiekosten 2,8 Rp./kWh betragen, müssen in Kernkraftwerken weitere Kostenersparnisse erzielt werden, um mit Brennstoffkraftwerken wirtschaftlich konkurrieren zu können. Man hofft, dies in den Kernkraftwerken der zweiten Bauphase durch Anwendung der fortschrittlichen gasgekühlten Reaktoren zu erreichen.

Die technische Entwicklung der Reaktoranlagen ist in den Fig. 2 und 3 veranschaulicht worden [8, 9, 10]. Fig. 3 zeigt die kompakte Auslegung des Reaktorsystems einer späteren Ausführung, bei welcher die Dampferzeuger und Rohrleitungen innerhalb des Spannbeton-Druckgefässes untergebracht worden sind, wodurch das Reaktorsystem verbilligt wird.

Die charakteristischen Merkmale der Kernkraftwerke der ersten Bauperiode sind:

1. Alle Werke haben gasgekühlte, graphitmoderierte Natururanreaktoren, wobei die Abbrandwerte 3000...4000 MWd/t betragen. Der Wärmevermittler ist CO₂-Gas, welches unter 14...30 at umgewälzt wird und in den Wärmeaustauschern Arbeitsdampf erzeugt.

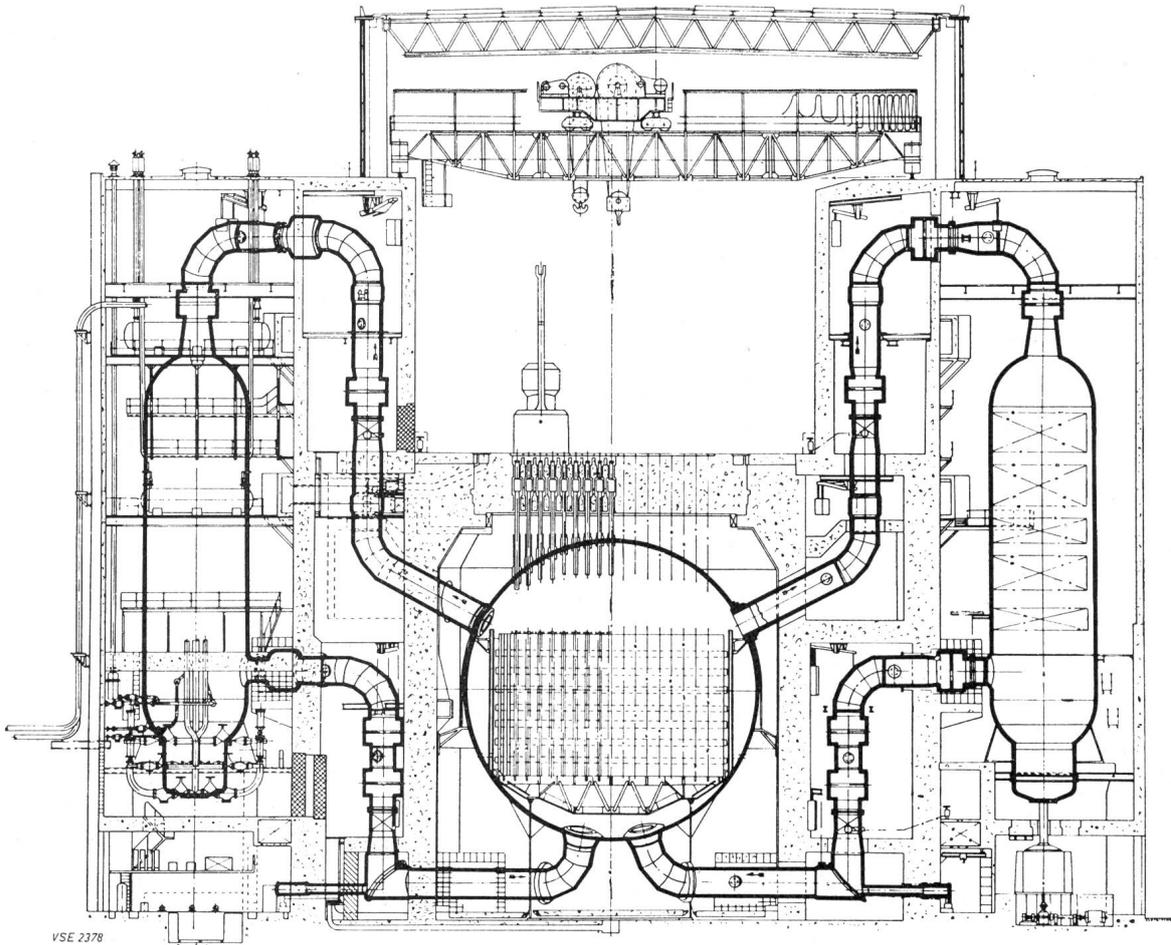


Fig. 2

Reaktoranlage des Sizewell-Kraftwerks (2 × 290 MW, Inbetriebnahme 1965)

2. Die Hüllen der Brennelemente bestehen aus Magnox-Legierungen, deren niedrige Hitzebeständigkeit die Dampftemperatur auf $\sim 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ und den thermischen Wirkungsgrad auf $\sim 33\%$ begrenzt (Fig. 4). Die Brennelemente werden während des Reaktorbetriebs schrittweise ausgewechselt, wodurch die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke hohe Werte erreicht und der Abbrand des Energieträgers vergrößert werden kann.

3. Infolge der niedrigen Temperaturen ist die Leistungsdichte im Reaktorkern gering; dadurch werden die Reaktorausmaße und die Anlagekosten erhöht. Die spezifischen Baukosten der Magnox-Kraftwerke übertreffen um etwa 100 % die Anlagekosten der Brennstoffkraftwerke.

4. In den letzten Kraftwerken dieser Baureihe (Oldbury und Wylfa) sind die Reaktoren samt den Dampferzeugern und Rohrleitungen in einem Druckgefäß aus Spannbeton untergebracht, weshalb lange Rohrverbindungen und Gaskanäle wegfallen (Fig. 5); dies vereinfacht das Reaktorsystem, vermindert die Bauaufwendungen und die Zahl der Stellen von möglichen Betriebsstörungen. Die Betondruckgefäße können für jede Reaktorleistung ($\leq 1000\text{ MW}$) hergestellt werden, sie erlauben es, den Gasdruck zu erhöhen und die Betriebssicherheit zu verbessern. Dies hat zu grösseren Einheitsleistungen und niedrigeren Anlagekosten geführt (Fig. 6), weshalb das Spannbetongefäß auch in den Reaktoren der nächsten Baureihe angewendet werden wird.

Obgleich die ersten Kernkraftwerke kostenmässig noch nicht mit den modernen Brennstoffkraftwerken wetteifern

können, stellt doch ihre Errichtung den notwendigen Schritt zur Entwicklung wirtschaftlicher Kernenergieanlagen dar. Man ist sicher, dass die Kernkraftwerke der nächsten Bauphase niedrigere Energiekosten als Brennstoffkraftwerke aufweisen werden.

Die wichtigsten Aufgaben beim Bau von Kernkraftwerken sind: die Verminderung der Baukosten und eine bessere Ausnutzung des Energieträgers. Diese Probleme sind mit der Werkstofffrage eng verbunden. Um die Ausmaße des Reaktors zu vermindern, den Abbrand des Energieträgers und den thermischen Wirkungsgrad des Kraftwerks steigern zu können, muss die Temperatur im Reaktorsystem erhöht werden. Obwohl dies auch hochwertige Werkstoffe erfordert, können die erzielbaren Resultate diese Mehrkosten mehr als ausgleichen. Wenn die Dampftemperatur auf $550\text{ }^{\circ}\text{C}$ gebracht werden könnte, dann würde der Wirkungsgrad sich von 33 auf 40 % und die spezifische Leistungsabgabe des Energieträgers von 3 auf 10 MW/t erhöhen. Dann wäre es möglich, Kernreaktoren für elektrische Leistungen von $\sim 1000\text{ MW}$ zu errichten; die Leistungserhöhung ist eins der wirksamsten Mittel zur Verminderung der Baukosten von Kernkraftwerken.

Die Temperatursteigerung verlangt, dass die Brennelemente mit hitzebeständigen Stahlhüllen versehen werden, so dass anstatt Natururan ein leicht angereicherter Spaltstoff verwendet werden muss; der Abbrand kann dann aber bis auf $12\ 000\text{ MWd/t}$ gesteigert werden. Die Anreicherung setzt die benötigten Mengen des Spaltstoffs und des Moderators

- 1 Lade-/Entlademaschine
- 2 Ladebühne
- 3 Druckgefässe
- 4 Wärmeaustauscher
- 5 Schild des Wärmeaustauschers
- 6 Kern
- 7 Gebläse

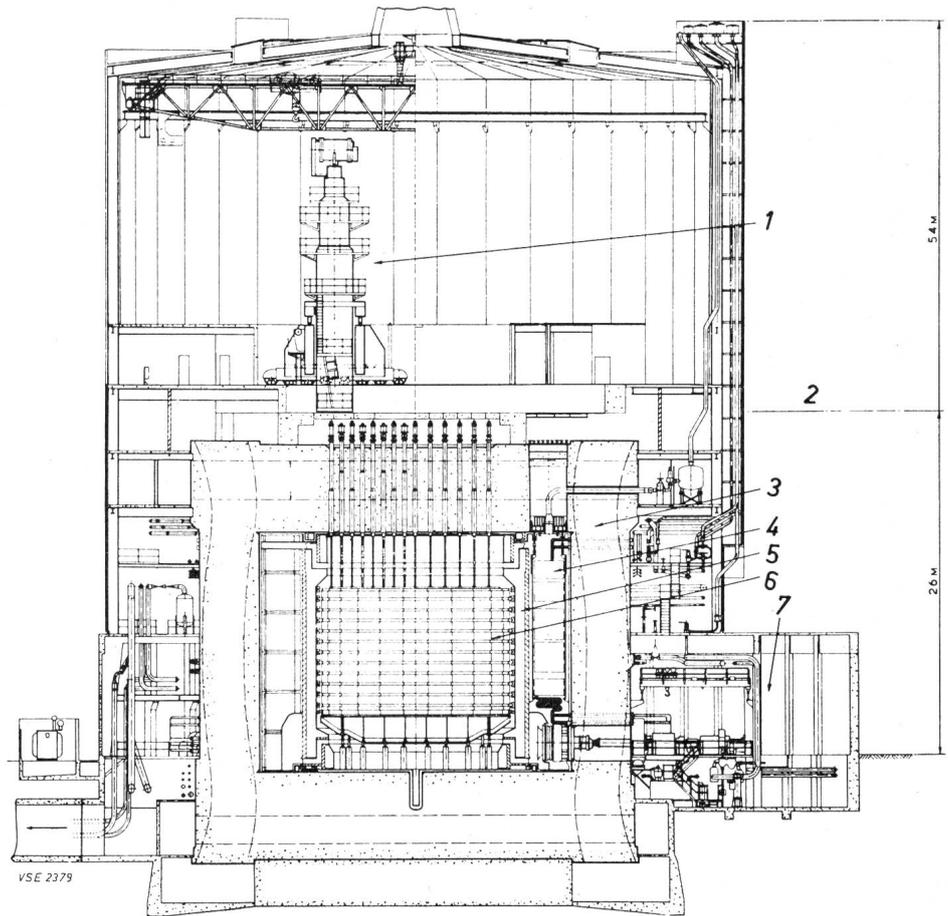


Fig. 3

Reaktoranlage des Oldbury-Kraftwerks (2×300 MW, Inbetriebnahme 1967)

im Reaktorkern herab, was eine Verminderung der Ausmasse und der Erstellungskosten mit sich bringt.

Die erwähnten Massnahmen werden in den fortschrittlichen gasgekühlten Reaktoren der nächsten Bauphase verkörpert; die ersten Anlagen dieser Phase befinden sich schon im Bau und in Planung.

3. Die Kernkraftwerke der zweiten Bauperiode

Die Betriebsergebnisse der Kernkraftwerke werden von der Bauart des Kernreaktorsystems in entscheidendem Masse beeinflusst. Es gibt eine Reihe von Reaktorbauarten, wobei jeder Typ gewisse Vor- und Nachteile aufweist, so dass es nicht gelungen ist, eine Reaktorbauart zu entwickeln, welche den anderen in jeder Beziehung überlegen wäre. Es stehen jedoch zurzeit zwei Reaktortypen im Vordergrund: der gasgekühlte und der wassergekühlte Reaktor; sie sind am

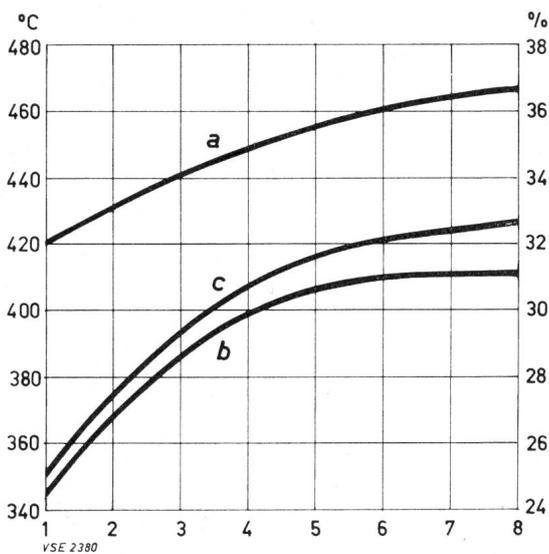


Fig. 4

Die Temperaturen und der Wirkungsgrad der Magnox-Kraftwerke 1...8 Reaktoren

- a, b Temperaturen
- c Wirkungsgrad

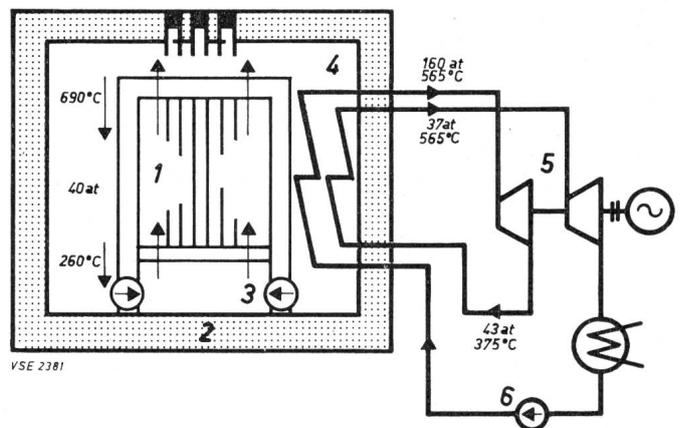


Fig. 5

Vereinfachtes Wärmeschaltbild des Kernkraftwerks mit Spannbeton-Druckgefäss (Dampfparameter für AGR-Kraftwerk)

- 1 Reaktor
- 2 Druckgefäss
- 3 Umlaufgebläse
- 4 Dampferzeuger und Überhitzer
- 5 Turbosatz
- 6 Speisepumpe

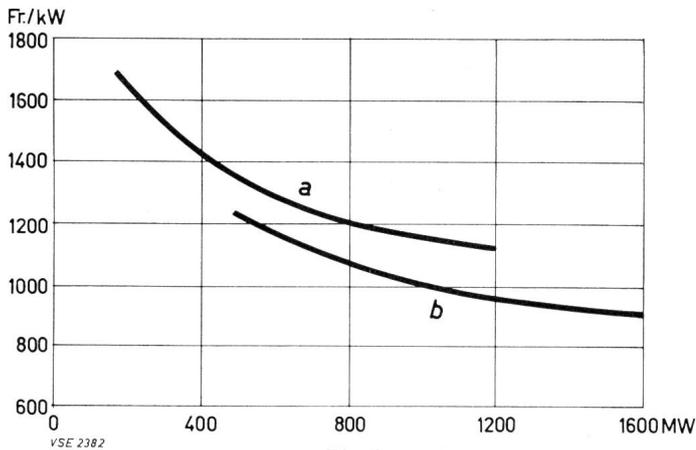


Fig. 6

Anlagekosten der Magnox-Kraftwerke mit zwei Reaktoren

- a Stahl-Druckgefäß
- b Spannbeton-Druckgefäß

weitesten technisch entwickelt worden, wobei der erste Typ in Grossbritannien und Frankreich, der zweite dagegen in USA und Deutschland bevorzugt wird.

Die Entwicklung der Kernkraftanlagen kann in zwei Richtungen — durch technische Verbesserung der bestehenden Bauarten oder durch Einführung ganz neuer Typen — verlaufen. Obgleich in Grossbritannien beide Wege begangen werden, steht doch die erste Massnahme im Vordergrund. Der praktische Einsatz neuer Reaktortypen ist mit grossen Aufwendungen verknüpft und nimmt eine bedeutende Zeitspanne in Anspruch, weil neue Konzepte in Versuchsanlagen geprüft werden müssen. Grossbritannien hat einen Weg der schrittweisen Entwicklung ausgewählt, indem es Kernkraftwerke auf Grund der vorhandenen Erfahrungen baut und allmählich Verbesserungen einführt. Diese Handlungsweise erlaubt es, Kernkraftwerke rasch in die Energieversorgung einzugliedern.

Der Magnox-Reaktor ist am Ende der ersten Bauperiode zu einer hohen technischen Reife entwickelt worden, wobei aber die Grenzen dieses Typs schon erreicht worden sind. Natururan-Brennelemente mit Magnox-Hüllen erlauben nunmehr keine wesentliche Steigerung des Abbrands, der Temperatur und Leistungsdichte, weshalb die grossen Ausmasse des Reaktorsystems hohe Anlagekosten verursachen. Dies veranlasste die Suche nach einer fortschrittlichen Reaktorbauart; dazu wurden mehrere Reaktortypen — der gasgekühlte, der Leichtwasser- und Schwerwasser-Reaktor — auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht und miteinander verglichen. Die Kostenstruktur ist bei diesen Typen verschieden, weil die gasgekühlten Reaktoren höhere Anlagekosten, die wassergekühlten Reaktoren dagegen grössere Ausgaben für den konzentrierten Energieträger oder Moderator (Schwerwasser-Reaktoren) aufweisen.

Nach einer eingehenden Untersuchung, die vom CEGB 1964...65 durchgeführt wurde, ist der gasgekühlte Reaktor für die nächste Bauperiode der Kernkraftwerke beibehalten worden, wenn auch die voraussichtlichen Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Reaktortypen gering waren [11]. Es handelt sich hier um eine fortschrittliche Bauart (Advanced Gascooled Reactor — AGR), die von AEA in Windscale entwickelt wurde. Diese Reaktoren arbeiten mit leicht angereichertem Uran in rostfreien Stahlhüllen und können mit Gastemperaturen von 600...700 °C betrieben

werden, so dass die Dampfzustandswerte denen der modernen Brennstoffkraftwerke entsprechen. Sie ermöglichen einen Abbrand des konzentrierten Energieträgers von $\geq 15\ 000$ MWd/t gegenüber 3000...4000 MWd/t in den Natururan-Magnox-Reaktoren. Auch hier können die Brennelemente während des Reaktorbetriebs ausgewechselt werden.

Die Hauptziele bei der Entwicklung der AGR-Reaktoren sind: ein besserer thermischer Wirkungsgrad, niedrigere Baukosten und grössere Reaktorleistung. Dabei werden einige Bestandteile des Magnox-Reaktors — der Graphit-Moderator, das CO₂-Kühlgas und der Spannbeton-Druckbehälter — beibehalten. Die Brennelemente werden dagegen geändert und mit Hüllen aus rostfreiem Stahl versehen; infolge der dadurch verursachten höheren Neutronenverluste muss anstatt Natururan leicht angereichertes Uran verwendet werden. Obgleich die Anreicherung des Energieträgers verteuert, hofft man aus ihm eine 3...5mal höhere Energieausbeute als aus Natururan erreichen zu können. Der Übergang zum AGR wurde durch die Ansicht unterstützt, dass in Zukunft angereichertes Uran zu angemessenen Preisen verfügbar sein wird. Die hohe Betriebstemperatur ermöglicht es, die Leistungsdichte zu erhöhen und die Reaktorausmasse herabzusetzen; dies trägt zur Verminderung der Bau- und Energiekosten bei (Fig. 7). Der Vergleich einiger technischer und wirtschaftlicher Angaben der Magnox- und AGR-Kraftwerke ist in Tabelle II gegeben.

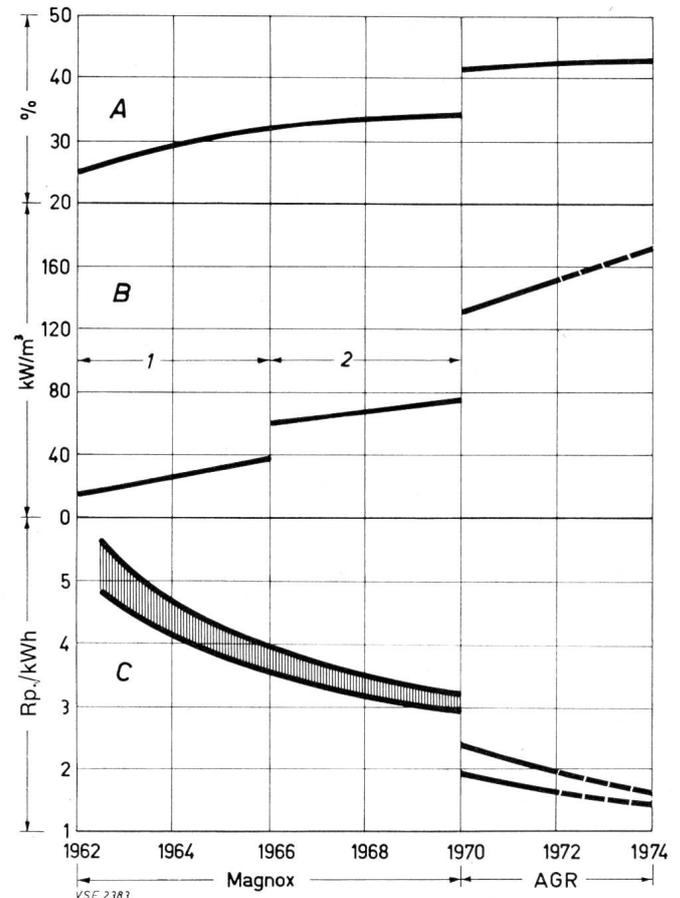


Fig. 7

Entwicklung des Reaktorbaus

- A thermischer Wirkungsgrad
- B Leistungsdichte
- C Energiekosten
- 1 Stahl-Druckgefäß
- 2 Spannbeton-Druckgefäß

		Magnox-Kraftwerk	AGR-Kraftwerk
Elektrische Leistung	MW (e)	2 × 300	2 × 600
Spezifische Leistung	MW (th)/t	2,7	9...17
Anreicherung des Urans	%	keine	1,4...2,3 ¹⁾
Gastemperatur	°C	410	625
Thermischer Wirkungsgrad	%	32...33	40...41
Anlagekosten	Fr/kW	1380	1000...1060
Energiekosten ²⁾	Rp/kWh	3,10...3,65	2,25...2,80

¹⁾ Die niedrigeren Werte für die erste Ladung.
²⁾ Je nach dem Ausnutzungsfaktor (75...85 %) und der Abschreibungsdauer (20...25 Jahre).

Man hofft mit dem AGR niedrigere Energiekosten als mit jedem anderen Reaktortyp derzeitiger Ausführung zu erzielen [12, 13]. Die Energiekosten der AGR-Kraftwerke werden schätzungsweise um 10 % niedriger als diejenigen der modernen Kohlenkraftwerke liegen. Die wichtigsten Vorteile der AGR sind:

1. Hohe Dampfzustandswerte (160 at/560 °C) ermöglichen es, einen hohen thermischen Wirkungsgrad (≥ 40 %) zu erreichen und gewöhnliche Turbosätze einzusetzen.

2. Die AGR-Reaktoren können mit einem niedriger angereicherten Energieträger als die Leichtwasser-Reaktoren arbeiten (1,4...2,3 % anstatt 2,5...3,5 %) und sie ergeben eine grössere Plutoniumausbeute, die zum Anlaufen von schnellen Brutreaktoren verwertet werden kann; dies ist die Folge einer besseren Neutronenökonomie im Graphit-Moderator.

3. Die Auswechslung der Brennelemente unter Last erhöht die Betriebsbereitschaft der Kraftanlage, was bei der Deckung der Grundlast von besonderer Bedeutung ist; auch die Abbrandwerte des Energieträgers können bei stufenweiser Auswechslung der Elemente erhöht werden.

4. Das Spannbeton-Druckgefäss vergrössert die Betriebssicherheit der Anlage, so dass die Kernkraftwerke in dicht besiedelten Ortschaften, in der Nähe von Verbrauchsschwerpunkten, erstellt werden können; mit den Spannbeton-Druckgefässen ist es möglich, die Einheitsleistungen der Kernkraft-Aggregate auf ~ 1000 MW zu bringen und die spezifischen Baukosten herabzusetzen.

5. Es ist technisch möglich, die Energiekosten bei den späteren Ausführungen noch um rund 20 % zu vermindern; dies kann durch die Erhöhung der Temperatur und des Gasdrucks, die Verbesserung der Brennelemente wie auch durch Leistungserhöhung erzielt werden.

Es wird geplant, in der Zeitperiode 1968...75 AGR-Kraftwerke für eine Leistung von 6000...8000 MW zu erstellen. Das erste AGR-Kraftwerk «Dungeness-B» für 2 × 600 MW befindet sich im Bau und soll 1970 fertiggestellt werden. Es wird voraussichtlich das erste Kernkraftwerk Grossbritanniens sein, welches mit Brennstoffkraftwerken rein wirtschaftlich erfolgreich wetteifern wird. Einige Angaben des Kraftwerks:

Thermische Leistung der Reaktoren	1450 MWth
Spaltstoff (UO ₂)-Anreicherung	2,0...2,4%
spezifische Leistung	9,5 MWth/t
CO ₂ -Gas Druck/Temperatur	31,6 ata/675 °C
Dampfzustand	164 ata/565 °C/565 °C
Thermischer Wirkungsgrad	41,5%
Spez. Raumbedarf des Kraftwerks	400 m ³ /MW
Anlagekosten — ohne Spaltstoffeinsatz	975 Fr./kW
mit Spaltstoffeinsatz	1150 Fr./kW
Energiekosten	2,65 Rp./kWh

Beide Reaktoren werden in einem gemeinsamen Gebäude untergebracht und von einer Beschickungsmaschine bedient werden. Dieses 1200 MW-Kraftwerk wird weniger Platz und Raum als «Dungeness-A» mit zwei Magnox-Reaktoren für 2 × 275 MW einnehmen. Man hofft, durch weitere Verbesserungen und Leistungssteigerung auf 2 × 1200 MW, die Anlagekosten der AGR-Werke auf rund 625 Fr./kW zu bringen. Es hat sich die Elektrizitätsbehörde Schottlands (SSEB) entschlossen, das Kraftwerk «Hunterston-B» für 1250 MW mit zwei AGR-Reaktoren zu erstellen; die Baukosten werden auf 690 Fr./kW veranschlagt. Die Inbetriebnahme des Werks ist für 1973 geplant. CEGB plant ein anderes AGR-Kraftwerk bei Hinkley-Point zu erstellen; die Errichtung weiterer Werke wird erwogen.

Die AGR-Reaktoren werden das Rückgrat der zweiten Bauphase der englischen Kernkraftwerke bilden. Sie werden die Grundlast des Verbundbetriebs decken und Plutonium abgeben, mit dem in der zweiten Hälfte der 70er Jahre die Brutreaktoren in Betrieb gesetzt werden können. Die elektrische Leistung der AGR-Reaktoren wird voraussichtlich auf 1000 MW gebracht werden, wodurch bei 4 Reaktoren die Leistung der Kernkraftwerke 4000 MW erreichen kann.

Nach dem Abschluss der zweiten Bauphase, ungefähr 1975, werden voraussichtlich auch andere Reaktorbauarten in den Kraftwerksbau eingeführt werden. Man erwartet, dass die schnellen Brüter eine besondere Stellung erwerben werden. Der Übergang auf Brutreaktoren wird aber nur schrittweise erfolgen, so dass die AGR-Reaktoren im Zusammenwirken mit den Brutreaktoren bis 1990 oder noch länger einen bedeutsamen Platz in der Energieversorgung behaupten werden. Es kann aber die technische Entwicklung auf eine so lange Zeitspanne mit Sicherheit nicht vorausgesehen werden; es ist durchaus möglich, dass neben den AGR-Reaktoren die gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren (HTR) mit keramischem Brennstoff oder auch die wassergekühlten thermischen Reaktoren einen gewissen Platz erobern werden.

4. Die Aussichten der Brutreaktoren

Am Ende der zweiten Bauperiode, um 1975, wird Grossbritannien über eine Reihe grosser Kernkraftwerke verfügen, die fast ausschliesslich mit einem Reaktortyp — dem thermischen gasgekühlten Reaktor — ausgerüstet sein werden. Da der Betrieb einer beständig zunehmenden Zahl von thermischen Reaktoren grosse Uranmengen benötigen wird, ist zu erwarten, dass der Uranpreis ansteigen wird. Dies kann dazu führen, in den AGR- oder in anderen thermischen Reaktoren auch das anfallende Plutonium als Energieträger zu verwenden. Die Plutoniumverwertung in thermischen Reaktoren kann aber nur als eine vorübergehende Massnahme angesehen werden, weil das Problem der Energiequelle nur durch den Einsatz von *Brutreaktoren* gelöst wer-

den kann. Deshalb ist in Grossbritannien ein Programm zur Entwicklung von Brutreaktoren seit mehreren Jahren eingeleitet worden. Eine Versuchsanlage für 60 MWth mit schnellem Brutreaktor befindet sich bei Dounreay in Schottland seit 1959 im Betrieb und hat reichliche Erfahrungen mit dieser Reaktorart ergeben. Auf Grund der dabei gesammelten Erfahrungen erstellt AEA zurzeit ein anderes Kernkraftwerk mit schnellem Brüter für eine elektrische Leistung von 250 MW (600 MWth); es soll 1970...71 in Betrieb genommen werden. Der Reaktor wird mit Na-Kühlung arbeiten und PuO_2/UO_2 -Brennstoff ausnutzen. Der Beschluss, eine so grosse Anlage mit diesem Reaktortyp zu errichten, beweist, dass die technischen Probleme im Bau von schnellen Brütern schon gewissermassen gemeistert worden sind. Man erwartet, dass das erste Grosskraftwerk dieses Typs, mit einer Leistung von etwa 1000 MW, Ende der 70er Jahre in Betrieb genommen werden kann. Danach werden die Kernkraftwerke mit Brutreaktoren allmählich die Deckung der Grundlast übernehmen [14].

Es gibt mehrere Gründe, welche die Entwicklung der Brutreaktoren rechtfertigen:

1. In Brutreaktoren wird ein wesentlich höherer Abbrand als in thermischen Reaktoren erzielt werden, weshalb die Kosten für den Energieträger sehr niedrig liegen werden; auch die Baukosten werden nach dem Abschluss der ersten Entwicklungsperiode die Errichtungskosten der thermischen Reaktoren nicht übersteigen. Man kann deshalb erwarten, dass technisch ausgereifte Kernkraftwerke mit Brutreaktoren die geringsten Gestehungskosten der Energie aufweisen werden.

2. Die Plutoniumausbeute der thermischen Reaktoren kann am günstigsten in Brutreaktoren verwertet werden; das gleiche gilt für das in thermischen Reaktoren verarbeitete Uran, welches als Brutmaterial dienen kann. Dadurch kann die Wirtschaftlichkeit der thermischen Reaktoren verbessert und das Problem der Uranbeschaffung gelöst werden.

3. Die durch den Brutvorgang verbesserte Uranverwertung wird den Bedarf an Natururan so weit vermindern, dass die Energiekosten von den Preisänderungen des Urans nur unwesentlich beeinflusst werden; durch die Entlastung der Uranversorgung können die Brutreaktoren auch die Preiserhöhung von Uran abwenden.

Untersuchungen bezüglich der Verfügbarkeit der Energieträger und der Energiekosten haben zur Schlussfolgerung geführt, dass es vorteilhaft wäre, die Brutreaktoren so schnell wie möglich in die Energieversorgung einzusetzen. Da die Brutreaktoren aber beträchtliche Mengen an Plutonium für die erste Ladung benötigen, wird das Tempo ihres Einsatzes von der Plutoniumausbeute der thermischen Reaktoren begrenzt werden [15]. Brutreaktoren können auch mit $\text{U}235$ angefahren werden. Dies würde aber die Erweiterung der kostspieligen Anreicherungsanlagen voraussetzen; ausserdem ist Plutonium in Schnellreaktoren ein besserer Brennstoff als $\text{U}235$, weil die Spaltung der $\text{Pu}239$ -Kerne mehr Neutronen befreit, wodurch es möglich wird, grössere Mengen an Plutonium aus $\text{U}238$ zu erzeugen, d. h. den Brutfaktor zu erhöhen. Daher muss das Plutonium als der beste Anlaufstoff der Brutreaktoren angesehen werden. Die geschätzte Anhäufung der Plutoniumvorräte wird wie folgt vor sich gehen:

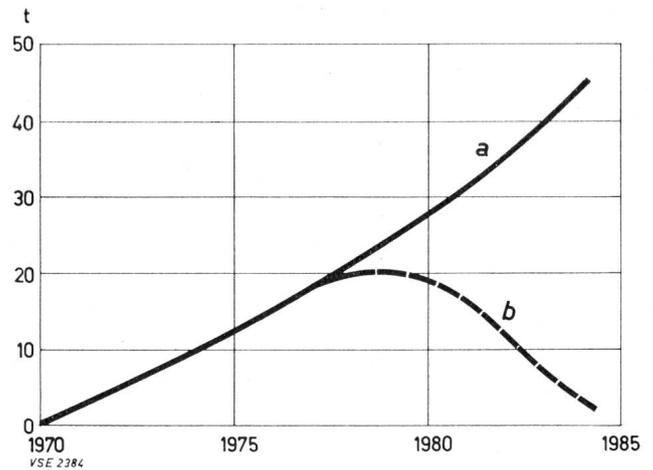


Fig. 8
Die voraussehbaren Plutoniumreserven

a Plutoniumausbeute der thermischen Reaktoren (kumulierte Werte)
b Plutoniumvorräte nach dem Einsatz von Brutreaktoren

Obleich sogar in Magnox-Reaktoren rund 30 % der Energie vom Plutonium stammen, d. h. ein Teil des erzeugten $\text{Pu}239$ im gleichen Reaktor verbraucht wird, bleiben doch erhebliche Plutoniummengen übrig. Die Magnox-Reaktoren werden bis 1978 die wichtigsten Plutoniumerzeuger sein. Bei einem Lastfaktor von 80 % und einem Abbrand von 3500 MWd/t können sie jährlich 0,5 kg/MW oder zusammen 2,5 t $\text{Pu}239$ erzeugen. Die elektrische Leistung der AGR-Kraftwerke wird um 1975 rund 8000 MW betragen. Diese Reaktoren werden imstande sein, bei einem Abbrand von 20 000 MWd/t und einem Lastfaktor von 80 % ungefähr 0,12 kg $\text{Pu}239/\text{MW}$ jährlich abzugeben. Die Plutoniumausbeute der thermischen Reaktoren wird dadurch in der zweiten Hälfte der 70er Jahre 3,0 t/Jahr erreichen. Man schätzt, dass nach 1975 Grossbritannien über eine Plutoniummenge zum Anlaufen von Brutreaktoren für 9000 MW verfügen wird (Fig. 8). Die Errichtung von Kernkraftwerken mit thermischen Reaktoren wird sich aber auch nachher fortsetzen. Man nimmt an, dass bis 1980 die thermischen gasgekühlten Reaktoren noch vorherrschen werden (Fig. 9). Das Verhältnis zwischen den thermischen und den Brutreaktoren wird in der Übergangsperiode von den Plutoniumvorräten bestimmt werden. Mit der Zeit wird aber der Anteil der Brutreaktoren zunehmen, weil auch die Brutreaktoren sich in der Plutoniumproduktion beteiligen werden. Diese Übergangszeit kann bis 1985...90 oder noch länger dauern. Danach werden die Brutreaktoren schon imstande sein, die für die neuen Kernkraftwerke benötigten Plutoniummengen allein bereitzustellen, weshalb die weitere Leistungszunahme ausschliesslich von den Kernkraftwerken mit Brutreaktoren aufgenommen werden wird; von dieser Zeit an werden voraussichtlich keine thermischen Reaktoren mehr hergestellt werden. Solange die aufgespeicherten Mengen an verarbeitetem Uran aus den thermischen Reaktoren zur Ladung der Brutreaktoren genügen werden, wird der Bedarf an frischem Uran sehr gering sein.

Die Leistung der Kernkraftwerke wird 1980 voraussichtlich 20 000...25 000 MW betragen, wobei die meisten Werke bis dahin thermische Reaktoren enthalten werden. Die Rolle der Brutreaktoren wird bis 1980...85 noch ziemlich gering sein. Deshalb werden während der 70er Jahre grosse Mengen von Uran in Form von angereicherten Uranoxiden benö-

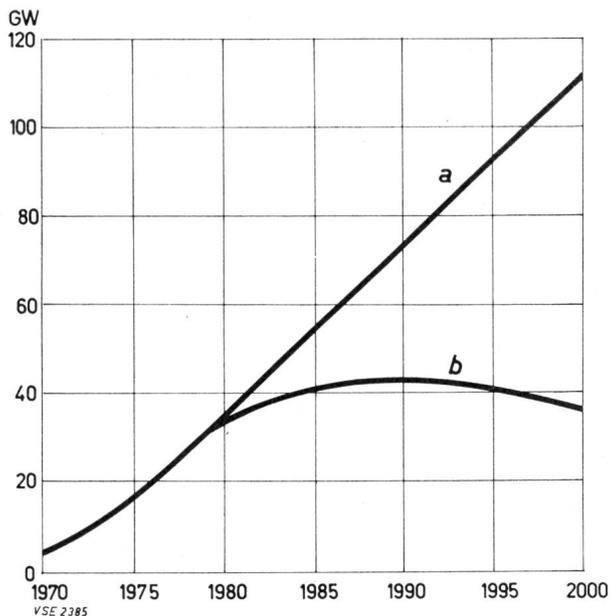


Fig. 9

Die voraussichtliche Rolle der thermischen und schnellen Reaktoren

- a schnelle Brutreaktoren
- b thermische Reaktoren

tigt werden [16]; der jährliche Bedarf an angereicherten Energieträgern wird wie folgt geschätzt:

- um 1970: 300 t,
- um 1980: 1800 t.

Da Grossbritannien über keine reichlichen einheimischen Uranvorräte verfügt, muss der Einsatz von Brutreaktoren beschleunigt werden, um die Schwierigkeiten in der Versorgung von Rohenergieträgern zu vermeiden. Man erwartet, dass nach 1985 die Brutreaktoren schon ausreichende Mengen an Plutonium abgeben und die Uranversorgung entlasten werden. In späteren Jahren können die Brutreaktoren sogar einen Überschuss an Plutonium bereitstellen, welcher dann in billigen thermischen Reaktoren verwertet werden kann; die entsprechenden Kernkraftwerke würden mit niedrigem Lastfaktor arbeiten und zur Deckung der Lastspitzen dienen können.

Da die Leistungsdichte in schnellen Reaktoren vielfach höher als in den thermischen Reaktoren ist, müssen hier schwierige Werkstoffprobleme gemeistert werden. Um die Kosten des teuren angereicherten Energieträgers (22...30 %) niedrig zu halten, sind besonders hohe Abbrandwerte (~100 000 MWd/t) anzustreben. Es scheint, dass die ersten Brutreaktoren mit Na-Kühlung arbeiten werden, weil mit dieser Bauart zurzeit Versuche durchgeführt werden. Obgleich man auch andere Bauarten, mit Dampf- und Gaskühlung, erwägt, sind doch diese Bauarten vorläufig weniger entwickelt, weshalb man den metallgekühlten Brüter als den Reaktor der nächsten Bauphase ansieht. Die Brutrate kann später durch Anwendung der Urankarbide anstatt der Oxyde vergrössert werden, wodurch die Verdoppelungszeit der Plutoniumausbeute auf weniger als 10 Jahre verkürzt werden könnte. Dies würde den Bedarf an frischem Uran für eine lange Zeit abwenden und die Kosten des Energieträgers auf ein Mindestmass herabsetzen.

Meinungen darüber, wie lange es dauern wird, bis die Brutreaktoren technisch so weit entwickelt sein werden, dass mit ihnen grosse, betriebssichere Kraftwerke ausgerüstet wer-

den können, gehen sowohl in Grossbritannien als auch in anderen Ländern auseinander. Daher werden auch andere Reaktorenbauarten erwogen, welche in der Übergangszeit den Uranbedarf vermindern und dadurch das Problem der Kernenergiebeschaffung mildern könnten. Hier kommen die thermischen Reaktoren, welche eine höhere Brutrate als die gegenwärtigen thermischen Reaktoren aufweisen, in Frage. Da ihr Brutfaktor unter 1,0 liegt, werden sie als *Konverter-Reaktoren* bezeichnet. In Grossbritannien werden Versuche mit zwei Reaktoren dieser Gruppe — dem Schwerwasserreaktor (Steam Generating Heavy Water Reactor — SGHWR) und dem Hochtemperatur-Gasreaktor (High Temperature Gas-Cooled Reactor — HTR) durchgeführt.

Ein Schwerwasserreaktor wird in der AEA-Versuchsanlage bei Winfrith erstellt [17]; seine elektrische Leistung soll 100 MW betragen. Er wird mit Schwerwasser moderiert und mit Leichtwasser gekühlt werden, wobei der im Reaktorkern erzeugte Dampf unmittelbar zur Krafterzeugung ausgenutzt werden wird. Die Schwerwasserreaktoren weisen eine gute Neutronenökonomie auf und können deshalb mit Natururan arbeiten; infolge der Neutronenverluste im Kühlwasser wird in dem Versuchsreaktor als Energieträger aber leicht angereichertes Uranoxyd angewandt werden; die Anreicherung kann allerdings niedrig sein (< 2 %), die spezifische Leistungsausbeute und der Abbrand dagegen können hohe Werte annehmen (15 MW/t bzw. 18 000 MWd/t). Da auch das Kühlwasser als Moderator wirkt, kann die benötigte Menge des teureren Schwerwassers entsprechend vermindert werden. Der Schwerwasserreaktor ergibt eine höhere Plutoniumausbeute als die AGR-Reaktoren und kann dadurch als eine zusätzliche Plutoniumquelle für die Brutreaktoren dienen. In der Druckrohrbauart wird der Reaktor aus billigen Bestandteilen für verschiedene Leistungen hergestellt, wodurch die Baukosten herabgesetzt werden. Die erwähnten Faktoren können dazu führen, dass die Schwerwasserreaktoren für eine Arbeitsweise mit niedrigem Lastfaktor, z. B. für die Spitzendeckung, wie auch für die Anlagen einer mässigen Leistung (≤ 400 MW) in Frage kommen können.

Mit dem AGR ist die Entwicklung des gasgekühlten Reaktors noch nicht abgeschlossen. Hitzebeständige Brennelemente mit Karbid-Hüllstoffen (UO_2 in BeO ; UC in SiC u. a.) werden geprüft, und man hofft mit ihnen die Betriebstemperatur auf 1000 °C bringen zu können. Diese Elemente werden keine metallischen Hüllen benötigen, wodurch die Neutronenökonomie sich entsprechend verbessern wird. Man sieht einen thermischen Wirkungsgrad von mehr als 40 % und einen Abbrand des angereicherten Energieträgers von mehr als 80 000 MWd/t als durchaus mögliche Werte voraus.

Seit einiger Zeit sind Versuche mit einem Hochtemperatur-Gasreaktor im Gange. Es handelt sich hier um den Versuchsreaktor der europäischen Zusammenarbeit — das «Dragon»-Projekt. In diesem Versuchsreaktor ist der Energieträger mit dem Moderator vermischt und wird mit Heliumgas gekühlt. Reaktoren dieser Bauart können auch Thorium als Energieträger verwerten und dadurch die Rohstoffgrundlage der Kernenergie erweitern. Da sie eine gute Konversionsrate ermöglichen, könnten sie als eine Übergangsbauart Anwendung finden und die AGR-Reaktoren ersetzen, falls der Einsatz von Brutreaktoren aus technischen

Gründen sich verspäten würde. In einem späteren Zeitpunkt, wenn die Brutreaktoren schon erhebliche Mengen an Plutonium abgeben werden, könnten die HTR diese Plutoniumüberschüsse verwerten und zur Deckung der veränderlichen Last eingesetzt werden, weil man vermutet, dass ihre Baukosten niedriger liegen werden als die Errichtungskosten der Brutreaktoren.

Die grössten Bemühungen werden zurzeit auf eine möglichst schnelle Entwicklung der Brutreaktoren gerichtet. Falls die auf sie gesetzten Erwartungen erfüllt werden, wird es möglich sein, den Anteil der Kernenergie in der elektrischen Energieversorgung erheblich zu vergrössern.

5. Die Energiekosten

Nachdem es im praktischen Betrieb bewiesen worden ist, dass die Kernkraftwerke zuverlässige Energieerzeugungsanlagen sind, treten die Fragen der Wirtschaftlichkeit in den Vordergrund. Dabei müssen zwei Kostengrössen — die Anlagekosten und die Betriebsausgaben — berücksichtigt werden. Sie beeinflussen sowohl die wirtschaftlichen Aussichten der Kernkraftanlagen als auch ihre Betriebsweise im Zusammenwirken mit anderen Kraftwerken des Verbundsystems.

Die Energieerzeugung ist kapitalintensiv, weshalb die Verminderung der Kapitalanlage hier von ausschlaggebender Bedeutung ist. Dies trifft in besonderem Masse auf die Kernkraftwerke zu. Während die Kapitalkosten in den Brennstoffkraftwerken 20...25 % der Gestehungskosten der Energie betragen, erreicht ihr Anteil in den Kernkraftwerken 60...70 % (Tabelle III).

Die Ergebnisse des Kernkraftwerkes würden günstiger ausfallen, wenn für beide Kraftwerksarten die gleiche Abschreibungsdauer angenommen wäre.

Die Höhe und die Zusammensetzung der Energiekosten einiger Brennstoff- und Kernkraftwerke sind in Fig. 10 angegeben [11]; daraus sieht man, wie in den Kernkraftwerken die Kapitalkosten vorherrschen. Bemühungen in der Entwicklung der Kernkraftwerke sind daher vor allem auf die Herabsetzung der Anlagekosten gerichtet. Hier kommen verschiedene Massnahmen in Frage:

- a) die Vergrösserung der Reaktorleistung und ihrer Leistungsdichte;
- b) die Steigerung des Temperaturniveaus;
- c) die technische Vervollkommnung der Brennelemente;
- d) die Vereinfachung des Gas- und Dampfsystems;
- e) der Übergang auf neue Reaktortypen.

Die Energiekosten

Tabelle III

	Kohlenkraftwerk	Magnox-Kernkraftwerk
Leistung MW	4 × 500	2 × 590
Energiekosten: Kapital ¹⁾	0,65 Rp/kWh oder 23 %	2,50 Rp/kWh ²⁾ oder 66 %
Energieträger	2,00 Rp/kWh oder 67 %	0,85 Rp/kWh oder 22 %
Betriebskosten	0,30 Rp/kWh oder 10 %	0,45 Rp/kWh oder 12 %
Insgesamt	2,95 Rp/kWh oder 100 %	3,80 Rp/kWh oder 100 %

¹⁾ Kapitalsatz 7,5 %, Ausnutzungsfaktor 75 %, Abschreibungsdauer für das Kohlenkraftwerk 30, für das Kernkraftwerk 20 Jahre.
²⁾ Einschliesslich der Uranladung.

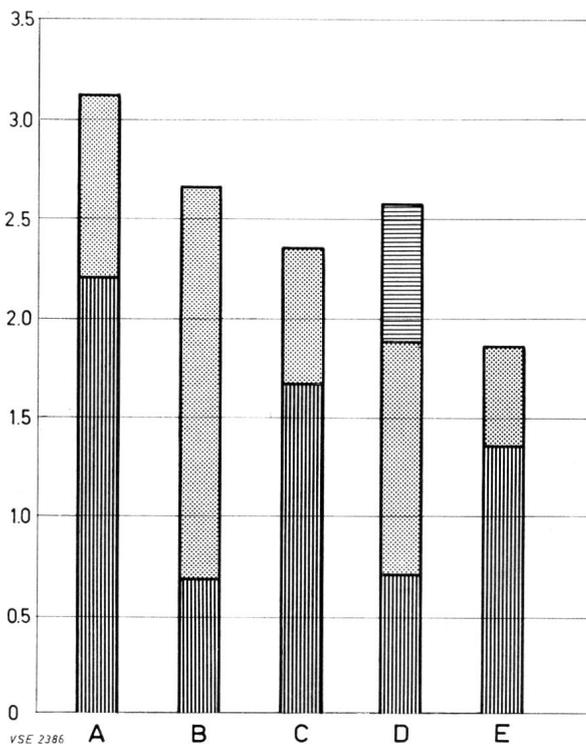


Fig. 10

Die Zusammensetzung der Energiekosten

- die Kapitalausgaben
- die Betriebsausgaben
- Einfuhrzoll für Öl

- A Magnox-Kraftwerk (Wylfa)
- B ein kohlegefeuertes Grosskraftwerk
- C AGR-Kernkraftwerk Dungeness B
- D ein ölgefeuertes Grosskraftwerk
- E ein grosses AGR-Kraftwerk (Bauzeit 1975)

Da bei einer gegebenen elektrischen Leistung ein besserer thermischer Wirkungsgrad die benötigte thermische Leistung des Reaktors herabsetzt, werden auch die Baukosten vermindert; eine ähnliche Wirkung hat der höhere Abbrand des Spaltstoffs, weil dadurch die Kosten der Uranladung zurückgehen.

In den modernen Kohlenkraftwerken betragen die Energiekosten 2,8...3,1 Rp./kWh. Diese Kosten sollen von den Kernkraftwerken unterboten werden (Fig. 11). Die ersten Magnox-Kraftwerke konnten dieses Ziel nicht erreichen, weil ihre Energiekosten 5,6...7 Rp./kWh betragen (s. Tabelle I). Inzwischen sind die Energiekosten der Magnox-Werke aber bis 3,4...3,9 Rp/kWh zurückgegangen. Die technische Verbesserung der Kernkraftwerke setzt sich fort und verspricht weitere Kostenverminderungen mit sich zu bringen. So werden die Baukosten des ersten AGR-Kraftwerks (Dungeness «B») auf 1000 Fr/kW und die Energiekosten auf 2,6 Rp/kWh bewertet, d. h. das Werk soll eine Ersparnis von 10 % gegenüber den Brennstoffkraftwerken bringen. In den Grosskraftwerken einer späteren Ausführung werden die Baukosten ungefähr 625...690 Fr/kW und die Gestehungskosten der Energie weniger als 2 Rp/kWh betragen. Da auf Grund der guten Betriebserfahrungen mit Kernkraftwerken das CEGB letztthin die Abschreibungsperiode von 20 auf 25 Jahre verlängert hat, werden sich die Kostenergebnisse dadurch noch mehr zugunsten der Kernkraftwerke verschieben. Die Ausgaben für den Energieträger kön-

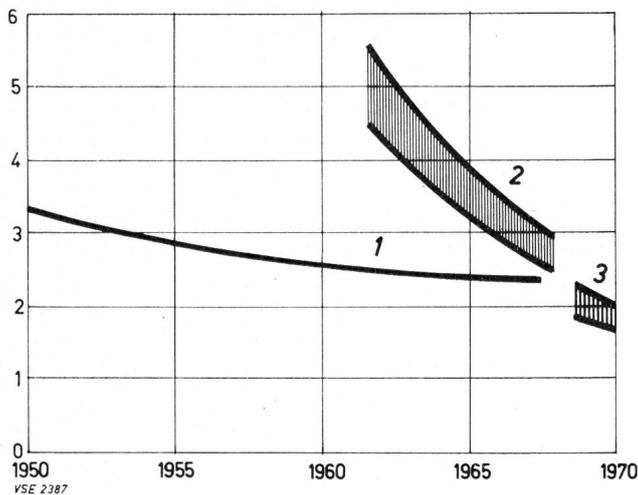


Fig. 11

Die Entwicklung der Energiekosten in Rp/kWh

- 1 Kohlenkraftwerke
- 2 Magnox-Kraftwerke (Lastfaktor 75...85 %)
- 3 AGR-Kraftwerke

nen durch billigere Herstellungsverfahren der Brennelemente, einen höheren Abbrand und einen besseren thermischen Wirkungsgrad ebenfalls vermindert werden. Auch die Abgabe von Plutonium für die schnellen Brutreaktoren wird in Zukunft zusätzliche Einnahmen ergeben. Aus diesen Gründen erwartet man, dass in den 70er Jahren die wirtschaftlichen Vorteile der Kernkraftwerke gegenüber den Brennstoffkraftwerken sich vergrößern werden.

Bei der Beurteilung der Energiekosten darf man nicht vergessen, dass die Kostenangaben der ersten Kernkraftwerke durch ihre vollständige Auslastung verbessert werden, weil die Kernkraftwerke zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden; dadurch geht der Einfluss ihrer höheren Kapitalausgaben zurück. Wenn in einem späteren Zeitpunkt, um 1980...85, die Kernkraft-Leistung die Grundlastzone des Verbundnetzes schon übersteigen wird, dann werden aber die Kernkraftwerke sich auch zur Deckung der Mittellast (Lastfaktor $\sim 50\%$) beteiligen müssen. Zu dieser Zeit müssen ihre Baukosten so weit vermindert worden sein, dass die Kernkraftwerke auch bei einem erheblich geringeren Ausnutzungsfaktor mit den Brennstoffkraftwerken wett-eifern können. Der Jahreslastfaktor des britischen Verbundsystems beträgt rund 50% ; wenn der Anteil der Kernkraftwerke in der Gesamtleistung des Systems 30% erreichen wird, dann kann der Lastfaktor einiger Kernkraftwerke auf 60% zurückgehen. Da aber die arbeitsabhängigen Ausgaben der Kernkraftwerke niedrig sind, können sie billige Energie an Pumpspeicherwerke und regelbare Energieabnehmer (besondere Industrieanlagen) während der Schwachlaststunden abgeben [18, 19]; die Auslastung der Kernkraftwerke kann dadurch entsprechend erhöht werden.

Die Anlagekosten der modernen britischen Brennstoffkraftwerke mit einer Leistung von 4×500 MW betragen rund 500 Fr/kW. Kernkraftwerke können mühelos für eine Leistung dieser Größenordnung erstellt werden; die AGR-Kraftwerke späterer Ausführung werden dann zwei Kernreaktoren für je $1000...1200$ MW und vier Turbosätze je $500...600$ MW enthalten. Die Kernkraftwerke der nächsten Bauperiode können für eine noch grössere Leistung ausgelegt werden, weil die Leistungskonzentration aus zwei Gründen sich beständig fortsetzt:

a) die spezifischen Anlagekosten vermindern sich mit der Leistungszunahme und

b) es ist schwierig, für die neuen Kraftwerke passende Baustellen zu finden.

Der Einfluss dieser Entwicklung auf die Kostengrößen ist in Tabelle IV gezeigt [12].

Legt man der Kostenberechnung eine Abschreibungsperiode von $25...30$ Jahren und einen Ausnutzungsfaktor von 80% zugrunde, dann ergeben sich die Energiekosten von $2,25$ bzw. $1,70$ Rp/kWh. Eine Kostensenkung um $10...20\%$ kann während der 70er Jahre durch weitere technische Vervollkommnung der AGR-Reaktoren erzielt werden. Später werden andere Reaktortypen in den Vordergrund treten; obwohl bezüglich dieser Bauarten noch keine sicheren Angaben über die voraussichtlichen Kostengrößen vorliegen, kann man doch mit einer weiteren Kostensenkung rechnen.

Die Brutreaktoren-Kernkraftwerke werden voraussichtlich mit zwei Aggregaten für eine elektrische Leistung von 2×1000 MW ausgelegt werden. Die Baukosten der technisch ausgereiften Anlagen sollen auf rund 625 Fr/kW sinken. Man schätzt, dass die Gestehungskosten der Energie in diesen Werken $1,4$ Rp/kWh oder noch niedrigere Werte annehmen werden. Die Ausgaben für den Energieträger werden dabei so gering sein, dass der Preis des Urans die Energiekosten nur ganz geringfügig beeinflussen wird. Deshalb wird die Entwicklung der Brutreaktoren als eine der wichtigsten Aufgaben des Kernenergieprogramms angesehen.

6. Schlussfolgerungen

Der rasche Anstieg des Energiebedarfs, die Brennstoffknappheit und die zentralisierte Organisation der Energieversorgung haben in Grossbritannien die Verwirklichung eines umfangreichen Kernenergieprogramms gefördert. In der Ausnutzung der Kernenergie nimmt Grossbritannien zurzeit die erste Stelle in der Welt ein, wobei der Bau von Kernkraftwerken eifrig fortgesetzt wird. Durch die planmässige Entwicklung eines einzigen Reaktortyps ist es gelungen, in einer kurzen Zeit Kernenergie in grossem Maßstabe in die Energieversorgung einzugliedern. Kernkraftwerke mit einer Leistung von rund 5000 MW befinden sich im Betrieb und sie haben bisher mehr als $80\,000$ GWh erzeugt. Einige Werke grosser Leistung (≥ 1000 MW) werden gebaut und geplant. Man schätzt, dass Ende der 70er Jahre die Kernenergieanlagen rund 30% der elektrischen Energie liefern werden.

Die Kostenstruktur der AGR-Kraftwerke

Tabelle IV

Inbetriebnahme Leistung	Jahr MW	1970 1200	1975 2400
<i>Anlagekosten:</i>			
Reaktorsystem	Fr/kW	480	290
Bauten	Fr/kW	125	90
Kraftanlage	Fr/kW	265	225
Zinsen, Land u. a.	Fr/kW	110	90
Insgesamt	Fr/kW	980	695
<i>Energiekosten:</i>			
Kapitalkosten	Rp/kWh	1,85	1,35
Energieträger ¹⁾	Rp/kWh	0,50	0,45
Betriebsausgaben	Rp/kWh	0,22	0,17
Insgesamt	Rp/kWh	2,57	1,97

¹⁾ Einschliesslich der Uranladung.

Die letzten Kernkraftwerke der ersten Bauetappe können schon mit Kohlekraftwerken wetteifern. Um den Wirkungsgrad der Energieausnutzung zu verbessern und die Baukosten der Kernkraftwerke herabzusetzen, ist für die zweite Bauperiode der fortschrittliche gasgekühlte Reaktor (AGR) entwickelt und erprobt worden. Es werden schon die ersten Kernkraftwerke mit diesem Reaktor erstellt. Es sind ausserdem Versuche mit Brutreaktoren im Gange; man hofft, dass nach 1975 die Kernkraftwerke mit schnellen Brüttern ausgerüstet werden können, wodurch eine viel vollständigere Ausnutzung der Kernenergieträger erzielt und dadurch die Energiegrundlage für eine lange Zeitperiode gesichert werden kann. Auf lange Frist werden die schnellen Brüter als eine notwendige Ergänzung der thermischen Reaktoren angesehen; sie sollen schrittweise die Deckung der Grundlast übernehmen. Da die Brutreaktoren für die erste Ladung beträchtliche Plutoniummengen benötigen, wird das mögliche Tempo ihres Einsatzes von den verfügbaren Plutoniumvorräten bestimmt, weshalb die Errichtung der thermischen Reaktoren sich auch nachher fortsetzen wird; dies kann bis 1990 oder noch länger dauern.

Es scheint, dass der Weg zu einer raschen Einführung der Kernenergie in die britische Energieversorgung geöffnet worden ist. Diese Entwicklung wird durch die Schwierigkeiten in der Ölbeschaffung aus dem Nahen Osten gefördert. Kernenergie wird während der kommenden Jahrzehnte die Struktur der elektrischen Energieversorgung wesentlich verändern und die gespannte Brennstoffbilanz Grossbritanniens entlasten. Zurzeit erzeugt man elektrische Energie noch mittels der drei Primärenergiequellen — Kohle, Öl und Kernenergie; Ende der 70 er Jahre wird aber Kernenergie voraus-

sichtlich den weiteren Lastzuwachs fast vollständig übernehmen.

Literatur

- [1] *Clark, D.; Cash, P. W.; Faux, F.*: The Integration of Nuclear Power into a Large Electricity Generating System. World Power Conference, Madrid, 1960, Paper V/6.
- [2] *Schaff, K.*: Betrachtungen über die Elektrizitätswirtschaft Grossbritanniens und Schlussfolgerungen für die Bundesrepublik. Elektrizitätswirtschaft 64(1955), Nr. 15, S. 417...422.
- [3] *Kroms, A.*: Kernkraftwerke im britischen Verbundsystem. Schweizerische Bauzeitung 76(1958), Nr. 35, S. 507...515.
- [4] *Nucleonics*. 25(1967), Nr. 6, S. 76.
- [5] *PFR Result: Scotland 2, England 0*. Nuclear Engineering 11(1966), Nr. 118, Pg. 182...183.
- [6] *Gibbs, K. P.; Fair, D. R. R.*: The Magnox Stations: A Success Story. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 43...53.
- [7] *Thorn, M. A.*: The Improvement of the Efficiency of the Gas-Cooled, Graphit-Moderated Reactor Systems. World Power Conference, Lausanne, 1964, Paper 124 - II c.
- [8] *From Hinkley to Sizewell*. Nuclear Engineering 6(1961), Nr. 9, Pg. 364...370.
- [9] *Gibbs, K. P.; Southwood, J. R. M.*: The Economics of the Integral Gas Cooled Reactor and Boiler Design Using a Prestressed Concrete Pressure Vessel. World Power Conference, Lausanne, 1964, Paper 93 - II C.
- [10] *Sykes, J. H. M.*: Two Reactors at Oldbury Station to Produce 600 MW. Electrical World 165(1966), Nr. 25, Pg. 97...98 and 157.
- [11] *Berridge, D. R.; Gott, H. H.; Jackson, G. B.*: Selection of Power Reactors for Electricity Generation in England and Wales. World Power Conference, Tokyo, 1966, Paper II A(1) - 136.
- [12] *Marshall, T. N.; Thorn, J. D.*: Economic Power from Gas-Cooled Reactors. Nucleonics 23(1965), Nr. 11, Pg. 39...44.
- [13] *Stewart, J. C. C.; Moore, R. V.*: Advanced Types of Nuclear Power Reactors and Their Integration into Electricity Generating Systems. World Power Conference, Tokyo, 1966, Paper II A(1) - 133.
- [14] *Frame, A. G.; Matthews, R. R.*: Fast Reactors: on the Line by '71. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 54...59.
- [15] *Franklin, N. L.; Kehoe, R. B.*: Plutonium: Reserved for Fast Reactors. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 66...71.
- [16] *Franklin, N. L.; Avery, D. G.; Heal, T. J.*: Oxide Fuels: How U. K. Will Fill the Gap. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 64...65 and 72...73.
- [17] *Cartwright, H.*: SGHWR: A Dark-Horse Competitor. Nucleonics 24(1966), Pg. 60...63 and 73.
- [18] *Fulton, A. A.; Haldane, T. G.; Mountain, R. W.*: The Practical Application and Economics of Pumped Storage in Great Britain. Weltkraftkonferenz, Wien, 1956. Bericht 227H/38.
- [19] *Kroms, A.*: Die Leistungsreserven der Verbundsysteme und Wege zu ihrer Ausnutzung. E und M 78(1961), Nr. 12, S. 393...402; 79(1962), Nr. 8 und 10, S. 177...182 und 251...256.

Adresse des Autors:

A. Kroms, 30 Rockland Avenue, Malden, Mass. 02148, U.S.A.

Aus dem Kraftwerkbau

Die Einweihung der

Albula-Landwasser Kraftwerke A.G., Filisur

Am 18. September 1968 sind die Kraftwerke Glaris-Filisur und Bergün-Filisur der Albula-Landwasser Kraftwerke A. G. festlich eingeweiht worden. Gegen 300 Gäste hatten der Einladung Folge geleistet, um diesen für die Landschaft Davos markanten Festtag mitzubegehen. In einer gediegenen Ansprache im Maschinensaal schilderte der Präsident des Verwaltungsrates, Dr. *Hans Bergmaier*, die langjährigen Vorbereitungsarbeiten und die Baugeschichte des Werkes und dankte den Behörden und Unternehmungen, die zum guten Gelingen beigetragen haben. Freude, Genugtuung und Dank waren die Stichworte, mit denen anschliessend Gemeindepräsident *Jakob Schutz* als Vertreter der Verleihungsgemeinden zu der Festversammlung sprach. Nach einem Rundgang durch die Zentrale, die bereits seit 1. Januar 1967 im normalen Betrieb steht, fuhren die Gäste nach Davos, wo am Bankett auch die Herren Regierungsrat Dr. *H. Ludwig*, Landammann Dr. *Ch. Jost* und alt Regierungsrat *R. Lardelli* in ihren Ansprachen die grosse Befriedigung über die Vollendung dieser Kraftwerke zum Ausdruck brachten.

Die Albula-Landwasser Kraftwerke A. G., an der die Elektrowatt A. G., die Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg A. G., die Landschaft Davos, der Kanton Graubünden und 7 Verleihungsgemeinden beteiligt sind, hat zum Zweck, die Wasserkräfte der Albula und des Davoser Landwassers in 4 Kraftwerken auszunützen, von denen nun die beiden mittleren, Glaris-Filisur und Bergün-Filisur, mit einer durchschnittlichen jährlichen Energieproduktion von 250 GWh, wovon 70 GWh im Winter, erstellt worden sind. In Anbetracht der angestiegenen Baukosten, des höheren Kapitalzinsfusses und der Konkurrenz der Atomenergie hat die Gesellschaft hingegen auf den Bau der beiden Stufen Naz-Bergün

und Filisur-Tiefencastel, die eine Erhöhung der Produktion auf 410 GWh ermöglicht hätten, verzichtet.

Technische Angaben

Einzugsgebiete

Landwasserast	220 km ²
Albulaast	126 km ²

Ausgleichsbecken

Glaris-Ardüs (Landwasser)	50 000 m ³
Isas (Albula)	35 000 m ³

Zentrale Filisur

Bruttogefälle	423 m
Ausbauwassermenge	16 m ³ · s ⁻¹
Ausbauleistung	58 000 kW

2 Francisturbinen mit vertikaler Welle
8,75 m³ · s⁻¹, 40 000 PS, 1000 U. · min⁻¹

2 Drehstrom-Synchron-Generatoren
36 500 kVA, cos φ = 0,8, 11 kV, 50 Hz

1 Drehstrom-Transformatorgruppe	11/220 kV	73 000 kVA
1 Drehstrom-Transformator	11/ 50 kV	50 000 kVA
1 Drehstrom-Regeltransformator	11/ 11 kV	5 000 kVA

Energieerzeugung

Mittlere Jahreserzeugung	250 GWh
Sommer	180 GWh
Winter	70 GWh

Bauzeit und Erstellungskosten

Bauzeit	September 1961 bis 1. Januar 1967
Erstellungskosten	114 Mio Fr.

R