

Kernkraftwerke im britischen Verbundsystem

Autor(en): **Kroms, A.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Schweizerische Bauzeitung**

Band (Jahr): **76 (1958)**

Heft 35

PDF erstellt am: **24.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-64030>

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.

Kernkraftwerke im britischen Verbundsystem

DK 621.039:621.316

Von A. Kroms, dipl. Ing., Boston (USA)

1. Einführung

Die Ausnutzung der Kernenergie stellt bei weitem die bedeutendste Errungenschaft der heutigen Energietechnik dar. Sie wird die Struktur der Energieversorgung schon in absehbarer Zeit grundlegend verändern. Die Kernenergie-technik befindet sich erst am Anfang ihrer Entwicklung. Zahlreiche technische und wirtschaftliche Probleme sind noch nicht befriedigend gelöst. Alle industriellen Länder stellen zu deren Bearbeitung grosse Mittel zur Verfügung, und es ist ein rascher Fortschritt zu verzeichnen. Daher werden Kernkraftwerke in den nächsten Jahrzehnten eine bedeutende Rolle im Parallelbetrieb mit thermischen und hydraulischen Kraftwerken in Verbundsystemen spielen. Die Entwicklung der Kernkraftwerke (K-Werke) wird allgemein durch mehrere Umstände gefördert. Davon seien genannt:

1. Der Energiebedarf wird in absehbarer Zeit so hohe Werte annehmen, dass es zu einer Erschöpfung der wirtschaftlich erschliessbaren Vorräte an fossilen Brennstoffen kommen kann. Die Energieerzeugung durch Wasserkraft ist beschränkt; sie vermag den rasch ansteigenden Energiebedarf allein bei weitem nicht decken.

2. Die Brennstoffpreise steigen zusehends, die Qualität der Brennstoffe verschlechtert sich. Dadurch wachsen die Gestehungskosten der Energie aus Brennstoffkraftwerken (B-Werke) trotz ihrer technischen Vervollkommnung. Obgleich die Energiekosten der K-Werke vorerst noch wesentlich höher liegen als jene der B-Werke, ist zu erwarten, dass sich diese Kosten einander bald angleichen werden.

3. Kernenergie kann die Energiebedürfnisse der Welt auf lange Zeit befriedigen. Die Vorräte an Uran und Thorium übertreffen 20 bis 25 mal die Energiereserven der Brennstoffvorkommen. Wenn es gelingen wird, kontrollierbare Kernschmelzungsprozesse technisch zu verwirklichen, wird das in den Wassermassen der Ozeane enthaltene Deuterium eine praktisch unerschöpfliche Energiequelle zur Verfügung stellen [1]*).

4. Infolge der ausserordentlich hohen Energiekonzentration der Kernenergieträger sind die K-Werke nicht an die Energievorkommen gebunden. Sie können in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte aufgestellt werden. Lediglich die Kühlwasserbeschaffung und die Rücksicht auf den Strahlenschutz beeinflussen die Standortwahl.

Die meisten Kraftwerke sind zurzeit durch Hochspannungsleitungen in grosse Verbundsysteme zusammengeschlossen, die sehr weite Gebiete umfassen. Die Ausdehnung dieser Systeme wird durch die technischen und wirtschaftlichen Vorteile gefördert, welche durch Zusammenwirken verschiedener Kraftwerke zu erreichen sind. Ihre Struktur ist durch den jeweiligen Anteil der verschiedenen Kraftwerktypen gekennzeichnet. Durch Erweiterung der Verbundnetze, Erschliessung neuer Energiequellen, Veränderung des Energiebedarfs und technische Entwicklung der Energieerzeugungsanlagen wird die Struktur der Verbundsysteme fortwährend verändert. Dies beeinflusst den Charakter des Belastungsverlaufs der einzelnen Kraftwerkgruppen. Wenn also neue Energieerzeugungsanlagen die bestehenden Kraftwerke ergänzen oder verdrängen, muss die Planung der Kraftwerke und der Netze geändert werden. Solche Veränderungen sind durch den Ausbau von K-Werken zu erwarten. Denn diese eignen sich aus folgenden Gründen nur für Grundlastdeckung: a) ihre Baukosten sind hoch und die Kosten des Energieträgers gering; b) das Anfahren und Abstellen ist vorläufig noch umständlich und dauert lange; c) mit Rücksicht auf die Stabilität ist es vorteilhaft, sie mit einer möglichst unveränderlichen Last zu betreiben.

*) Die Zahlen in eckigen Klammern verweisen auf das Literaturverzeichnis am Schluss des Aufsatzes.

Die K-Werke müssen also den anderen Kraftwerken die Deckung der veränderlichen Mittel- und Spitzenlast überlassen. Deshalb sind im Verbundsystem Spitzenwerke mit ausreichender Leistung zu errichten. Hierfür eignen sich regelbare Wasserkraftwerke (Speicherwerke), Pumpspeicherwerke und besondere Wärmekraftwerke. Später, wenn sich die Rolle der K-Werke erheblich vergrössert haben wird, werden sie auch die Deckung der veränderlichen Lastzonen allmählich übernehmen müssen; sonst wird es nicht möglich sein, die Rolle der K-Werke in der Leistungsbilanz der Verbundsysteme zu erhöhen, besonders weil die Spitzendeckung mittels Pumpspeicherwerken an gewisse Grenzen gebunden ist.

Jedes Kraftwerk wird als Element des Verbundsystems durch mehrere Faktoren gekennzeichnet. Hiervon seien genannt: Art und Ausnutzungsgrad der Energiequelle, Schwankungen der verfügbaren Leistung, Standortwahl, Anpassungsfähigkeit an veränderliche Last. Die K-Werke sind wie folgt zu bewerten:

a) Die Energiereserven sind gross und die Energieträger sehr konzentriert; dagegen sind Gewinnung und Aufbereitung der Energieträger vorläufig mit erheblichen Aufwendungen verknüpft. Der Wirkungsgrad der Energieausnutzung liegt nicht mehr weit unter dem der B-Werke.

b) K-Werke sind wie B-Werke unabhängige Kraftwerke, weil die verfügbare Leistung von äusseren Umständen nicht abhängig ist, wie z. B. bei hydraulischen Laufwerken. Demzufolge erfordern K-Werke in den Verbundsystemen keine Ausgleichreserve.

c) Der Standort kann frei, d. h. so ausgewählt werden, wie es für den Verbrauch günstig ist; dies verkürzt die Distanzen für die Energieübertragung und erleichtert den Ausbau von Verbundnetzen. K-Werke stellen ausgesprochene Grossleistungswerke dar.

d) K-Werke sind zur Deckung einer rasch schwankenden Last wenig geeignet, weil schnelle Leistungsänderungen nur begrenzt möglich sind und zum Anfahren der Aggregate drei bis vier Stunden benötigt werden. Der hohen Baukosten und der beschränkten Leistungsregelung wegen müssen K-Werke als reine Grundlastwerke mit 6000 bis 7000 Ausnutzungsstunden pro Jahr betrieben werden. Im System ist deshalb eine ausreichende Spitzenleistung in anderen Kraftwerken unterzubringen.

Um die Vorzüge der K-Werke ausnutzen zu können, müssen sie entsprechend den eben genannten Eigenschaften in den Verbundbetrieb eingegliedert werden. Die Entwicklung des Kernkraftwerkbaues erfolgt in den einzelnen Ländern verschieden; sie wird durch die Bedarfszunahme, durch den Mangel an anderen Energiequellen und nicht zuletzt durch eine gute und zielbewusste Organisation der Energieversorgung gefördert. Die erwähnten Umstände haben in England den Kernkraftbau besonders begünstigt. Eine unverzügliche Verwirklichung des vorgesehenen Bauprogramms ist in England wirtschaftlich notwendig, weil sie den einzigen Weg zur Sicherung der Energieversorgung darstellt. Im planmässigen Ausbau grosser K-Werke nimmt England denn auch zurzeit die erste Stelle in der Welt ein, weshalb in allen Ländern dem Bau der englischen K-Werke grosses Interesse entgegengebracht wird. Insbesondere gilt dieses Interesse den Bauarten der K-Werke und deren Eingliederung in das britische Verbundnetz. Die hierbei gewonnenen Erfahrungen können die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung in anderen Ländern beeinflussen, weil sich deren Energiewirtschaft in naher Zukunft ähnliche Probleme stellen werden.

2. Das britische Verbundsystem

Die britische Elektrizitätsversorgung ist seit 1948 verstaatlicht. Bis 1958 wurde die öffentliche Energieversorgung in England von der staatlichen Elektrizitätsbehörde — «Cen-

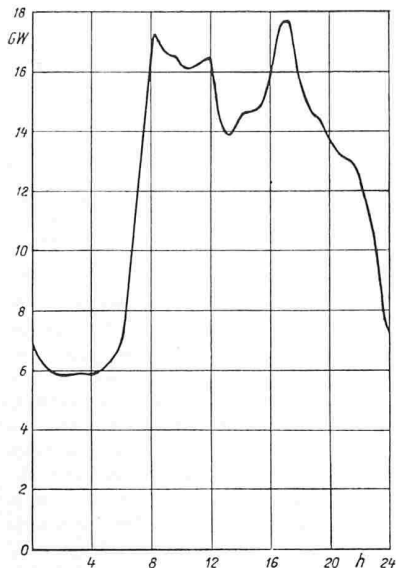
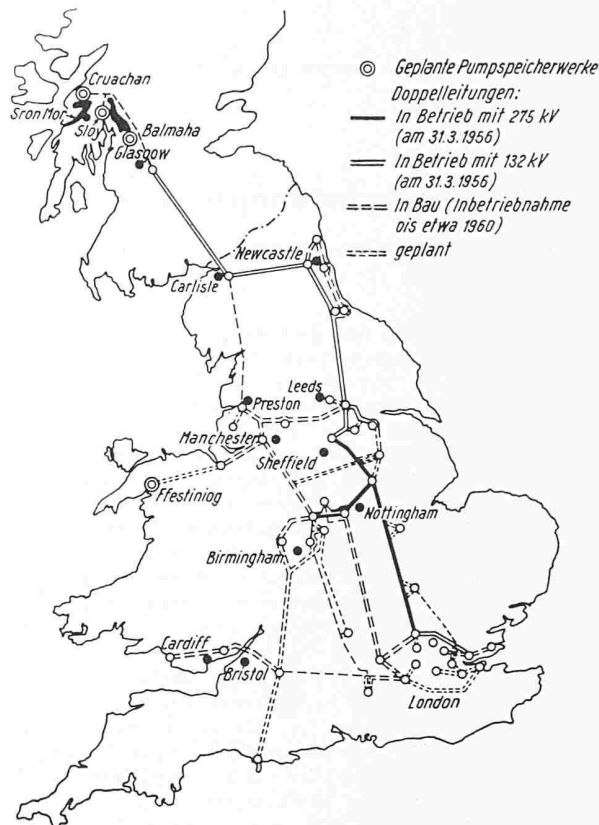


Bild 1 (links). Lastverlauf des CEA-Netzes an einem Wintertag (15. Jan. 1957, aus «Elektrizitätswirtschaft» 1958, Nr. 2)

Bild 2 (rechts). Hauptleitungen des britischen Verbundnetzes und geplante Pumpspeicherwerke. Einfachleitungen sind mit einer dünnen Linie bezeichnet



tral Electricity Authority» (CEA), in Schottland von dem «South of Scotland Electricity Board» sowie dem «North of Scotland Hydro Electrical Board» geleitet. Seit Januar 1958 ist die CEA in zwei Organisationen aufgeteilt worden, wobei «Central Electricity Generating Board» (CEGB) den Bau und Betrieb der Kraftwerke und Hochspannungsnetze durchführt, «Electricity Council» aber die Planung und Koordinierung der Energieerzeugung und -verteilung vornimmt; im Electricity Council beteiligen sich die örtlichen Verteilorganisations («Area Boards»).

Die Kraftwerke des CEGB liefern 80 % der gesamten britischen Energieerzeugung. CEGB ist das grösste Unternehmen der Elektrizitätsversorgung im Westen, welches nach einheitlichen technischen und wirtschaftlichen Richtlinien weite Gebiete mit Energie versorgt. Die Entwicklung der Energieerzeugung geht aus Tabelle 1 hervor [2], [3], [4]. Wie ersichtlich, ist der Energiebedarf seit 1948/49 um 85 % angestiegen, was einen durchschnittlichen Jahreszuwachs von 7,1 % ergibt. Im Jahre 1956/57 wurden neue Dampfkraftwerke von ungefähr 2 GW in Betrieb genommen, wobei die mittlere Aggregatgrösse 50 MW betrug. Die Tageslast der Wintersaison schwankt in weiten Grenzen (Bild 1); das Verhältnis der Lastspitze zur Nachtlast beträgt etwa 3:1, wogegen in den meisten grossen Verbundsystemen dieses Verhältnis nicht über 2:1 liegt. Demzufolge erreichen die jährlichen Ausnutzungsstunden der Jahreshöchstlast im CEGB-System nur 4200 bis 4500 h. Daher sind wirtschaftliche Spitzenwerke unerlässlich.

Die Brennstoffausnutzung der Dampfkraftwerke des CEA-Systems ist in Tabelle 2 zusammengestellt. Im britischen Verbundsystem sind grosse Anstrengungen gemacht worden, um den thermischen Wirkungsgrad der Kraftwerke zu verbessern. Dabei sind folgende Mittel angewendet worden: a) zweckmässige Lastverteilung, wobei die neuen Grosskraftwerke die Grundlast decken, die älteren Werke die Spitzenlast übernehmen und als Reserve dienen; b) Errichtung technisch hochwertiger Dampf-Kraftwerke und Stilllegung veralteter Anlagen; c) Auslegung der Kraftwerke gemäss der vorgesehenen Lastart im Verbundnetz. Im Jahre

1956/57 erzeugten die 20 besten Dampfkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,92 GW = 19 % der Ausbauleistung eine Energiemenge von 22,6 TWh = 28,5 % der Gesamterzeugung mit einem mittleren thermischen Wirkungsgrad von 28,5 bis 31,5 %. Da beim herrschenden raschen Anstieg des Verbrauchs der Kohlenbedarf der Kraftwerke ununterbrochen zunimmt, kommt der Verbesserung des Wirkungsgrades grosse Bedeutung zu. Die Energieerzeugung wird deshalb in wenigen, technisch hochentwickelten Grosskraftwerken konzentriert, wodurch sich die Zahl der im Betrieb stehenden Kraftwerke allmählich vermindert. Im Jahre 1957 waren im CEA-System insgesamt 262 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 22,6 GW im Betrieb; 53 % der Gesamtleistung waren in 53 Kraftwerken mit Leistungen über 150 MW untergebracht. Da die meisten Kraftwerke sich in den Kohlenbezirken befinden, ist zur Energieübertragung auf grosse Entfernungen ein Verbundnetz ausgebaut worden, das ganz England umspannt (Bild 2). Die Länge der Hochspannungsleitungen betrug im Jahre 1956 8550 km, die Spannungen sind 275 und 66 kV. Der Bau des 275 kV-Fernnetzes begann 1950. Dieses Netz ermöglicht eine enge Zusammenarbeit der weit voneinander entfernten Grosskraftwerken und vermag grosse Leistungen aus den Kohlenrevieren Mittelenglands an die nördlichen und südlichen Gebiete des Landes zu übertragen. 1956 waren 580 km Fernübertragungsleitungen mit 275 kV und 480 km vorläufig mit 132 kV in Betrieb. Die 275 kV-Linien sind so ausgelegt worden, dass sie später auf 380 kV umgestellt werden können.

Tabelle 1. Energieerzeugung im CEA-System

Jahr	Ausbauleistung GW	Energieerzeugung TWh	Lastspitze GW	jährl. Vollastbetriebsst. h/Jahr
1948/49	11,68	42,85	—	—
54/55	17,51	69,10	16,20	4230
55/56	18,95	75,56	18,10	4160
56/57	20,64 ¹⁾	79,52	17,70	4500

¹⁾ Die Gesamtleistung der britischen Kraftwerke, einschliesslich Industriewerke betrug 1956/57 29 GW.

Tabelle 2. Mittlere thermische Wirkungsgrade der Dampfkraftwerke des CEA-Systems

Jahr	Kohlenverbrauch Mio t	Mittlerer Heizwert kcal/kg	Spezifischer Verbrauch: ²⁾ kg/kWh kcal/kWh	Thermischer Wirkungsgrad %
1948/49	26,22	6085	0,666 4050	21,2
54/55	37,68	5980	0,602 3605	23,8
55/56	40,36	6015	0,587 3530	24,4
56/57	42,24	6100	0,566 3460	24,9

²⁾ Bezogen auf die ins Netz abgegebene Energie.

Um den zu erwartenden raschen Lastanstieg decken zu können, müssen im Verbundsystem neue grosse Kraftwerke errichtet werden. Tabelle 3 zeigt die im CEEB-System in der Zeit von 1957 bis 1962 neu zu installierenden Leistungen. Der Leistungszuwachs soll vorwiegend in neuen Gross-Kraftwerken mit Ausbauleistungen von 200 bis 1000 MW untergebracht werden. Die mittlere Maschinengrösse der neuen Werke wird ungefähr 100 MW betragen, wobei einige Aggregate 200 MW übertreffen und sogar 550 MW erreichen werden³⁾. Die Wahl der sehr grossen Maschinensätze drängt sich mit Rücksicht auf den Ausbau des Verbundnetzes im grossen, die Erhöhung der Energieverbrauchsichte und die technischen und wirtschaftlichen Vorteile auf. Man schätzt, dass der Leistungsbedarf des britischen Verbundsystems im Jahre 1965 40 bis 50 GW und 1975 sogar 65 bis 75 GW erreichen wird. Diese Kraftwerke werden grosse Brennstoffmengen benötigen. Da die Leistungsfähigkeit des Kohlenbergbaus aber nicht wesentlich erhöht werden kann, bestehen zur Sicherstellung der Energieversorgung nur zwei Möglichkeiten, nämlich verstärkte Einfuhr von Brennstoffen oder schneller Ausbau von K-Werken. England hat sich im wesentlichen und auf weite Sicht für die zweite entschieden: Man will den Bau grosser K-Werke mit allen verfügbaren Mitteln fördern. Diese Werke müssen die Grundlast des Verbundsystems schrittweise übernehmen und die Brennstoffbilanz entlasten. Die K-Werke sollen zuerst in den Gebieten errichtet werden, in denen keine Kohlen vorkommen, wogegen die neuen B-Werke in den Kohlengebieten geplant werden. Alle Grosskraftwerke werden an das 275 kV-Netz angeschlossen, welches verfügbare Leistung und Belastung einzelner Gebiete ausgleicht.

Bis zum Jahre 1962 werden die K-Werke nur eine geringe Rolle in der Energieversorgung spielen. Nachher wird aber ihre Bedeutung rasch zunehmen, und man nimmt an, dass nach 1970 fast alle neu zu errichtenden Kraftwerke K-Werke sein werden. Nach Schätzungen soll die Leistung der K-Werke im Jahre 1975 30 GW, d. h. fast die Hälfte der gesamten Kraftwerkleistung betragen, wodurch jährlich ungefähr 60 Mio t Kohle gespart werden können. Eine Voraussetzung dazu ist aber eine gute Koordinierung des Zusammenwirkens der K-Werke mit anderen Kraftwerken des Verbundsystems. Anfangs werden K-Werke die Grundlast übernehmen, später müssen sie sich jedoch auch an der Deckung der Mittellast beteiligen. Ein gewisser Lastausgleich kann im Verbundnetz dadurch erzielt werden, dass man die Nachtlast durch Errichten besonderer regelbarer Verbraucher und Pumpspeicherwerke erhöht [5], oder dass man das britische Netz mit dem Hochspannungsnetz des europäischen Kontinents verbindet.

³⁾ Dampfkraftwerk Thorpe Marsh, SBZ 1958, Nr. 29, S. 431, die Red.

Tabelle 3. Für die Zeit von 1957 bis 1962 geplanter Leistungszuwachs im CEA-System

Kraftwerkart	MW	%
Brennstoff-Kraftwerke	10 600	85,9
Wasser-Kraftwerke	350	2,8
Kern-Kraftwerke	1 400	11,3
Insgesamt	12 350	100,0

Tabelle 4. Geplante K-Werke im CEA-System, Standorte s. Bild 3

Baustufe	Kraftwerke	Leistung MW	Reaktortyp	Inbetriebnahme
1.	Berkeley	300	CH-Reaktoren	1960—61
	Bradwell	300		
	Hinkley Point	500		
	Sommerset	300 ... 500		
	Hunterston	300		
2.	4 Werke	je 400 ... 500	CH-Reaktoren hoher Temperatur	1963
	4 Werke	je 400 ... 500	Unbestimmt	1965
1. bis 3.		5500 ... 6000		

3. Das Bauprogramm für K-Kraftwerke

Die Verwirklichung des Bauprogrammes für Kernkraftwerke wird in England durch folgende Umstände gefördert:

1. Die Kohlenvorkommen Englands sind nicht imstande, den rasch zunehmenden Brennstoffbedarf auf längere Zeit zu decken. England besitzt in nennenswertem Masse weder Oel noch Wasserkraft. Seine Industrie beginnt unter Energiemangel zu leiden.

2. Zur Zentralisierung der Energieversorgung ist eine Kernenergiekommission (Atomic Energy Authority) gegründet worden, welche Forschungsarbeiten leitet, Versuchsanlagen errichtet und den Bau der ersten K-Werke organisiert; die Arbeit der AEC ist mit der Tätigkeit vieler Industriegruppen eng verbunden. Die allgemeinen Probleme der Energieversorgung werden in England von einem besondern Ministerium (Fuel and Power Ministry) behandelt.

3. England verfügt über die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen zur Lösung der Probleme des K-Werkbaus. Das Harwell-Kernenergieinstitut ist weltbekannt; zurzeit werden dort umfangreiche Versuche mit thermonuklearen Reaktionen durchgeführt.

Das Kernenergieprogramm wurde in England bald nach dem Kriege aufgestellt. Dabei hat man auf Grund der Erfahrungen mit einem Versuchsreaktor in Harwell erkannt, dass in der ersten Periode der technischen Entwicklung der gasgekühlte, graphitmoderierte Reaktor einen der sichersten Reaktortypen darstellt. Man entschloss sich zuerst, Reaktoren niedriger Temperatur zur Plutoniumproduktion zu errichten; diese wurden bei Windscale gebaut und im Jahre 1950 in Betrieb gesetzt [6]. Versuche mit Reaktoren zur Energieerzeugung, welche höhere Temperaturen verlangen, wurden fortgesetzt, und im Jahre 1953 konnte der Bau des ersten K-Werks bei Calder Hall aufgenommen werden; es war bestimmt, Plutonium zu produzieren und Energie zu liefern. Ausbau und Betrieb dieses Werkes ist in der technischen Literatur ausführlich beschrieben worden [6], [7], [8], [9]. Die thermischen, gasgekühlten Reaktoren werden seither CH-Reaktoren genannt. Sie nutzen natürliches Uran aus und werden durch Umwälzung von CO₂-Gas unter höherem Druck gekühlt. Calder Hall besteht aus zwei Werken A und B. Das Werk A umfasst zwei Reaktoren und vier Dampfturbinensätze von je 23 MW Nennleistung. Diese Leistungsangabe schliesst bedeutende Reserven ein. Die Gesamtleistung des A-Werkes wird heute zu 100 MW angegeben. Das Werk B erhält im wesentlichen gleiche Reaktoren wie das A-Werk. Da deren Wärmeleistung durch geringe Aenderungen des Kerns beträchtlich gesteigert werden konnte, werden die Maschinensätze des B-Werkes für eine Gesamtleistung von 150 MW ausgelegt. Möglicherweise wird später auch die Lei-

Bild 3. Standorte der britischen Kernkraftwerke. Kreuzweise schraffiert die wichtigsten Kohlengebiete



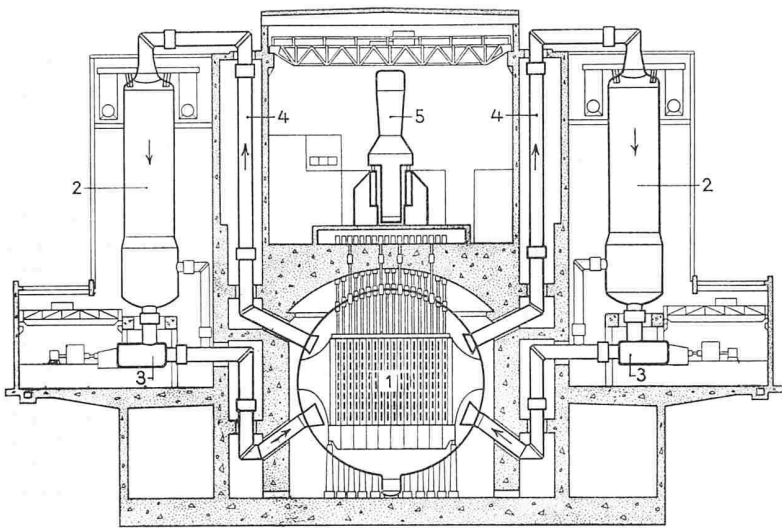


Bild 4. Schematischer Querschnitt durch die Reaktoranlage des Kernkraftwerkes Bradwell (aus Ch. Hinton: Atomic Power in Britain, «Scientific American» 1958)

- 1 Reaktorkern 3 Umwälzgebläse 5 Lade-
 2 Wärme- für CO₂-Gas vorrichtung
 austauscher 4 CO₂-Leitungen

stung des A-Werkes auf den selben Betrag erhöht. Die beiden Werke von Chapel Cross von je 150 MW Leistung werden weitgehend gleich gebaut wie das Werk Calder Hall B. Sie sollen hauptsächlich der Erzeugung von Plutonium dienen und werden daher im Bauprogramm der CEA nicht angegeben.

Schon beim Bau der ersten CH-Reaktoren wurde erkannt, dass mit diesem Reaktortyp ein grosses Bauprogramm der K-Werke unverzüglich verwirklicht werden kann. Die britische Regierung gab im Jahre 1955 das erste Kernenergieprogramm bekannt, in welchem der Bau von zwölf K-Werken mit einer Gesamtleistung von 1,8 bis 2 GW bis zum Jahre 1965 vorgesehen war. Dank der günstigen Erfahrungen mit dem K-Werk Calder Hall wurde dieses Programm später auf eine Gesamtleistung von fünf bis sechs GW erweitert; der Bau dieser Werke wird ungefähr 700 Mio £ beanspruchen (Tabelle 4). Doch sind auch diese Zahlen nicht endgültig, weil die Kernenergie-technik sich rasch entwickelt und es durchaus möglich ist, dass die Leistung der geplanten K-Werke noch weiter erhöht werden wird.

Der Bau einiger Werke der 1. Stufe, z. B. Bradwell und Berkeley, ist bereits weit fortgeschritten⁴⁾: Es ist zu erwarten, dass diese Werke in der vorgesehenen Zeit in Betrieb gesetzt werden. Die Wärmeschaltungen sind ähnlich wie im Werk Calder Hall, wobei der Arbeitsdampf in Zweidruckturbinen ausgenutzt wird (Bild 4). Dadurch lassen sich die Gase tiefer abkühlen und das Temperaturniveau im Reaktor senken; dies bringt eine Reihe von Vorteilen mit sich. So sind die Werkstoffprobleme leichter zu lösen, die Plutoniumausbeute vergrössert sich, der Wirkungsgrad des K-Werks wird besser und die spezifische Leistung des Reaktors (MW/t oder pro m³) steigt. Die wichtigsten Daten dieser K-Werke sind in Tabelle 5 zusammengestellt [10], [11], [12], [13].

Die spezifischen Baukosten dieser K-Werke werden auf 110 bis 140 £/kW berechnet. Eine Verminderung dieser Kosten kann durch höhere Reaktorleistungen erreicht werden. Die hierfür wichtigsten Massnahmen sind einerseits vergrösserte Wandstärke und veränderte Form (Kugel) des Reaktorbehälters, ein Vergrössern des Reaktor-Volumens (bis

⁴⁾ Ueber das Kraftwerk Hinkley Point s. SBZ 1958, Nr. 28, S. 422, die Red.

Tabelle 5. Hauptdaten der K-Werke des CEA-Systems

		Berkeley	Bradwell	Hunterson ⁵⁾	Hinkley Point
Leistung, brutto	MW	320	370	360	560
Reaktor: Form		Zylinder	Kugel	Kugel	Kugel
Ausmasse	m	15,3 ∅ x 24,4	20,5 ∅	21,4 ∅	20,5 ∅
Dampf- HD	ata, °C	21,4/323	53,0/373	40,5/372	42,0/360
Zustände ND	ata, °C	4,4/323	13,7/373	10,2/354	12,6/350
Zahl der Reaktoren		2	2	2	2
Zahl der Wärmeaustauscher		16	12	16	12
Zahl der Turbosätze		4	6 + 3 ⁶⁾	6	6

⁵⁾ K-Werk des South of Scotland Electrical Board; ⁶⁾ Hilfsaggregate.

18 m ∅ für Zylinder, 25 m ∅ für Kugel) und das Unterbringen einer rund zweimal grösseren Menge des Energieträgers als in den Reaktoren des Werkes Calder Hall. Andererseits ermöglicht die Erhöhung des Gasdrucks und der Temperatur bei Reaktorausstritt auf 380 bis 400° C die spezifische Leistung der Reaktoren fast zu verdoppeln. Diese Massnahmen erhöhen die Einheitsleistung der Reaktoren um das drei- bis vierfache, so dass ein Reaktor die Wärme für Turbosätze von 150 bis 200 MW zu liefern vermag. Das K-Werk Hinkley Point mit einer Leistung von 500 MW ist zurzeit das grösste im Bau befindliche K-Werk der Welt (Bild 5) es soll später auf 1000 MW gebracht werden. Die Leistungen der nächsten zu errichtenden K-Werke sollen innerhalb der Grenzen von 800 bis 1000 MW liegen. Dies beweist, dass die im Kernenergieprogramm vornherein geplanten Einheitsleistungen der K-Werke bereits verdoppelt worden sind und dass die K-Werke hinsichtlich der Leistungskonzentration den grössten B-Werken gleichkommen.

4. Die technische Entwicklung des Kernkraftwerkbaues

Reaktoren können technisch sehr verschieden gestaltet werden, wobei jeder Typ seine Vor- und Nachteile hat. Bis jetzt ist es noch nicht gelungen, eine Reaktorbauart zu entwickeln, welche den anderen in allen Beziehungen überlegen wäre. Zurzeit stehen vor allem zwei Reaktortypen — der gasgekühlte CH-Reaktor und der Druckwasserreaktor (DW-Reaktor) im Vordergrund. Während der CH-Reaktor in England zum Grundtyp gewählt wurde, bevorzugt man in USA den DW-Reaktor. Der CH-Reaktor arbeitet mit natürlichem Uran und verlangt keine teuren Werkstoffe. Zuerst betrachtete man ihn als blosse Uebergangskonstruktion; doch waren die praktischen Erfahrungen so gut, dass er auch für die K-Werke der nächsten Baustufe gewählt wurde. Der CH-Reaktor erwies sich als ein wirtschaftlicher und betriebssicherer Reaktortyp, welcher den sofortigen Bau grosser K-Werke erlaubt; das war in England entscheidend. Seine wichtigsten Vorteile sind:

Er nützt natürliches oder wenig angereichertes Uran, also einen verhältnismässig billigen Energieträger, aus.

Er ist konstruktiv einfach, betriebssicher und kann mit üblichen Werkstoffen gebaut werden.

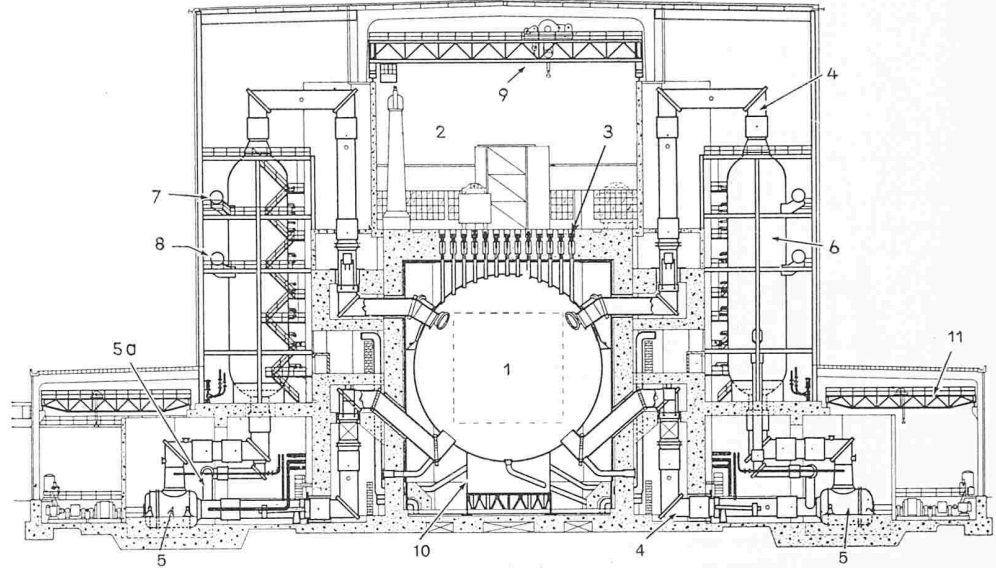
Das Kühlgas (CO₂, Luft o. a.) ist billig und leicht zu handhaben.

Er ist technisch entwicklungsfähig und kann verschiedenen Betriebsbedingungen angepasst werden; besondere Vorteile erwartet man aus der Anwendung der Spaltstoffelemente aus keramischen Uranverbindungen, wodurch sich das Temperaturniveau und die spezifische Leistung erhöhen lässt.

Der CH-Reaktor weist aber auch einige Nachteile auf, so z. B. grosse Ausmasse und hohe Baukosten, ferner eine geringe Ausnutzung des Energieträgers und der Baustoffe, schlechte Wärmeabführung und hoher Energiebedarf der Kühlung u. a. Infolge der ungünstigen Neutronenbilanz ist er nur für Grossanlagen anwendbar, und der Brutfaktor kann 0,80 ... 0,85 nicht übersteigen. Diese Nachteile können durch Auswahl geeigneter Werkstoffe und durch konstruktive Massnahmen gemildert werden. Man erwartet, dass die CH-Reaktoren in

Bild 5. Schematischer Querschnitt durch die Reaktor-anlage des Kernkraftwerkes Hinkley-Point (aus «Nucleonics» 1957, Nr. 11)

- 1 Reaktor
- 2 Bedienungsraum
- 3 Laderöhre
- 4 CO₂-Gasleitungen
- 5 Umwälzgebläse
- 5a By-Pass-Leitung zu 5
- 6 Wärmeaustauscher
- 7 Hochdruck-Ausdampf-trommel
- 8 Niederdruck-Ausdampftrommel
- 9 Kran zu 1
- 10 Stützkonstruktion zu 1
- 11 Kran zu 5



England in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren gegenüber flüssigkeitsgekühlten Reaktoren konkurrenzfähig sein werden. Nach 1970 sollten aber andere, technisch hochwertigere Reaktorbauarten in den Vordergrund treten.

Die wichtigsten Aufgaben beim Bau von Energieraktoren sind die Senkung der Baukosten, eine bessere Ausnutzung des Energieträgers und erhöhte Betriebssicherheit. Diese Probleme sind mit der Werkstofffrage eng verbunden. Um die Reaktorausmasse verringern und den Wirkungsgrad der K-Werke verbessern zu können, müssen die Temperaturen im Reaktorsystem gesteigert werden. Aus diesem Grunde sind hochwertige Werkstoffe zu wählen, wobei die grössere spezifische Leistung den höheren Werkstoffpreis ausgleichen kann. Im Kraftwerk Calder Hall beträgt die Gastemperatur 350 bis 370° C, die Wärmeleistung der beiden Reaktoren 400 MW (oder 1,4 MW/t Uran) und der thermische Wirkungsgrad der Gesamtanlage 24 bis 25 %. Die Hüllen der Uranstäbe, die aus Magnesiumlegierungen hergestellt sind, begrenzen die Reaktortemperatur. Wenn die Temperatur auf 500 bis 600° C gebracht werden könnte, so würden die Wärmeleistung der Reaktoren 1100 bis 1400 MW, die elektrische Leistung der Anlage 350 bis 400 MW und der thermische Wirkungsgrad etwa 30 % und mehr erreichen. Dies würde hitzebeständige Werkstoffe für die Hüllen der Uranstäbe erfordern (Be, Zr u. a.). Wenn die Werkstoffe des Reaktorkerns viele Neutronen absorbieren, so muss ein angereicherter Energieträger angewandt werden. Bei hoher spezifischer Leistung darf die Temperatur innerhalb der metallischen Uranstäbe die zulässige Grenze von etwa 600° C nicht überschreiten. Das Temperaturgefälle kann durch die Wahl kleinerer Stabdurchmesser vermindert werden; die stärkere Aufteilung des Spaltstoffes verschlechtert aber die Neutronenbilanz und verlangt eine höhere Anreicherung des Urans. Dies rechtfertigt sich nur dann, wenn es dabei gelingt, den Energieträger vollständiger auszunutzen, d.h. die Stäbe länger im Reaktor zu halten. Die Energieausbeute des natürlichen Urans beträgt im Werk

Calder Hall 3000 MW-Tage/t; die Höchstgrenze soll bei 4000 bis 5000 MW-Tage/t liegen. Wenn man anstatt des metallischen Urans das Uranoxyd UO₂ oder die keramischen Uranverbindungen (UC, UC₂) verwendet, kann die Gastemperatur auf 600 bis 700° C erhöht werden. Man versucht, hüllenlose keramische Spaltstoffstäbe oder Spaltstoffkugeln anzuwenden, wodurch ihre Herstellung sich erheblich verbilligen würde. Dies verbessert die Wirtschaftlichkeit der CH-Reaktoren, die für die nächsten K-Werke vorgesehen sind. Die Ausgaben, welche durch die Temperaturerhöhung verursacht werden, können durch den kompakten Ausbau und den höheren Wirkungsgrad des K-Werks ausgeglichen werden, weil bei gleicher Wärmeleistung des Reaktors die elektrische Leistung des Werks sich vergrößert. Man schätzt, dass es möglich sein wird, bei 600 bis 700° C ein K-Werk, das 800 bis 1000 MW leistet, mit nur zwei Reaktoren zu errichten.

Die technischen Verbesserungen müssen in Versuchsanlagen geprüft werden, was eine erhebliche Zeit in Anspruch nimmt. England hat deshalb einen Weg der schrittweisen Entwicklung ausgewählt, indem es Kraftwerke auf Grund der vorhandenen Erfahrungen baut und weitere Verbesserungen nur nach eingehenden Prüfungen im Kraftwerkbau verwertet. Dieser Weg erhöht die Betriebssicherheit und erlaubt, die K-Werke rasch in die Energieversorgung einzugliedern. Man hofft, bis zum Jahre 1965 die Gastemperatur der CH-Reaktoren auf etwa 500° C steigern und einen thermischen Wir-

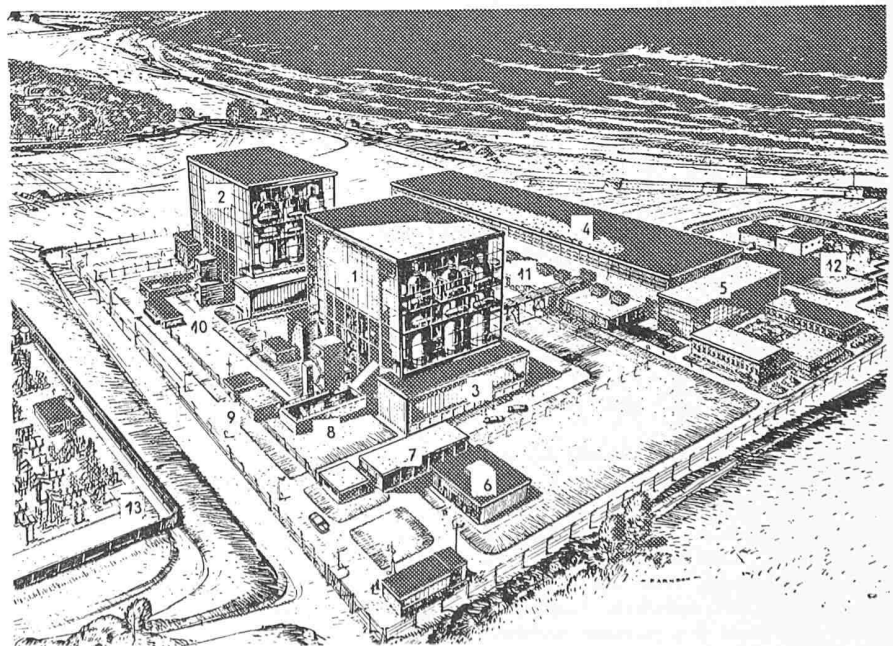
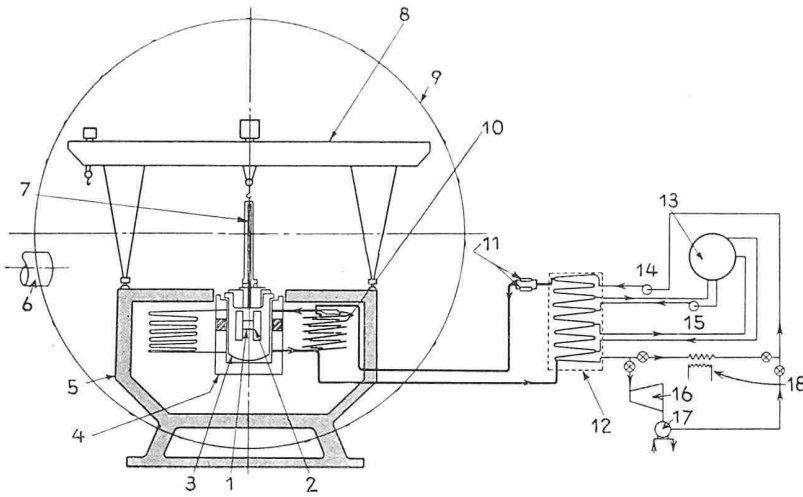


Bild 5a. Gesamtanordnung des Hinkley-Point Kernkraftwerks. (Aus «Nuclear Engineering» 1958, Nr. 8. 1 und 2 Reaktorgebäude, 3 Gebläsegebäude, 4 Maschinenhaus, 5 Werkstatt, 6 Dieselanlage, 7 bis 10 Aufbewahrung und Behandlung der Spaltstoffelemente, 11 Kontrollräume, 12 Kühlwasseranlage, 13 Schaltanlage)

Bild 6. Schema der Reaktoranlage von Dounreay, schneller Brutreaktor (aus J. H. Sykes: Fast Breeder nears Completion «Electrical World» 1957, 16. Sept.).



- | | |
|---|--------------------------------|
| 1 Reaktorkern | 10 Primärer Wärmeaustauscher |
| 2 Bruthülle | 11 Elektromagnetische Pumpen |
| 3 Druckgefäss | 12 Sekundärer Wärmeaustauscher |
| 4 Schutzschirm für Neutronenabschirmung | 13 Ausdampf-Trommel |
| 5 Betonblock für biolog. Abschirmung | 14 Speisepumpe |
| 6 Luftschleuse | 15 Umwälzpumpe |
| 7 Beschickungsvorrichtung | 16 Dampfturbine |
| 8 Drehkran | 17 Kondensator |
| 9 Kugelgehäuse aus Stahlblech | 18 Meerwasser-Wärmeaustauscher |

kungsgrad der K-Werke von etwa 35 % erreichen zu können. Bei noch höheren Temperaturen kann sich die Gasturbinenanlage mit Helium oder Wasserstoff als Wärmevermittler vorteilhaft erweisen. Die Entwicklung anderer Reaktortypen wird in England nicht vernachlässigt, wobei man Versuche mit thermischen und schnellen flüssigkeitsgekühlten Reaktoren durchgeführt. Diese Bauarten sind für den Betrieb mit hohen Temperaturen besser geeignet, ergeben eine höhere spezifische Leistung und bessere Brutfaktoren; sie erfordern einen angereicherten Energieträger, der aber in Zukunft in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen wird.

Um Erfahrungen zu sammeln, ist bei Dounreay (Nord-schottland), ein schneller Reaktor für 60 MW Wärmeleistung mit Kühlung durch flüssiges Natrium errichtet worden, Bild 6 [14], der mit hohen Temperaturen arbeiten wird. Die Inbetriebnahme soll noch dieses Jahr erfolgen. Mit ihm wird der Brutvorgang im grossen untersucht. Ausserdem sind auch andere Typen von Brutreaktoren geplant, welche Plutonium zur Anreicherung des Energieträgers erzeugen. Auch die Verwendung von Thorium ist vorgesehen. Das Programm der Versuchsarbeiten wird gleichzeitig mit dem Bau grosser K-Werke durchgeführt.

K-Werke werden vorläufig ausschliesslich mit CH-Reaktoren errichtet. Die wichtigsten Massnahmen zu deren Verbesserung sind:

- Bessere Schweissungsmethoden, die es ermöglichen, dickere Stahlplatten auf der Baustelle zusammenschweissen; dadurch können die Reaktorleistung und der Gasdruck erhöht werden.
- Eine leichte Anreicherung des Energieträgers, die es erlaubt, im Reaktorkern billigere Werkstoffe anzuwenden sowie Temperatur und spezifische Leistung zu steigern.
- Die Anwendung von Helium als Kühlgas, wodurch die Leistung der Umwälzgebläse, die Menge des Graphit-Moderators und die Baukosten des Reaktors herabgesetzt werden.
- Leichtere und kompaktere Konstruktion der Wärmeaustauscher mit besserem Wärmeübergang vom Gas an die Metalloberfläche.
- Grössere Betriebsdauer der Uranstäbe und billigere Verfahren zu deren Aufbereitung.

Einige der erwähnten Massnahmen werden bereits in den K-Werken der zweiten Bauetappe, die 1963 in Betrieb gesetzt werden sollen, angewandt. Die K-Werke der darauffolgenden Etappe werden voraussichtlich schon Reaktoren anderer Bauarten enthalten. Dabei kommen neben thermischen auch schnelle Reaktoren in heterogener und homogener Bauweise in Frage. Die Temperatur des Wärmevermittlers wird voraussichtlich 500 bis 600° C und die spezifische Leistung des Energieträgers 4 bis 5 MW/t erreichen.

5. Die wirtschaftlichen Ergebnisse der K-Werke

Der raschen Einordnung von K-Werken in die Energieversorgung stehen vorwiegend wirtschaftliche Erschwernisse entgegen. Noch sind die Baukosten sehr hoch, weil der Bau mit grossen Forschungs- und Versuchsausgaben verknüpft ist und eine Reihe von Sicherheitsapparaten vorgesehen werden, welche bei späteren Ausführungen wesentlich vereinfacht oder ganz weggelassen werden können.

In den B-Werken werden etwa 30 % der Energiekosten durch den Kapitaldienst, der Rest aber durch die Brennstoff- und Betriebsausgaben verursacht. In den K-Werken ist dieses Verhältnis umgekehrt: die Ausgaben für den Energieträger und den Kraftwerkbetrieb machen hier nur 25 bis 35 % der Gesamtausgaben aus, die restlichen Ausgaben ergeben sich aus dem Kapitaldienst. Die Senkung der Baukosten ist deshalb in der Entwicklung der K-Werke von entscheidender Bedeutung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Betriebsergebnisse der ersten K-Werke durch ihre günstige Lastart verbessert werden. Später sollen die K-Werke aber Mittellast übernehmen. Dazu müssen sie technisch soweit verbessert und ihre Baukosten verringert sein, dass sie auch bei einem geringeren Ausnutzungsfaktor gegen technisch vollkommene B-Werke konkurrieren können.

Die Ergebnisse der ersten K-Werke werden durch die Erzeugung von Plutonium begünstigt, das vorerst für militärische Zwecke produziert wird. Es soll aber später zum wichtigen Energieträger der K-Werke werden. Da es ziemlich viele langsame Neutronen absorbiert, ist es für thermische Reaktoren weniger geeignet; der voraussichtliche Anwendungsbereich des Plutoniums ist der schnelle Reaktor. Dieser Typ wird in den zukünftigen Systemen der K-Werke zur Umwandlung des U 238 in Plutonium wie auch zur Ausbeutung des Plutoniums dienen [15]. Beim Bau von schnellen Reaktoren müssen aber noch zahlreiche technische Probleme gelöst werden, weshalb die ersten K-Werke vorwiegend mit thermischen Reaktoren ausgerüstet werden, die mit langsamen Neutronen arbeiten.

Zum Bau des Werkes Calder Hall sind 15 bis 20 Mill. £ aufgewandt worden, wovon ein beträchtlicher Teil für Forschungen und Versuche aufgebraucht wurde. Dies ergibt spezifische Baukosten von 150 bis 200 £/kW, die 2,5 bis 3 mal höher als die Baukosten von B-Werken sind. Diese Angaben bedürfen einer Korrektur. Für spätere Werke kommt man mit geringeren Forschungskosten aus. Weiter ist zu bedenken, dass Calder Hall eine Mehrzweckanlage darstellt, welche gleichzeitig Plutonium und Energie erzeugt. Trotzdem bleiben die Baukosten der K-Werke hoch. Das zwingt, sie mit Vollast zu betreiben, was auch vom Standpunkt der Plutoniumproduktion erwünscht ist. Die ungefähren Kosten der Energielieferung sind für das Werk Calder Hall in Tabelle 6 angeführt, wobei die Kapitalausgaben zu 8 %, die jährlichen Ausnutzungsstunden zu 7000, die Energieausbeute des Urans zu 3000 MW-Tage/t und der Uranpreis zu 20 000 £/t angenommen worden sind.

Tabelle 6. Aufbau der Energiegestehungskosten im K-Werk Calder Hall

Kostengruppen	Energiekosten	
	d/kWh	%
Kapitalausgaben	0,56	53
Ausgaben der ersten Uranladung	0,10	9
Ausgaben des verbrauchten Urans	0,35	33
Betriebsausgaben	0,05	5
Insgesamt	1,06	100

Die Energie-Gestehungskosten in den K-Werken der ersten Bauperiode betragen 1,0 bis 1,2 d/kWh, gegenüber 0,6 bis 0,7 d/kWh in neuen B-Werken. Diese Unterschiede werden sich in Zukunft aus folgenden Gründen verringern: a) Die Kohlenkosten nehmen in England stetig zu, weil man ungünstigere Kohlenflöze ausnutzen und Kohlen einführen muss. b) Die Baukosten der K-Werke werden infolge der praktischen Erfahrungen und technischen Vervollkommnung der Reaktoranlagen sinken. c) Die Kosten der Spaltstoffelemente werden durch billigere Herstellungsverfahren, höhere Energieausbeute (MW-Tage/t), bessere thermische Wirkungsgrade und höheren Brutfaktor vermindert.

Die spezifischen Baukosten der K-Werke hängen von der Reaktor-Leistung ab, Bild 7 [16]. Die Baukosten der K-Werke, die zurzeit mit Leistungen von 300 bis 500 MW im britischen Verbundsystem errichtet werden, sind auf 30 bis 50 Mio £ oder 100 bis 140 £/kW veranschlagt worden. Die Uranladung erfordert zusätzliche 5 bis 6 Mio £, wodurch sich die Anlagekosten auf 120 bis 150 £/kW erhöhen. Die Baukosten ähnlicher mittelgrosser B-Werke betragen 60 bis 70 £/kW. Man versucht die Anlagekosten der K-Werke durch höhere Reaktorleistungen, d. h. grössere Ausmasse und höhere spezifische Leistungen zu vermindern. Die Leistungsabgabe der in nächster Zukunft zu errichtenden CH-Reaktoren soll 2 bis 3 MW/t betragen. Dies wird einen leicht angereicherten Energieträger und teurere Werkstoffe im Reaktorkern benötigen. Die Anreicherung des Energieträgers erlaubt aber, die Menge des Graphitmoderators und dementsprechend die Reaktormasse zu verringern. Die hohen Temperaturen des Kühlgases verbessern die Wärmeausnutzung in der Kraftanlage.

Für K-Werke, die im Jahre 1962 in Betrieb gesetzt werden sollen, nimmt man folgende Grössen an [17]:

Energieträger	natürliches oder leicht angereichertes Uran
Reaktortyp	thermisch, gasgekühlt (CH-Typ)
Reaktorleistung	150 MW (elektr.)
Anlagekosten	125 £/kW
Lebensdauer der Anlage	20 Jahre
Uranladung	250 t
Uranpreis	25 000 £/t
Energieabgabe des Urans	3000 bis 4000 MW-Tage/t
Ausnutzungsgrad der Anlage	0,75 (= 6600 Betriebsstunden pro Jahr)
Thermischer Wirkungsgrad	0,27

Mit diesen Angaben ergeben sich folgende ungefähre Energiekosten in d/kWh:

Kapitalkosten	0,38 bis 0,41
Uranladung	0,05 bis 0,06
Verbrauchtes Uran	0,16 bis 0,19
Betriebskosten	0,05 0,05
Insgesamt	0,64 bis 0,71

Man erwartet, dass in späteren Jahren die Energiekosten der K-Werke sich noch weiter vermindern werden. Ein mutmasslicher Kostenvergleich zwischen K- und B-Werken ist in Bild 8 angegeben [18]. Diese Zahlen stellen selbstverständlich nur rohe Schätzungen dar, doch nehmen die Energiewirtschaftler an, dass die K-Werke in den nächsten Jahrzehnten

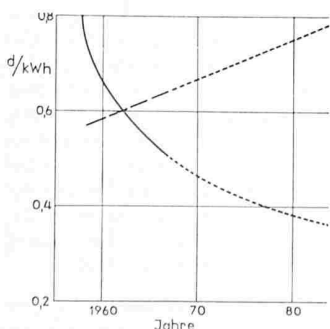


Bild 8 (links). Voraussichtliche Gestehungskosten für elektrische Energie aus K-Werken (ausgezogen) und aus B-Werken (gestrichelt)

Bild 9 (rechts). Möglichkeiten des Lastausgleichs in Verbundnetzen, a) mittels hydraulischer Speicherwerken, b) mittels bestehender B-Werke, c) mittels Pumpspeicherwerken, N_d = Leistung von B-Werken (N_d' = neue B-Werke, N_d'' = alte B-Werke),

N_H = Leistung hydraulischer Speicherwerke

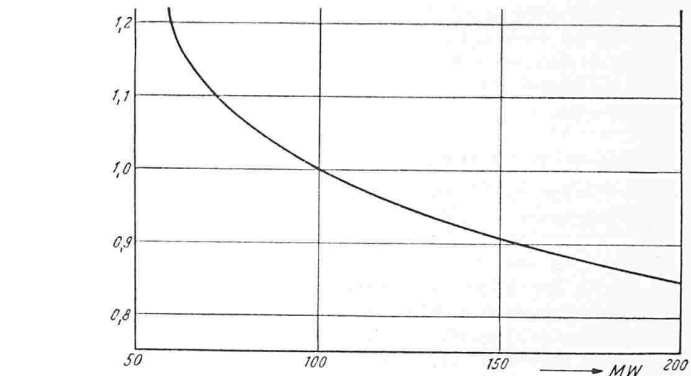


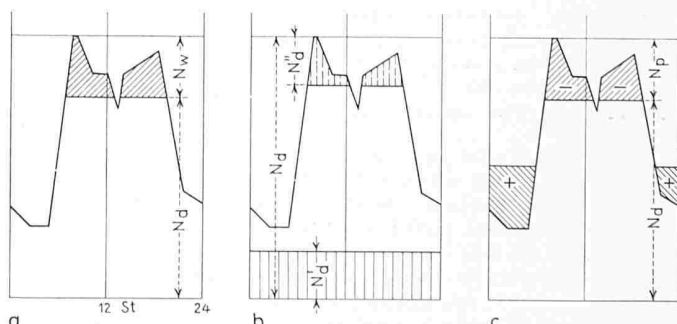
Bild 7. Abnahme der verhältnismässigen Baukosten von CH-Reaktoren mit zunehmender elektrischer Leistung des Kraftwerks pro Kernreaktor.

gegen die B-Werke werden erfolgreich konkurrieren können. Bei der steigenden Rolle der K-Werke in Verbundsystemen werden ihre Ausnutzungsstunden aber auf 4500 bis 5000 pro Jahr sinken, weshalb der Anteil der festen Ausgaben in den Energiekosten sich entsprechend erhöhen wird. Deswegen muss den Baukosten besondere Beachtung geschenkt werden.

Beim Ausbau von K-Werken müssen die wirtschaftlichen Aussichten verschiedener Reaktorbauarten bewertet werden. Wie erwähnt, sind zurzeit die CH- und die DW-Reaktoren soweit technisch entwickelt worden, dass mit ihnen grosse Bauprogramme unverzüglich verwirklicht werden können. Deshalb müssen bei jedem neuen Projekt die beiden Reaktortypen auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht werden. Die Struktur der Energiekosten zeigt dabei, dass die Anlagen mit CH-Reaktoren höhere Baukosten, die Anlagen mit DW-Reaktoren dagegen höhere Kosten für den Energieträger aufweisen. Beim Vergleich sind auch die unterschiedlichen Zinssätze für Kapital, die verschiedenen Arbeitslöhne, die Preise des Energieträgers u. a. zu berücksichtigen, um über die Eignung verschiedener Reaktortypen in einzelnen Ländern urteilen zu können. Die voraussehbaren Energiekosten für mittelgrosse K-Werke mit CH- und DW-Reaktoren sind in Tabelle 7 angegeben [19]. Trotz der grösseren Baukosten erweisen sich die CH-Reaktoren in England während der ersten Entwicklungsperiode wirtschaftlicher als die DW-Reaktoren. In späteren Bauperioden, bei einem geringeren Preis des angereicherten Energieträgers und kürzeren jährlichen Betriebsdauern, werden die DW- oder Verdampfungsreaktoren günstiger. Die Reaktoren mit angereichertem Spaltstoff eignen sich für kleinere Anlagen, wogegen die CH-Reaktoren am besten in Grossanlagen arbeiten. Wenn es gelingen wird, die CH-Reaktoren mit hohen Temperaturen und mit Gasturbinen zu

Tabelle 7. Energiekosten bei CH- und DW-Reaktoren, Grundlastbetrieb mit 7000 bis 7500 Vollast-Betriebsstunden pro Jahr

Reaktorart		CH	DW
Feste Kosten	d/kWh	0,57	0,37
Kosten des Energieträgers	d/kWh	0,24	1,07
Betriebskosten	d/kWh	0,12	0,08
Insgesamt	d/kWh	0,93	1,52



N_P = Leistung von Pumpspeicherwerken

entwickeln, wird es möglich sein, sie auch für Anlagen kleiner Leistung zu verwenden [20]. Für gasgekühlte Reaktoren interessiert man sich deshalb in allen Ländern, z. B. auch in USA, wo bisher DW- und Verdampfungsreaktoren vorgezogen worden sind.

6. K-Werke im Verbundsystem

K-Werke beeinflussen den Ausbau und den Betrieb der Verbundsysteme in zwei Richtungen, nämlich: Einerseits verändern sie die Lastart der anderen Kraftwerke und veranlassen den Bau besonderer Spitzenwerke. Andererseits können sie in der Nähe der Energieverbrauchszentren errichtet werden und ändern so die Gestaltung des Verbundnetzes. Da der Ausbau solcher Netze für lange Zeit geplant wird, müssen diese Einflüsse im voraus berücksichtigt werden. Die wichtigsten Probleme, die sich im britischen Verbundsystem bei der Eingliederung von K-Werken stellen, sind: a) der zukünftige Ausbau der Kohlenkraftwerke; b) die Deckung der Spitzenlast; c) die Gestaltung des Hochspannungsnetzes.

a) Der rasch steigende Energiebedarf, die zunehmenden Leistungen der B-Werke und die Schwierigkeiten der Kohlenbeschaffung zwingen zum Steigern des thermischen Wirkungsgrades. Dazu werden bekanntlich hohe Drücke und Temperaturen des Frischdampfes (500 bis 600 ° C, überkritische Drücke), Zwischenüberhitzung und sehr grosse Einheitsleistungen angewendet. Man erreicht so thermische Wirkungsgrade von 35 bis 40 %. Diese Werke müssen aus wirtschaftlichen und betriebstechnischen Gründen dauernd mit Vollast laufen. Die neu zu errichtenden B-Werke werden deshalb normal zur Deckung der Grundlast der Verbundsysteme geplant. Die Entwicklung der K-Werke wird aber in Zukunft die B-Werke aus der Grundlastzone verdrängen. Deshalb müssen die neuen B-Werke so ausgelegt werden, dass sie auch bei der Deckung der täglich unterbrochenen Mittellast wirtschaftlich arbeiten können.

In England plant man viele neue B-Werke während des nächsten Jahrzehnts. Man ist sich dabei bewusst, dass sich ihre Ausnutzungsdauer schrittweise vermindern wird. Die oben angegebenen Massnahmen zur Steigerung der Wirkungsgrade machen die B-Werke zur Deckung unterbrochener Lasten weniger geeignet. In den B-Werken, die im Jahre 1959 in Betrieb gesetzt werden sollen, werden Aggregate mit Leistungen bis 200 MW installiert; sie sind für Dampfzustände bis zu 165 at, 565 ° C und Zwischenüberhitzung ausgelegt. Die voraussehbare Senkung der Ausnutzungsdauer von B-Werken hat in England die Anwendung höchster Dampfdrücke und -temperaturen verlangsamt. Ausserdem nimmt man bei der Planung von Dampfkraftwerken auch Rücksicht auf schnelles Anfahren und wählt die Maschinengrösse sowie den Standort entsprechend den Erfordernissen eines Mittellastbetriebes. Es besteht jedoch eine allgemeine Tendenz, in den Kraftwerken auch bei veränderlicher Last alle Vorzüge, die durch hohe Drücke und Temperaturen zu erzielen sind, möglichst weitgehend auszunutzen. Mit Interesse wird man deshalb verfolgen, wie thermisch hochentwickelte und anpassungsfähige B-Werke gestaltet werden, die veränderliche Lasten decken müssen. Es ist möglich, dass sich hierfür Gasturbinenanlagen besser eignen.

b) Verbundsysteme benötigen besondere Werke, welche die kurzfristigen Lastspitzen wirtschaftlich günstig decken können. Hierfür werden in grossen Verbundsystemen folgende Kraftwerkarten angewandt (Bild 9):

- regelbare Wasserkraftwerke mit Speichern, die mindestens für die Tagesspitzen ausreichen.
- besondere thermische Spitzenwerke (Gasturbinen- oder elastische Dampfkraftwerke, oder alte Wärmekraftwerke).
- hydraulische Pumpspeicherwerke, welche in Stunden der Schwachlast die überschüssige Leistung der Grundlastwerke zum Hochpumpen des Wassers ausnutzen.

In England gibt es keine grösseren Wasserkräfte, weshalb die Spitzenlast entweder mit B-Werken oder mit Pumpspeicherwerken gedeckt werden muss. Da B-Werke im Spitzenbetrieb einen hohen spezifischen Brennstoffverbrauch aufweisen, wird mit dem Anwachsen der Spitzenlast den Pumpspeicherwerken grössere Beachtung geschenkt. Ihre Vorzüge werden durch die Entwicklung der K-Werke erhöht, weil die K-Werke in der Schwachlastzeit überschüssige Energie für die Pumpaggregate bereitstellen können. Deshalb werden

mehrere Pumpspeicherwerke in Wales und Schottland projektiert (Bild 2). Da sie in der Nähe der Energieverbrauchszentren errichtet werden können, wird die Uebertragung der Spitzenleistung keine grossen Kosten verursachen. Die Leistung der geplanten Pumpspeicherwerke wird rund 2 GW betragen; ihre Errichtungskosten liegen infolge günstiger Bauverhältnisse niedrig, weshalb sie verhältnismässig billige Spitzenenergie liefern können. Sie stellen auch eine Momentanreserve zur Verfügung. Die Pumpspeicherwerke können die verhältnismässig schmale Grundlastzone des britischen Verbundsystems erweitern; dies ist besonders dann vorteilhaft, wenn K-Werke die Grundlast decken und in den Nachtstunden Ueberschussenergie abgeben können, die von besonderen regelbaren Verbrauchern, darunter den Pumpspeicherwerken, abgenommen werden kann. Man erwartet, dass das Zusammenwirken von K-Werken mit Pumpspeicherwerken den britischen Verbundbetrieb wirtschaftlich besonders günstig gestalten werde.

Das erste Pumpspeicherwerk wird zurzeit bei Ffestinog in North-Wales errichtet [21], [22]. Seine installierte Leistung wird 300 MW und die Jahresarbeit 300 GWh betragen. Die Baukosten sind auf 14 bis 15 Millionen £ oder 40 bis 50 £/kW veranschlagt worden. Sie sind verhältnismässig gering, weshalb das Pumpspeicherwerk billige Spitzenenergie ins Verbundnetz zu liefern vermag. Der wirksame Inhalt des oberen Wasserspeichers wird 0,2 Mio m³ Wasser enthalten, womit sich der Kraftwerkbetrieb mit Vollast während einer Stunde aufrecht erhalten lässt. Das Werk soll im Jahre 1961 in Betrieb gehen und zuerst nur in der Höchstlastperiode der Wintermonate arbeiten; später wird es die kurzfristigen Lastspitzen das ganze Jahr hindurch decken. Das Pumpspeicherwerk kann auch als Störreserve dienen, indem es den plötzlich eintretenden Leistungsmangel bis zum Anfahren der thermischen Reserveaggregate überbrückt.

Für den Bau von Pumpspeicherwerken eignen sich nur wenige Orte; daher müssen diese Werke manchmal weit entfernt von den Verbrauchszentren oder von bestehenden Hochspannungsleitungen errichtet werden. Sie sind durch thermische Spitzenwerke zu ergänzen; hierfür sind besonders ausgelegte B-Werke, in Zukunft aber auch K-Werke allmählich einzusetzen. Die technischen Möglichkeiten im Bau von billigen thermischen Spitzenwerken sind bisher bei weitem noch nicht vollständig ausgenutzt worden [23].

c) Die B-Werke sind hauptsächlich in den Kohlengebieten Mittelenglands konzentriert. Zur Uebertragung der Energie an die nördlichen und südlichen Gebiete ist das 275-kV-Fernnetz ausgebaut worden, das später auf 380 kV umgestellt werden soll. Da sich die Verhältnisse der Energieversorgung in den letzten Jahren wesentlich verändert haben, müssen die künftigen Ausbaupläne des Verbundnetzes den neuen Umständen angepasst werden. Die Entwicklung der Verbundnetze wird im allgemeinen durch folgende Faktoren beeinflusst: 1. die Dichte des Energieverbrauchs erhöht sich in raschem Tempo; 2. die Ausbauleistungen der Kraftwerke werden ununterbrochen vergrössert; 3. die Wasserkräfte werden bald vollständig ausgebaut sein; 4. man fängt an, K-Werke in die Energieversorgung einzuschliessen; diese Werke erlauben es, grosse Leistungen in den Schwerpunkten des Energieverbrauchs zu konzentrieren. Aus diesen Feststellungen lassen sich folgende Aenderungen der Aufgaben grosser Verbundnetze ableiten:

- Die Energieerzeugungs- und Verbrauchsanlagen nähern sich einander, wodurch sich die Energieübertragungsleitungen verkürzen; dagegen nehmen die zu übertragenden Leistungen zu.
- Die Netze dienen weniger dem Transport grosser Energiemengen als dem Leistungsausgleich innerhalb grosser Gebiete. Diese Gebiete umfassen schon heute verschiedene Länder und Ländergruppen und werden sich weiter ausdehnen.
- Die Spannungen der Fernnetze werden fortwährend erhöht, was vorwiegend durch die vergrösserten Durchlassleistungen und Distanzen verursacht wird. In Europa geht man auf 380 kV über [24], [26], wobei die Uebertragungsleistungen der einfachen Linien 400 MW und mehr erreichen. Es ist möglich, dass bei grossen Entfernungen und grossen Leistungen Hochspannungs-Gleichstrom angewandt werden wird.

Diese Tendenzen beeinflussen auch den Ausbau des britischen Verbundnetzes. Die ersten 275-kV-Leitungen sind errichtet worden, um die Dampfkraftwerke in der Nähe der

Kohlenvorkommen ausbauen zu können. Die Uebertragung der elektrischen Energie erwies sich wirtschaftlicher als der Kohlentransport. Dementsprechend war die Durchlassleistung der 275-kV-Leitungen bis 500 MW vorgesehen. Die neuen K-Werke verändern diese Verhältnisse. Sie werden zuerst in den südlichen und nördlichen Gebieten errichtet, in denen Kohlenvorkommen fehlen. In den nächsten Jahren sollen in Südengland K-Werke mit einer Gesamtleistung von 1000 bis 1500 MW in Betrieb genommen werden, welche einen erheblichen Teil der Grundlast übernehmen und jährlich 7 bis 10 TWh liefern sollen. Dadurch werden sich die Mengen der südwärts zu übertragenden Grundlastenergie etwas verringern; das Verbundnetz wird hauptsächlich den Spitzenausgleich zu übernehmen haben und als Reserve dienen. In den nachfolgenden Jahren kann der Ausbau der neuen K-Werke die zu übertragenden Grundlastenergiemengen noch weiter herabsetzen. Das bestehende 275-kV-Netz wird dadurch nicht überflüssig werden. Da sich aber seine Aufgabe verändert, müssen Leistung und Lage der neu zu errichtenden Linien neu geplant werden.

Dass das Fernnetz seine Bedeutung für den Ausgleich der Leistungsbilanz nicht verloren hat, beweist das Projekt des Unterseekabels, welches das britische Verbundnetz mit dem Hochspannungsnetz Frankreichs verbinden soll. Dieses Projekt ist von der CEA und EdF (Electricité de France) gemeinsam ausgearbeitet worden und sieht die Errichtung eines 56 km langen Kabels für Gleichstrom vor, durch das sich die verfügbaren Leistungsüberschüsse beider Systeme teilweise ausgleichen lassen. Dadurch kann an Kraftwerkleistung gespart werden, weil die Lastspitzen beider Systeme zeitlich verschoben sind und sich die jahreszeitliche Uebererschussenergie der französischen Wasserkraftwerke vollständiger ausnutzen lässt. Weiter kommt man mit kleinerer Reserveleistung in jedem Verbundsystem aus. Die Lastkurven zeigen, dass die Tagesspitzen in Frankreich um etwa drei Stunden später als in England auftreten und dass die Leistungsdiagramme beider Systeme verschieden sind. In Frankreich wird die Hälfte des Energiebedarfes in Wasserkraftwerken erzeugt, deren verfügbare Leistung erheblichen jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen ist, wogegen diese Leistung in den britischen Dampfkraftwerken fast unveränderlich zur Verfügung steht. Die französischen Wasserkraftwerke leiden im Sommer an Wassermangel, wenn das britische Verbundsystem einen Leistungsüberschuss aufweist. Im Winter dagegen sind die britischen Kraftwerke überlastet, und die französischen Wasserkraftwerke können das britische Verbundsystem unterstützen. Ausserdem hilft das Kabel auch die Leistungs- und Energiebilanzen zwischen sehr trockenen und wasserreichen Jahren auszugleichen. Das Kabel ist für 200-kV-Gleichstrom projektiert und seine Durchlassleistung wird zuerst 160 MW betragen; es soll im Winter 1960/61 in Betrieb genommen werden. Die Errichtungskosten sind auf 4 Mio £ veranschlagt worden.

7. Zusammenfassung

In England wird zurzeit elektrische Energie fast ausschliesslich in Dampfkraftwerken erzeugt, die vorwiegend in den Kohlengebieten liegen. Die zunehmende Brennstoffknappheit einerseits und die zentralisierte Energieversorgung andererseits haben in England die Verwirklichung eines grossen Bauprogramms für Kernkraftwerke begünstigt. Durch die planmässige Entwicklung eines bestimmten Reaktortyps sind beachtliche Erfolge erzielt worden, die es erlauben, den Bau grosser Kernkraftwerke unverzüglich aufzunehmen. Zurzeit befinden sich vier K-Werke mit einer Gesamtleistung von 1400 MW im Bau, und die Errichtung weiterer grosser K-Werke wird in Kürze aufgenommen. Der wirtschaftlich günstigste CH-Reaktor, der für die K-Werke der ersten Bautappe ausgewählt worden ist, erlaubt einen verhältnismässig billigen Energieträger auszunutzen und dadurch niedrige Energiekosten zu erzielen; man vermutet, dass in einigen Jahren die K-Werke mit den B-Werken erfolgreich werden konkurrieren können. Infolge der hohen Baukosten sind die K-Werke vorerst zur Deckung von Grundlast vorgesehen. Dies wird die Lastverhältnisse der Kohlenkraftwerke verändern, was bei deren Bau zu berücksichtigen ist. Ausgesprochenen Spitzenwerken kommt in Zukunft grosse Bedeutung zu. Vorgesehen ist der Bau mehrerer Pumpspeicherwerke und thermischer Spitzenwerke sowie auch die Erstellung einer Verbindung zwischen

dem britischen Verbundnetz und dem Netz des europäischen Kontinents.

K-Werke können in der Nähe der Verbrauchszentren errichtet werden, wodurch sich die Uebertragungslängen verkürzen; die zu übermittelnden Leistungen steigen dagegen ständig an. Die örtliche Verteilung der Kraftwerke erleichtert den Bau von Verbundnetzen, wobei die Lage der Hochspannungslinien der neuen Anordnung der Kraftwerke angepasst werden muss. Dazu sind einige Aenderungen im britischen Verbundnetz vorzunehmen. Die Entwicklung der K-Werke wird es ermöglichen, in den nächsten Jahrzehnten die gespannte Brennstofflage Englands erheblich zu verbessern, weil einerseits Kernenergie den Brennstoffbedarf herabsetzen und andererseits elektrische Energie auf vielen Anwendungsgebieten der Industrie und des Haushalts Brennstoffe ersetzen wird. Dadurch werden die Kohlenreserven immer mehr als Rohstoff in der chemischen Industrie dienen. Man erwartet, dass die K-Werke während der nächsten Jahrzehnte die Struktur der Energieversorgung sowie anderer Produktionszweige erheblich verändern werden.

Literaturverzeichnis

- [1] *Kroms, A.*: Thermonukleare Reaktion als Energiequelle, «Bulletin SEV» 1957, Nr. 7; vgl. auch SBZ 1958, Nr. 13, S. 180*.
- [2] Die öffentliche Stromversorgung in Grossbritannien im Spiegel des CEA-Jahresberichts 1955/56, «Elektrizitätswirtschaft» 1957, Nr. 7.
- [3] Die öffentliche Stromversorgung in England und Wales im Jahr 1956/57 durch die CEA, «Elektrizitätswirtschaft» 1958, Nr. 2.
- [4] Die Betriebsergebnisse der Central Electricity Authority im Betriebsjahr 1956/57, «Bulletin SEV» 1958, Nr. 4.
- [5] *Kroms, A.*: Ausnutzung der überschüssigen Leistung der Verbundbetriebe, «Die Technik» 1952, Nr. 8 und 10.
- [6] *Rotherham, L.*: Der Atomenergiereaktor in Calder Hall, SBZ 1956, Nr. 49, S. 754.
- [7] Calder Hall Report, «Nucleonics» 1956, Nr. 12.
- [8] Mechanical Engineering Features of the Calder Hall Nuclear Power Station. 5. Weltkraftkonferenz, Wien 1956, Bericht 239 J/16.
- [9] *Kroms, A.*: Das erste Atomkraftwerk, «Bulletin SEV» 1957, Nr. 21.
- [10] Comparison of the Industrial Designs, «Nuclear Engineering» 1957, Nr. 10.
- [11] South of Scotland Nuclear Station, «Nuclear Engineering» 1957, Nr. 11.
- [12] Berkeley Nuclear Power Station, «Nuclear Engineering» 1957, Nr. 12.
- [13] Hinkley Point — Britains and Worlds biggest yet, «Nucleonics» 1957, Nr. 11.
- [14] *Sykes, H. H. M.*: Fast Breeder Nears Completion, «Electrical World» 1957, Sept. 16.
- [15] Fast Breeder Power Reactors — Their Problems and Prospects, «Nucleonics» 1957, Nr. 4.
- [16] *Southwood, J. R. M.*: Der gasgekühlte Reaktor als Quelle elektrischer Energie, «Oesterr. Zeitschr. für Elektrizitätswirtschaft» 1957, Nr. 4.
- [17] Economic Application of Atomic Energy, Report of the Secretary-General of UNO, Bericht E/3005/ECA/48, 1957.
- [18] *Kramer, A. W.*: Nuclear Power in Europe, «Metal Progress» 1958, Nr. 1.
- [19] *Herron, D. P. and Puishes, A.*: PWR and Calder Hall — How Do They Compare? «Nucleonics» 1957, Nr. 6.
- [20] Helium Gas Turbine Nuclear Plants for High Temperature Power Cycles, «Power Engineering» 1957, Nr. 8.
- [21] Pumped Hydro Backs British Grid, «Electrical World» 1955 Dec. 5.
- [22] Pumped-Storage Project Proves Out, «Electrical World» 1957, Oct. 14.
- [23] *Marguerre, Fr.*: Anpassung von Atomkraftwerken an die Bedürfnisse der öffentlichen Energieversorgung, «Atom und Strom» 1958, Folge 1.
- [24] *Boll, G. V.*: 400 kV Overlays German 220 kV-Grid, «Electrical World» 1958, May 26.
- [25] *Roser, H.*: Macht die Atomkraft das Verbundnetz überflüssig? «ETZ» Ausgabe A, 1957, Nr. 1.
- [26] *Boll, G.*: Aufgaben und Anlagen der Frequenz-Leistungsregelung im internationalen Verbundbetrieb sowie Versuche mit einem Reglermodell, SBZ 1958, Nr. 16, S. 235.

Adresse des Verfassers: A. Kroms, dipl. Ing. 82 Mt. Vernon St. Malden, Mass., USA