

Die Kernkraftwerke der Schweiz = Les centrales nucléaires de la Suisse

Autor(en): **Vogt, H.W. / Vaterlaus, J. / Wüthrich, R.**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **65 (1974)**

Heft 14

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-915436>

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.

Die Kernkraftwerke der Schweiz

Les centrales nucléaires de la Suisse

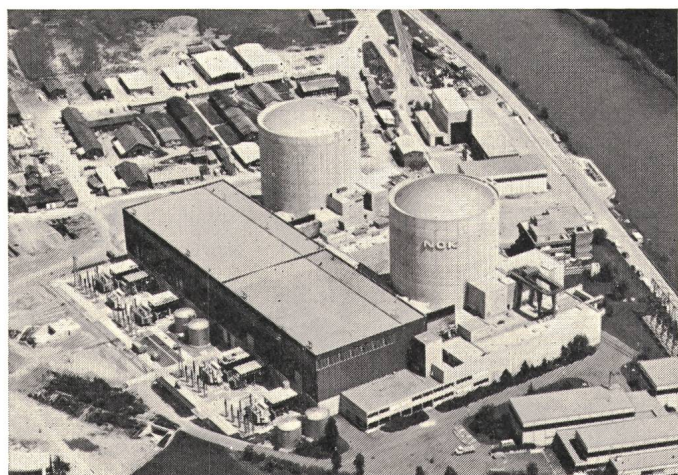
I. Werke im Betrieb

Beznau I und II

Eigentümer:	Nordostschweizerische Kraftwerke AG
Ersteller:	Westinghouse International Atomic Power Co., Ltd., Genf und AG Brown, Boveri & Cie., Baden
Reaktortyp:	Druckwasser
Kühlsystem:	Frischwasser (Aare)
Nettleistung:	2 × 350000 kW
Bis Ende 1973 erzeugte Energie:	11930 GWh (netto)
Betriebsaufnahme:	Beznau I 1969 Beznau II 1971

Mühleberg

Eigentümer:	Bernische Kraftwerke AG
Ersteller:	General Electric, USA, und AG Brown, Boveri & Cie., Baden
Reaktortyp:	Siedewasser
Kühlsystem:	Frischwasser (Aare)
Nettleistung:	306000 kW
Bis Ende 1973 erzeugte Energie:	2840 GWh (netto)
Betriebsaufnahme:	1972



Kernkraftwerke Beznau I und II der NOK

I. Centrales en service

Beznau I et II

Propriétaire:	Forces Motrices du Nord-est de la Suisse
Fournisseurs:	Westinghouse International Atomic Power Co., Ltd., Genève et SA Brown, Boveri & Cie, Baden
Type:	Réacteur à eau sous pression
Refroidissement par eau fraîche (Aar)	
Puissance électr. nette:	2 × 350000 kW
Production nette jusqu'au 31. 12. 1973:	11930 GWh
Mise en service:	Beznau I 1969 Beznau II 1971

Mühleberg

Propriétaire:	Forces Motrices Bernoises S.A.
Fournisseurs:	General Electric, Etats-Unis, et S.A. Brown, Boveri & Cie, Baden
Type:	Réacteur à eau bouillante
Refroidissement par eau fraîche (Aar)	
Puissance électr. nette:	306000 kW
Production nette jusqu'au 31. 12. 1973:	2840 GWh
Mise en service:	1972



Centrale nucléaire des Forces Motrices Bernoises

Das Kernkraftwerk Gösgen

Von H. W. Vogt

Faisant suite à la mise en service – dès 1971 et 1972 – des dernières centrales nucléaires de Beznau II et Mühleberg, la décision de construire relative à celle de Gösgen intervenue en février 1973 permet d'espérer l'entrée en service de cette centrale nucléaire pour l'automne 1977.

La centrale nucléaire de Gösgen produira annuellement une quantité d'énergie de l'ordre de 6 milliards de kWh, soit 20 % de la consommation actuelle en Suisse. Ainsi, la pénurie de l'offre d'énergie électrique des centrales suisses, prévisible pour cette époque, doit être sensiblement atténuée.

La centrale d'une puissance nette de 920 MWe sera équipée d'un réacteur à eau sous pression. Le refroidissement s'effectuera par une tour à tirage naturel.

1. Einleitung

1.1 Energiewirtschaftliche Bedeutung

In der Schweiz entschloss man sich bereits Mitte der sechziger Jahre zum Bau der ersten Kernkraftwerke (Beznau I, NOK). Damit wurde direkt der Übergang von der praktisch ausgebauten Wasserkraft (es bleiben noch die Pumpspeicherwerke zur Energieveredelung) zur Kernenergie vollzogen, wenn man vom einzigen konventionell-thermischen Kraftwerk (Vouvry) absieht. Leider kam es nach dem Bau der Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg mit 350 bzw. 306 MWe zu wesentlichen Verzögerungen beim Baubewilligungsverfahren für die anschliessend geplanten Anlagen Kaiseraugst, Leibstadt und Gösgen. Da der Verbrauch an elektrischer Energie, ungeachtet der Schwierigkeiten mit dem Bau neuer Anlagen, mit etwa 5 bis 6 % pro Jahr weitersteigt und noch kein Anzeichen für eine grundlegende Änderung dieser Tendenz festzustellen ist, sieht man für die Mitte der siebziger Jahre einen Engpass kommen. Sollte sich durch die im letzten Winter entstandene Krise auf dem Erdölsektor zusätzlich noch eine Verschiebung zugunsten der Elektrizität ergeben, würde dieser Engpass noch verschärft. Vom Gesamtenergieverbrauch der Schweiz entfallen zurzeit nur etwa 15 % auf die Elektrizität und über 80 % auf Erdölprodukte.

Nachdem die letzten Kernkraftwerke bereits 1971 und 1972 den Betrieb aufnehmen konnten, ermöglicht der Baubeschluss für das Kernkraftwerk Gösgen vom 27. Februar 1973 eine Inbetriebnahme als nächste Anlage im Herbst 1977. Mit einer Bruttoleistung von 970 MWe handelt es sich um das erste schweizerische Kernkraftwerk in der heute weltweit üblichen Leistungsklasse von 1000 MWe. Es wird eine Jahresproduktion von über 6 Milliarden kWh, d. h. von rund 20 % des gegenwärtigen schweizerischen Verbrauchs, ermöglichen.

Der Kapitalbedarf für die Erstellung des gesamten Werkes, inkl. Bauzinsen und Kosten für die erste Kernladung, beträgt auf der Preisbasis Ende 1973 rund 1,4 Milliarden Franken. Infolge der bis zur Bauvollendung zu erwartenden Teuerung muss allerdings mit einer Erhöhung dieses Betrages gerechnet werden (nach heutiger Schätzung auf rund 1,7 Milliarden Franken).

Nachdem die letzten Kernkraftwerke Beznau II und Mühleberg bereits 1971 und 1972 den Betrieb aufnehmen konnten, ermöglicht der Bauabschluss für das Kernkraftwerk Gösgen vom Februar 1973 eine Inbetriebsetzung als nächste Anlage im Herbst 1977. Dies erlaubt, eine für jenen Zeitpunkt vor auszusehende Verknappung des Angebotes an elektrischer Energie aus schweizerischen Kraftwerken erheblich zu mildern, da die Anlage eine jährliche Energiemenge in der Grössenordnung von 6 Milliarden kWh, d. h. von 20 % des gegenwärtigen Verbrauchs, erzeugen wird. Das Kernkraftwerk besitzt eine Nettoleistung von 920 MWe und wird mit einem Druckwasserreaktor ausgerüstet. Die Kühlung erfolgt durch einen Naturzugkühlturm.

1.2 Bauherrschaft

Die Bau- und Betriebsgesellschaft Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG mit Sitz in Däniken wurde am 27. Februar 1973 gegründet und das bisherige Studienkonsortium aufgelöst. Ihr gehören ausser der Stadt Basel sämtliche am Studienkonsortium beteiligten Gesellschaften an. Die drei Städtewerke Basel, Bern und Zürich mussten ihre Beteiligung durch Volksabstimmung bewilligen lassen. Im Jahre 1973 stimmten die Städte Bern und Zürich mit grossem Mehr zu, hingegen lehnte das Baslervolk in einer Volksabstimmung vom Februar 1974 eine Beteiligung ab. Lässt man den gegen den Volkssentscheid von Zürich gegenwärtig noch laufenden Rekurs ausser acht, so wird sich eine Verteilung des Aktienbesitzes wie folgt zusammensetzen:

Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel), Olten	27,5 %
Centralschweizerische Kraftwerke (CKW), Luzern	12,5 %
Einwohnergemeinde der Stadt Bern	7,5 %
Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK), Baden	25 %
Schweizerische Aluminium AG (Alusuisse), Chippis/Zürich	7,5 %
Schweizerische Bundesbahnen (SBB), Bern	5 %
Stadt Zürich (Elektrizitätswerk)	15 %

1.3 Standort

Das Kernkraftwerk Gösgen liegt am Südfuss des Juras, etwa in der Mitte zwischen den Städten Olten und Aarau, in einer Flußschlaufe der Aare, auf dem Gebiet der Gemeinde Däniken, Kanton Solothurn. Das Areal von 1086 Aren wird im Norden und Westen von der Aare, im Süden durch den von den SBB geplanten Grossrangierbahnhof (etwa 70 Geleisepaare) begrenzt. Das Niveau des Geländes liegt 382 m über dem Meeresspiegel. Der Baugrund besteht aus einer 20 bis 30 m dicken alluvialen Kiesschicht, die auf einem kompakten Kalkfels liegt und somit einen tragfähigen Baugrund bildet. In 5 bis 7 m Tiefe stösst man auf einen grossen Grundwasserstrom, der mehrere hundert Meter breit ist und etwa parallel zur Aare verläuft. Im Osten liegt, in kaum 300 m Abstand, einer der wichtigsten Knotenpunkte des schweizerischen Hochspannungsnetzes, die 400-kV- und 220-kV-Schaltanlage der ATEL. Für den Abtransport der ganz beachtlichen Energiemengen vermögen die bereits

vorhandenen leistungsfähigen Leitungen zu genügen. Ein Weiterausbau dieser Leitungen und Schaltanlagen wird im Rahmen der Planung für das schweizerische Hochspannungsnetz erfolgen und nicht durch das Kernkraftwerk verursacht werden. Durch die Lage dieser grossen Produktionseinheiten im nördlichen Mittelland, wo auch die Verbraucherschwerpunkte liegen, erübrigt sich eine weitere Netzverstärkung im Alpenraum. Neben den günstigen Verhältnissen für den Energieabtransport war natürlich die Nähe des für den Kernkraftwerkbetrieb mit Kühlturm benötigten Wassers massgebend für die Standortbestimmung. Dieses wird aus dem Oberwasserkanal des Wasserkraftwerkes Gösgen, der wenig nördlich der Aare verläuft, entnommen und zum Teil wieder dorthin zurückgegeben. Die Anordnung der verschiedenen Gebäude auf dem Kraftwerksgelände ist aus den Fig. 1 und 2 ersichtlich.

2. Überblick über die Vorarbeiten bis zum Baubeschluss

Um die enormen Schwierigkeiten, die ein solches Projekt bis zum Baubeschluss heute noch überwinden muss, etwas zu veranschaulichen, sollen hier und im Kapitel «Bewilligungsverfahren» die wichtigsten Marksteine erwähnt werden.

In den Jahren 1966 bis 1969 liess ATEL im Rahmen der Vorprojektierung durch die Ingenieurabteilung der Motor-Columbus die notwendigen Abklärungen über den Standort,

die Untergrundverhältnisse und Kühlwasserversorgung für ein Kernkraftwerk in Gösgen durchführen. Im Mai 1969 kam es zur Gründung des Studienkonsortiums Kernkraftwerk Gösgen, dem neben der ATEL die drei Städtewerke Basel, Bern und Zürich, die NOK und die Motor-Columbus AG angehörten. Dieses Konsortium wurde später durch die Alusuisse, CKW und SBB erweitert, was durch den Rücktritt der Motor-Columbus AG erleichtert wurde.

2.1 Vorprojekt: Herbst 1969 bis Herbst 1970

In dieser ersten Phase wurden u. a. folgende Studienarbeiten ausgeführt:

- Standortbericht: Mit einem Sondierbohrprogramm wurden die Untergrundverhältnisse abgeklärt.

- Leistungsgrössenbestimmung: Die Flusswasserkühlung war der begrenzende Faktor, wobei bei einer Mischkühlung mit einer Leistung von 600 MW gerechnet werden konnte.

- Beurteilung der möglichen Reaktortypen: Folgende Reaktortypen wurden in Betracht gezogen und die entsprechenden Reaktorhersteller für Vorofferten angefragt:

- Druckwasserreaktor (DWR): Combustion Engineering (CE), Kraftwerk Union (KWU), Westinghouse (WENESE)

- Siedewasserreaktor (SWR): ASEA-Atom, General Electric (GETSCO), Kraftwerk Union (KWU)

- Advanced Gascooled Reactor (AGR): British Nuclear Design and Construction Ltd. (BNDC), The Nuclear Power Group Ltd. (TNPG)

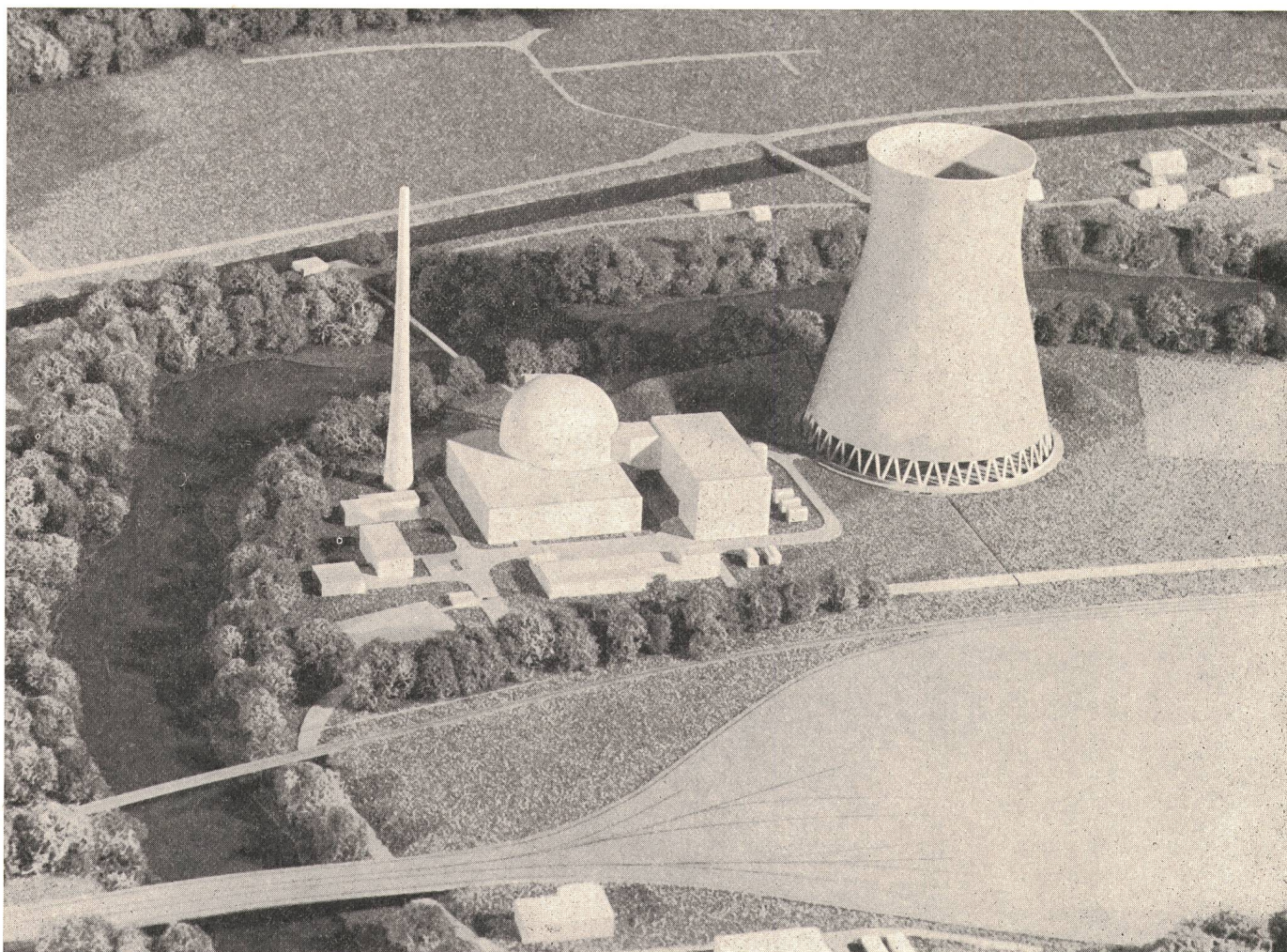


Fig. 1 Modellaufnahme des Kernkraftwerks Gösgen; Ansicht von Süden

High Temperature Gascooled Reactor (HTGR): BNDC, Gulf General Atomic, Inter Nuclear SA (INPG)

Der Schwerwasser-moderierte Reaktor (SGHWR) wurde als für unsere Verhältnisse uninteressant weggelassen.

– Kühlwasserbericht: Verschiedene Kühlsysteme wurden untersucht, wobei natürlich die Flusswasserkühlung soweit wie möglich ausgeschöpft werden sollte.

– Vorprojekte und Kostenschätzungen wurden nur noch für Leichtwasserreaktoren ausgearbeitet.

Das Konsortium kam zur Ansicht, dass die Vergebung für den Kraftwerksblock als schlüsselfertige Anlage vorteilhafter ist und somit auf eine Aufteilung in verschiedene Lose verzichtet werden kann. Ferner zeigte sich, dass von den verschiedenen Reaktortypen nur die Leichtwasserreaktoren in Frage kommen.

Im Juni 1970 wurde der Standort-Sicherheitsbericht an die KSA und im Oktober 1970 das Gesuch für eine Kühlwasser-

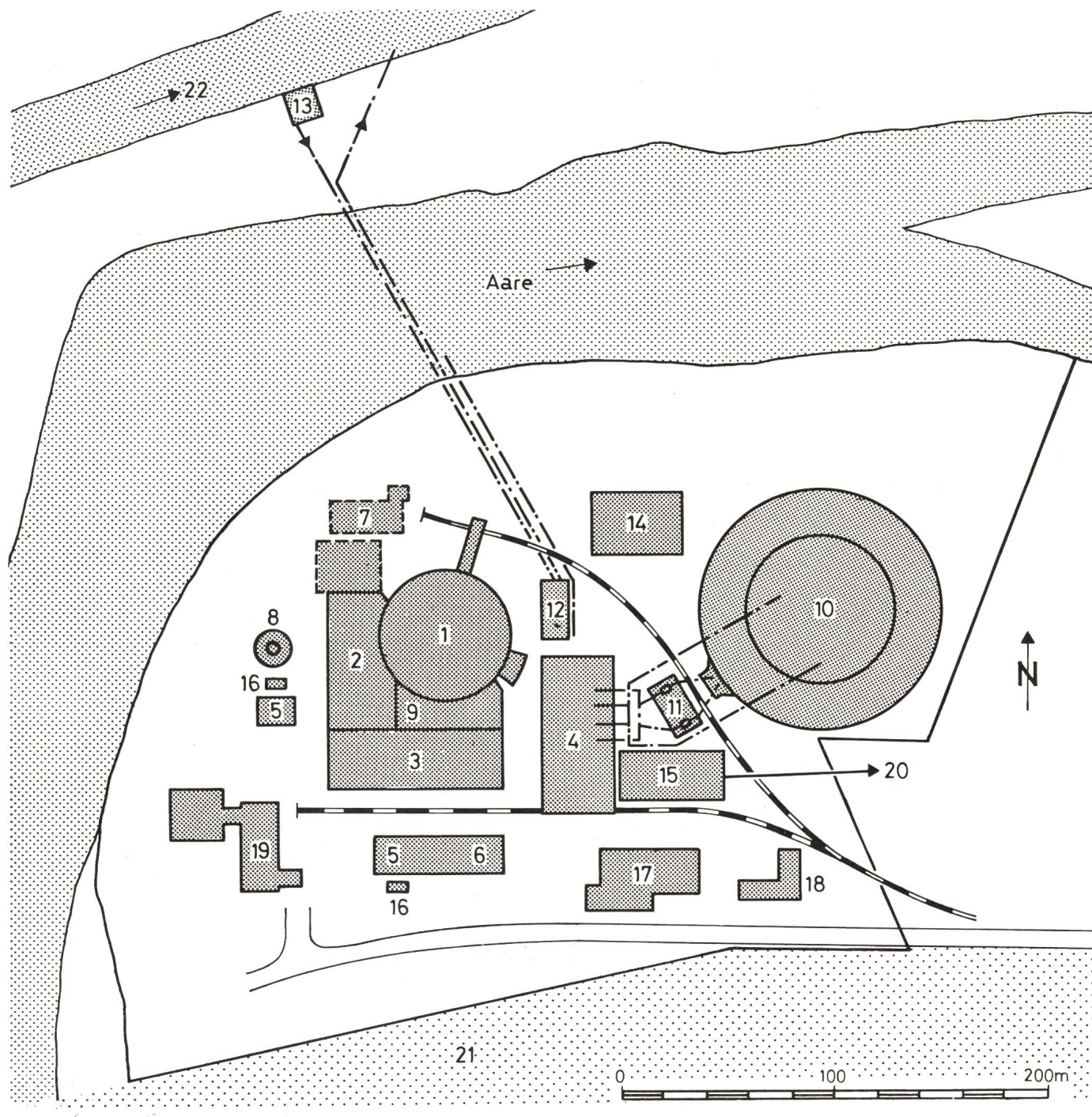


Fig. 2 Situationsplan des Kernkraftwerks Gösgen

- | | | |
|--------------------------------------|----------------------------------|---|
| 1 Reaktorgebäude mit Ringraum | 9 Notspeise-Kälteanlagegebäude | 17 Werkstätte, Lager |
| 2 Hilfsanlagegebäude | 10 Kühlturm | 18 Garagen, Feuerwehr |
| 3 Schaltanlagegebäude | 11 Hauptkühlwasserpumpen | 19 Verwaltung, Kantine |
| 4 Maschinenhaus | 12 Nebenkühlwasserpumpen | 20 Leitung zur 400-kV-Anlage der Atel |
| 5 Notstromdiesel | 13 Einlaufbauwerk | 21 SBB Rangierbahnhof |
| 6 Hilfskessel und Wasseraufbereitung | 14 Absetzbecken | 22 Oberwasserkanal Wasserkraftwerk Gösgen |
| 7 Notstandsgebäude (unterirdisch) | 15 Blocktransformatoren | — — — Rohrleitungen |
| 8 Kamin | 16 Fremdeinspeisetransformatoren | |

konzession auf Basis der Flusswasserkühlung an den Kanton Solothurn eingereicht.

2.2 600 MWe Projekt: Herbst 1970 bis März 1972

Diese Phase bestand aus der Ausschreibung und Beurteilung der Offerten des schlüsselfertigen Loses und Erarbeitung von Unterlagen für das unabhängige Los (Anlagen ausserhalb des eigentlichen Kraftwerkblockes wie Kühlwassersystem, elektrische Energieableitung, Verwaltungsgebäude mit Kantine usw.) sowie Boden und hydrologische Untersuchungen. Ende März 1971 wurden die Firmen ASEA, Combustion Engineering, General Electric, Kraftwerk Union und Westinghouse für eine Offerte angefragt. Die Firmen Combustion Engineering und General Electric hatten kein Angebot unterbreitet, da ihnen der Zusammenschluss mit einem Turbinenlieferanten nicht gelang. Einen Druckwasserreaktor haben angeboten: BBC-WENESE und KWU. Einen Siedewasserreaktor haben angeboten: ASEA und KWU. Die vier Offertsteller lieferten im Herbst den technischen Teil und auf Ende Jahr den kommerziellen Teil der Offerten ab. Die Auswertung ergab, dass alle vier Angebote in Frage kommen könnten und keines von vornherein wegfallen würde.

Im März 1971 überraschte der Bundesrat die verschiedenen Kernkraftwerk-konsortien mit seinem Kühlwasserentscheid. Für Gösgen hatte dies zur Folge, dass, für die vom Kanton Solothurn kurz danach erteilte Kühlwasserkonzession, nun die verfügbare Wärmekapazität von den Bundesbehörden in Frage gestellt wurde. Im Konsortium war man entschlossen, die Variante mit Mischkühlung weiterzuverfolgen, um so mehr als die Regierung des Kantons Solothurn auf ihren Kühlwasseranteil nicht verzichten wollte. In der Folge fanden verschiedene Unterredungen mit den Bundesbehörden statt. Man befasste sich am Rande nun auch mit einem reinen Kühlturbetrieb. Obwohl die KSA in ihrem Gutachten für den Standort Gösgen zu einem positiven Resultat kam, wurde vom Bund bis zur Klärung der Kühlwasserfrage noch keine Standortbewilligung erteilt. Im Februar 1972 fand eine Konferenz des Bundesrates mit der Solothurner Regierung und Vertretern des Konsortiums statt. Die Bundesbehörden nahmen aber eine negative Haltung zur Kühlwasserfrage ein. Dies führte zur Entscheidung im Konsortium, das Projekt auf Kühltürme umzuarbeiten und einen neuen Terminplan zu erstellen. Auch stand jetzt die Möglichkeit offen, auf eine Leistung von 900 MW überzugehen.

2.3 900 MWe Projekt:

Offertbearbeitung und Vergabe ab Frühjahr 1972

Als erstes mussten Meteo-Messungen durchgeführt werden, damit der Kühlturmbericht im Herbst 1972 fertiggestellt werden konnte. Dieser Kühlturmbericht war von besonderer Bedeutung, da er für die Erteilung der Standortbewilligung vorliegen musste. Gleichzeitig wurden die Offertsteller zur Umarbeitung ihrer Angebote für eine Leistung von 900 MWe gebeten, wobei jetzt zusätzlich noch General Electric in einem Konsortium mit BBC eine Offerte für einen Siedewasserreaktor einreichte. Ende August 1972 war der Abgabetermin für den technischen Teil der Offerten, was bis Anfang Januar 1973, dem Abgabetermin für den kommerziellen Teil, einen sorgfältigen Offertvergleich erlaubte. Auf

Grund der technischen und kommerziellen Auswertung der fünf Angebote wurde am 1. März 1973 mit der Kraftwerk Union AG, Mülheim, eine Absichtserklärung für die schlüsselfertige Lieferung eines Kernkraftwerkes mit Druckwasserreaktor unterzeichnet. Mit gleichem Datum begann auch die vertragliche Lieferzeit von 56 Monaten zu laufen, so dass bei einem programmgemässen Fortschritt der Arbeiten das Kraftwerk im Spätherbst 1977 den Betrieb aufnehmen kann. Nach dem Vorliegen wesentlicher Bewilligungen (siehe Kapitel 3) konnte im Oktober 1973 der Werkvertrag unterzeichnet werden. Mit den übrigen Projektierungsarbeiten (unabhängiges Los) wurde in der Hauptsache die Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG in Baden beauftragt.

3. Bewilligungsverfahren

Für die verschiedenen Bewilligungsverfahren waren die Standortgemeinde, der Kanton Solothurn und der Bund zuständig. Der im folgenden skizzierte zeitliche Ablauf dieser Verfahren veranschaulicht am besten, was für ein Aufwand dazu erforderlich ist.

3.1 Kommunale Bewilligungen

3.1.1 Zonenplan

Oktober 1972: Öffentliche Planaufgabe und Einsprachefrist in den Gemeinden Däniken und Gretzenbach. Es erfolgt eine Einsprache, die dann aber später zurückgezogen wird.

27. November 1972: Der Gemeinderat Däniken genehmigt den Zonenplan.

Dezember 1972: An der Gemeindeversammlung stimmen die Däniker Stimmbürger dem Steuerverteiler zu, wonach neun umliegende Gemeinden einen Steueranteil von rund 32 % erhalten.

Die Gemeindeversammlung in Gretzenbach genehmigt den Zonenplan und den Steuerverteiler.

12. Januar 1973: Die Solothurner Regierung genehmigt den Zonenplan, womit er rechtsgültig wird.

Juni 1973: Der Regierungsrat des Kantons Solothurn lehnt es ab, auf das Wiedererwägungsgesuch der Gemeinde Schönenwerd betreffend der Genehmigung des Zonenplanes einzutreten.

3.1.2 Baubewilligung

November 1972: Einreichung des Baugesuches für Kraftwerkblock und Kühlturm an die Baukommission Däniken.

Dezember 1972: Bauausschreibung und Einsprachefrist für das Baugesuch. Es treffen 35 Einsprachen ein, darunter je 1 Einsprache der Einwohner- und Bürgergemeinden von Schönenwerd und Lostorf.

Stellungnahme der ATEL (im Namen des Studienkonsortiums) zu den Einsprachen durch eine Vernehmlassung an die Baukommission Däniken.

Januar 1973: Einspracheverhandlungen bei der Baukommission.

12. Januar 1973: Die Baukommission Däniken erteilt die Baubewilligung mit Auflagen. Die Einsprachefrist beträgt 10 Tage, um an die 2. Instanz, den Gemeinderat, zu gelangen. Es erfolgen 18 Einsprachen inkl. derjenigen von ATEL (im Namen des Studienkonsortiums).

Februar 1973: Stellungnahme der Atel (im Namen des Studienkonsortiums) zu den Einsprachen durch eine Vernehmlassung an den Gemeinderat Däniken.

1. März 1973: Der Gemeinderat bestätigt die Baubewilligung und weist alle Beschwerden ausser derjenigen der Bauherrschaft ab, auf die er teilweise eingetreten ist. Die Einsprachefrist beträgt 10 Tage, um an die 3. Instanz, das Baudepartement des Kantons Solothurn, zu gelangen. Es erfolgen 12 Beschwerden, darunter diejenigen der Einwohnergemeinden Lostorf und Schönenwerd sowie der neugegründeten KKG.

April 1973: Stellungnahme der KKG zu den Einsprachen durch eine Vernehmlassung an das Baudepartement.

Mai 1973: Beschwerdeverhandlungen beim Baudepartement.

22. Juni 1973: Das Baudepartement des Kantons Solothurn verfügt, dass alle Beschwerden ausser derjenigen der KKG abgewiesen werden; diese wird teilweise gutgeheissen. Die Baukommission Däniken wird angewiesen, die Baubewilligung für Kraftwerkblock und Kühlturm unter gewissen Auflagen und Bedingungen zu erteilen. Es müssen nebst der Standortbewilligung die übrigen nach Gesetz und Praxis nötigen Sicherheitsberichte und rechtskräftigen Teilbaubewilligungen des Bundes sowie die nötigen rechtskräftigen kantonalen Entscheide nach Gewässerschutzrecht vorgelegt werden. Weitere Auflagen werden bezüglich der Erschliessung und der Kosten gemacht. Die Einsprachefrist beträgt 10 Tage, um an die 4. Instanz, das Verwaltungsgericht des Kantons Solothurn, zu gelangen. Es erfolgen vier Einsprachen.

Juli 1973: Stellungnahme der KKG zu den Einsprachen durch eine Vernehmlassung an das Verwaltungsgericht.

September 1973: Beschwerdeverhandlungen vor dem Verwaltungsgericht.

16. November 1973: Das Verwaltungsgericht lehnt sämtliche Beschwerden ab, insbesondere auch diejenigen der Gemeinde Däniken, die schon beim Baudepartement für den Kühlturm und das Kraftwerk bezüglich Bestand und Betrieb einen grundsätzlichen entschädigungslosen, freien Änderungs-, Widerrufs- und Abbruchvorbehalt erreichen wollte. Die Einwohnergemeinden Lostorf und Schönenwerd versuchten ganz generell, eine Verweigerung der Baubewilligung zu erreichen. Obwohl die Einwohnergemeinde Schönenwerd bereits früher grundsätzlich beschlossen hat, den gesamten Instanzenweg zu durchlaufen, verzichtet sie jetzt auf die letzte Möglichkeit, an die 5. Instanz, das Bundesgericht, zu gelangen. Dazu dürfte im wesentlichen der Entscheid des Bundesgerichtes vom 14. November 1973, die staatsrechtliche Beschwerde von Schönenwerd im Zusammenhang mit den vom Kanton Solothurn erteilten wasserrechtlichen Bewilligungen und Konzessionen abzulehnen, beigetragen haben.

3.1.3 Erschliessungsvertrag

20. Juni 1973: Es wird ein Erschliessungsvertrag mit der Gemeinde Däniken unterzeichnet und im Juli durch eine Gemeindeversammlung genehmigt. Mit diesem Vertrag werden die bis dahin noch offenen Fragen im Zusammenhang mit der Erschliessung des KKG hinsichtlich Strassen-, Kanalisations- und Wasseranschluss geregelt.

3.2 Kantonale Bewilligungen

3.2.1 Wasserrechtliche Bewilligungen und Konzessionen

Oktober 1970: Gesuch der ATEL an den Regierungsrat des Kantons Solothurn für eine Kühlwasserkonzession zum Betrieb eines Kernkraftwerkes von 600 bis 700 MWe mit Flusswasserkühlung.

25. Juni 1971: Eine erste Konzession für die Entnahme und Rückgabe von Kühlwasser aus der Aare bzw. dem Oberwasserkanal des Flusskraftwerkes Gösgen wird erteilt. Auf Grund des Kühlwasserentscheides des Bundesrates vom März 1971 interveniert darauf die Solothurner Regierung verschiedentlich ohne Erfolg beim Bundesrat, um wenigstens die dem Kanton Solothurn zustehende Kühlwasserkapazität ausnützen zu dürfen.

April 1973: Ausgehend von der auf die Flusswasserkühlung bezogenen Konzession werden folgende Gesuche im Zusammenhang mit der Wassernutzung an die Solothurner Regierung gestellt:

1. Wasserentnahme für den Kühlturbetrieb
2. Entnahme von Grundwasser für die Notkühlung
3. Erstellung dauernder Einbauten in das Grundwasser
4. Grundwasserabsenkung während der Bauzeit

Mai 1973: Die Publikation dieser Gesuche erfolgt im Amtsblatt des Kantons Solothurn. Die Einsprachefrist beträgt 14 Tage. Es erfolgen insgesamt 59 Einsprachen, davon 7 Einsprachen von Einwohnergemeinden, 2 Einsprachen von Bürgergemeinden, 50 Einsprachen von Einzelpersonen.

Juni 1973: Stellungnahme der KKG zu den Einsprachen durch eine Vernehmlassung an das Baudepartement des Kantons Solothurn.

Einspracheverhandlungen beim Baudepartement.

24. August 1973: Vom Regierungsrat des Kantons Solothurn werden alle Einsprachen abgewiesen und der KKG die nachgesuchten Konzessionen für das Kühlwasser und die Entnahme vom Grundwasser sowie die Bewilligungen für die Grundwasserabsenkung während der Bauzeit und die dauernden Einbauten in das Grundwasser erteilt. Dieser Entscheid der Solothurner Regierung kann nur noch innert 30 Tagen durch eine staatsrechtliche Beschwerde beim Bundesgericht angefochten werden.

Oktober 1973: Als einziger Einsprecher reicht die Einwohnergemeinde Schönenwerd durch ihren juristischen Vertreter eine staatsrechtliche Beschwerde an das Bundesgericht ein (Verletzung von Art. 4 der Schweizerischen Bundesverfassung, Willkür). Die Beschwerdeführerin verlangt insbesondere, dass dieser Beschwerde aufschiebende Wirkung zu erteilen sei. Dem Schweizerischen Bundesgericht gehen die Bemerkungen der KKG zum Gesuch von Schönenwerd um aufschiebende Wirkung zu.

1. November 1973: Das Bundesgericht verfügt, dass das Gesuch um Bewilligung der aufschiebenden Wirkung abgewiesen wird.

November 1973: Dem Schweizerischen Bundesgericht gehen die Gegenbemerkungen der KKG zur staatsrechtlichen Beschwerde von Schönenwerd zu.

14. November 1973: Das Bundesgericht beschliesst, dass auf die Beschwerde nicht eingetreten wird.

3.2.2 Arbeitsinspektorat

September/November 1973: Gesuch für die Bewilligung des Kraftwerkblockes nach Arbeitsgesetz.

23. November 1973: Das Arbeitsinspektorat des Kantons Solothurn erteilt eine Teilplangenehmigung, damit mit den Bauarbeiten begonnen werden kann. Die Bereinigung der noch offenen Fragen wird dadurch nicht präjudiziert.

Juli 1974: Die Bewilligung nach Arbeitsgesetz wird für den Kraftwerkblock erteilt.

3.3 Bewilligungen des Bundes:

Nukleares Bewilligungsverfahren

3.3.1 Standortbewilligung

Oktober 1970: Einreichung des Gesuches an das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement, den Standort Gösgen für die Erstellung eines Leichtwasserkernkraftwerkes, im Leistungsbereich von 600 bis 700 MWe, zu genehmigen. Entsprechend dem Bundesgesetz über die friedliche Verwendung der Atomenergie und den Strahlenschutz erhält die Eidgenössische Kommission für die Sicherheit von Atomanlagen (KSA) den Auftrag, den Standort Gösgen zu begutachten, und der Kanton Solothurn sowie die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission werden um ihre Stellungnahmen gebeten.

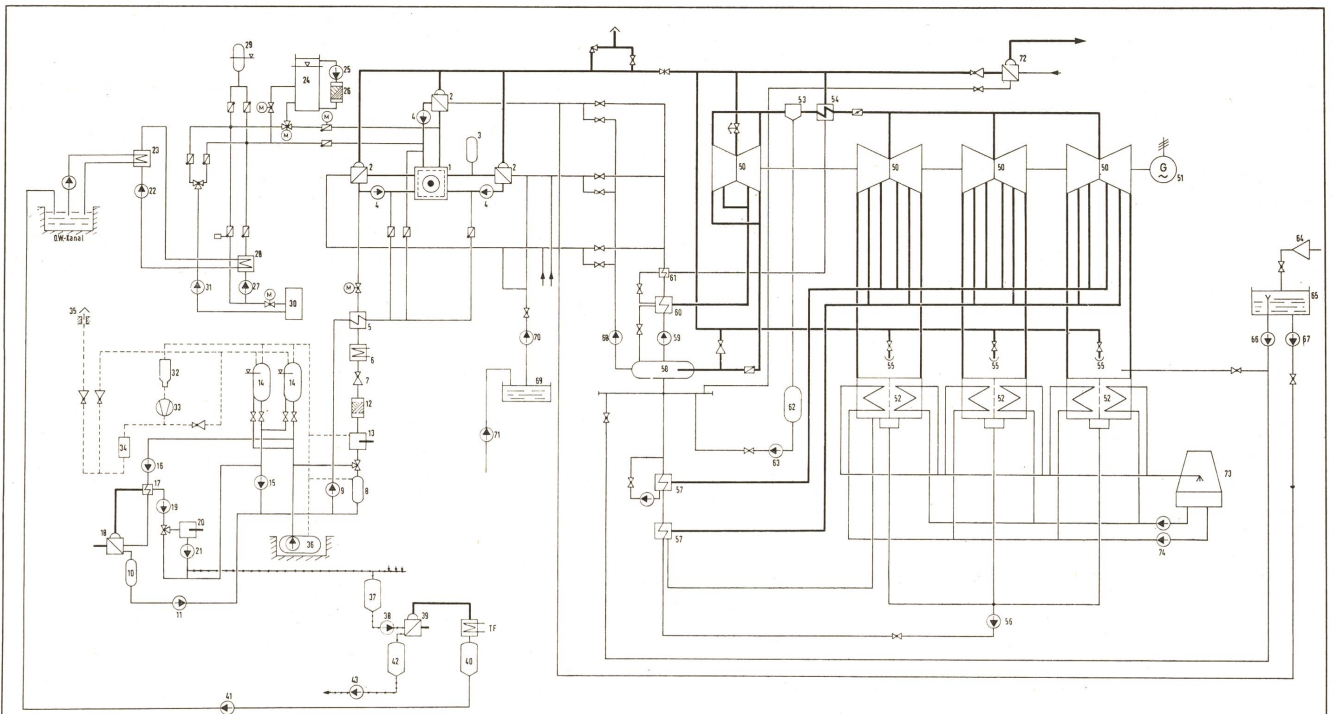
April 1971: Die Vernehmlassung der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission kommt zu einer positiven Beurteilung des Standortes Gösgen.

Juni 1971: Die Regierung des Kantons Solothurn nimmt positiv zum Standort im Niederamt Stellung.

August 1971: Die KSA kommt in ihren Gutachten zum Resultat, dass am Standort Gösgen ein Kernkraftwerk errichtet werden kann.

September 1971: Das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement teilt mit, dass die Standortbewilligung erst erteilt werden kann, wenn auch über die Frage der Flusswasserkühlung Klarheit herrscht. Im Falle der Umarbeitung des Projektes auf Kühlturmkühlung müssten zuerst die Auswirkungen von Kühltürmen auf die Umgebung beim Standort Gösgen durch die vom Eidgenössischen Amt für Energiewirtschaft gebildete Kühlturmkommission abgeklärt werden. Zusätzlich muss die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission noch zum Kühlturm Stellung nehmen.

Fig. 3 Vereinfachtes Übersichtsdiagramm der Gesamtanlage



Reaktorkühlsystem YA

- 1 Reaktor
- 2 Dampfzeuger
- 3 Druckhalter
- 4 Hauptkühlmittelpumpe

Volumenregelsystem TA

- 5 Rekurativ-Wärmetauscher
- 6 RD-Nachkühler
- 7 RD-Reduzierstation
- 8 Volumenausgleichsbehälter
- 9 RD-Förderpumpe

Chemikalieneinspeisesystem TB

- 10 Borsäurebehälter
- 11 Borsäuredosierpumpe

Kühlmittelreinigung TC

- 12 Mischbehälter
- 13 Kühlmittelentgasz
- 14 Kühlmittelagerung u. -aufbereitung TD
- 15 Deionat-Rückspäsepumpe
- 16 Vorwärmer
- 17 Verdampfer
- 18 Kondensatpumpe

TE Entgasz

- 20 Entgasz-Abzieh Pumpe
- Nukl. Zwischenkühlsystem TF
- 21 Nukl. Zwischenbehälter
- 22 Nukl. Zwischenkühler

BE-Beckenkuhl- u. Reinigungs-system TG

- 23 BE-Behälter, Abstellplatz
- 24 Beckenreinigungspumpe
- 25 Mischbehälter
- Nukl. Nachkühlsystem TH
- 26 Nachkühler

29 Druckspeicher

- 30 Fluidbehälter
- 31 Sicherheits-einspeisepumpe
- Abgassystem TS
- 32 Reakombinator
- 33 Abgaskompressor
- 34 Verzögerungsstrecke
- 35 Abluftkamin

Anlagenentwässerung TY

- 36 Entwässerungsbeh u. Entw. Pumpe

Aufbereitung radioaktiver Abwässer TR

- 37 Abwasserbehälter
- 38 Verdampfer-späsepumpe
- 39 Abwasserverdampfer
- 40 Kontrollbehälter
- 41 Abgabepumpe
- 42 Konzentratbehälter
- 43 Konzentratpumpe

Konventioneller Anlageteil

- 50 Turbine
- 51 Generator
- 52 Kondensator
- 53 Wasserabscheider
- 54 Übertitzer
- 55 Turbinenbypasssystem
- 56 Hauptkondensatpumpen
- 57 RD-Vorwärmer
- 58 Speiswasserbehälter
- 59 D1-Späsepumpe
- 60 RD-Vorwärmer
- 61 D2-Kondensatbehälter
- 62 WA-Sammelbehälter
- 63 WA-Rückspäsepumpe
- 64 Füllsalzlage
- 65 Deionatsamm- u. Notspäsebehälter
- 66 Deionatpumpen
- 67 Notspäsepumpe (Notstromversorgung)
- 68 Abfahrpumpe (Notstromversorgung)
- 69 Notstands-Deionatbehälter
- 70 Notstandspumpen
- 71 Brunnenpumpen
- 72 Verdampferanlage für Fabriklosdampfzeugung
- 73 Kühlturm
- 74 Hauptkühlwasserpumpen

Juni 1972: Gesuch um Erweiterung der Standortbewilligung für ein Kernkraftwerk mit Leichtwasserreaktor von 900 MWe und Kühlturbetrieb.

Sowohl die KSA als auch der Kanton Solothurn nehmen positiv zur erhöhten Leistung und dem Übergang zur Kühlturmkühlung Stellung.

Oktober 1972: Nachdem der Kühlturmbericht für Gösgen vorliegt, inkl. der positiven Stellungnahme der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission, stimmt die Kühlturmkommission der Erstellung eines Kühlturmes in Gösgen zu.

31. Oktober 1972: Das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement genehmigt gemäss Atomgesetz den vorgesehenen Standort in Däniken für ein Kernkraftwerk mit Leichtwasserreaktor von rund 900 MWe Leistung mit Kühlturbetrieb.

3.3.2 Baubewilligung/Teilbaubewilligungen

Mai 1973: Mit dem Einreichen des Sicherheitsberichtes für das Kernkraftwerk Gösgen an das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement wird um die Erteilung der Bau-

bewilligung nach Art. 4 des Atomgesetzes nachgesucht. Mit der Prüfung dieses Sicherheitsberichtes wird die Kommission für die Sicherheit von Atomanlagen (KSA) in Zusammenarbeit mit der Abteilung für die Sicherheit für Kernanlagen (ASK) betraut. Die KSA erstellt ein Gutachten zuhanden des Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartementes, das dann die Bewilligung erteilt. Im Gegensatz zur KSA besteht die ASK aus mehreren vollamtlich tätigen Ingenieuren, die aber für spezielle Aufgaben wiederum Experten, wie z. B. den Schweizerischen Verein der Dampfkesselbesitzer (SVDB), beziehen können.

Juni 1973: Es wird die Erteilung einer ersten Teilbaubewilligung beantragt.

28. November 1973: Nach einer positiven Stellungnahme der KSA wird die erste Teilbaubewilligung in dem Umfang erteilt, dass am Reaktorgebäude, Hilfsanlagegebäude und Schaltheus mit den ersten Arbeiten, dem Einbringen des Unterbetons und der Grundwasserisolation, begonnen werden kann. Für das Reaktorgebäude und das Hilfsanlagegebäude wird auch die Erstellung der Grundplatte freigegeben.

27. März 1974: Die zweite Teilbaubewilligung wird rechtzeitig erteilt, so dass die Bauarbeiten ohne Unterbruch fortgesetzt

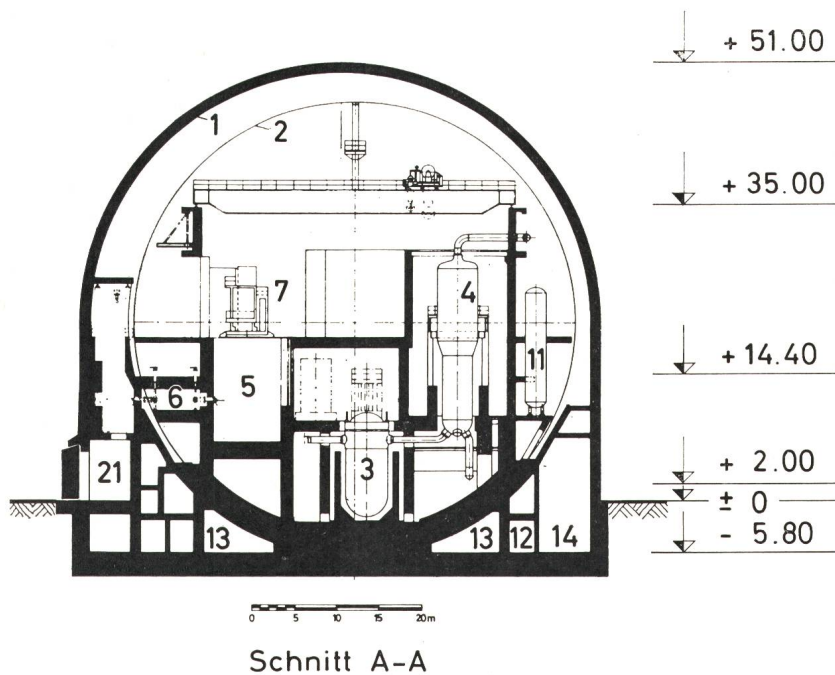
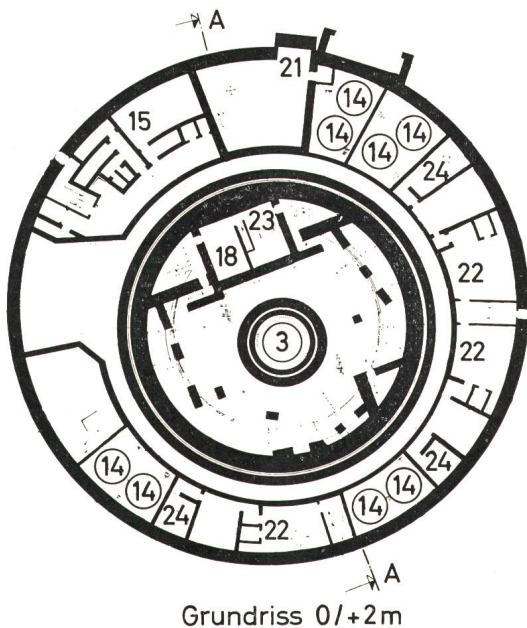
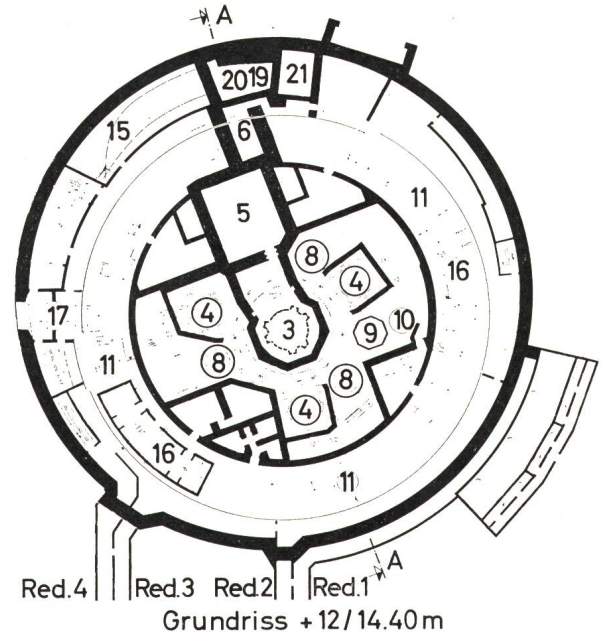


Fig. 4
Reaktorgebäude; Grundrisse und Schnitt

- 1 Reaktorgebäude aus Eisenbeton
- 2 Sicherheitsbehälter aus Stahl
- 3 Reaktordruckbehälter
- 4 Dampferzeuger
- 5 Brennelementbecken
- 6 Brennelement-Transfereinrichtung
- 7 Lademaschine
- 8 Kühlmittelpumpen
- 9 Druckhalter
- 10 Druckhalter-Abblasbehälter
- 11 Druckspeicher
- 12 Sicherheits-Einspeisepumpen
- 13 Nachkühlpumpen
- 14 Flutbehälter
- 15 Verzögerungsstrecke
- 16 Lüftungsanlage
- 17 Personenschleuse
- 18 Messumformerraum
- 19 Behälter-Abstellplatz
- 20 Ladebecken
- 21 Hubschacht
- 22 Nukl. Zwischenkühler
- 23 Ölversorgung HKM Pumpe
- 24 Nachwärmekühler



Grundriss 0/+2m



Grundriss +12/+14.40m

werden können. Für die drei Gebäude der ersten Teilbaubewilligung werden weitere Schritte freigegeben, und auch beim Maschinenhaus, Abfallager, Notspeisegebäude und Hauptkühlwassersystemen werden wesentliche Teile genehmigt.

Juli 1974: Die Freigabe aller wichtigen Bauten in vollem Umfange wird mit der dritten Teilbaubewilligung erwartet.

4. Auslegung der Anlage

4.1 Gesamtkonzept

Für das Kernkraftwerk Gösgen kommt das von der Firma Kraftwerk Union bzw. Siemens entwickelte Konzept für eine Druckwasserreaktoranlage zur Anwendung, wie es bereits für die Kernkraftwerke Obrigheim, Stade, Biblis A und B, Unterweser, Borssele und Nekarwestheim verwirklicht wurde. Die Anordnung der verschiedenen Gebäude und Anlagenteile geht aus Fig. 2, dem Situationsplan, hervor. Es wurde dabei auf eine gute Übersichtlichkeit der Anlage, bei kompakter Anordnung der Gebäude geachtet. Die Gebäude des nuklearen Bereiches, das Reaktorgebäude und das Hilfsanlagengebäude, bilden eine Einheit, den sogenannten Kontrollbereich, und sind von den andern Gebäuden abgetrennt und nur an bestimmten Stellen betretbar.

In der Tabelle I sind die technischen Hauptdaten zusammengefasst, und aus Fig. 3 ist das vereinfachte Übersichtschaltbild der Anlage ersichtlich.

4.2 Reaktoranlage

Der Gösgen-Druckwasserreaktor ist für eine thermische Leistung von 2806 MW, bei einem Betriebsdruck im Primärsystem von 158 bar abs. (was ein Sieden des Wassers verhindert), ausgelegt. Dieses Primärsystem besteht aus dem Reaktor, der von einer primären Betonabschirmung, dem biologischen Schild, umgeben ist, dem Druckhaltesystem und den drei parallelen Reaktorkühlkreisläufen (3-Loop-Anlage), die sich aus je einem Dampferzeuger und einer Umwälzpumpe (Hauptkühlmittelpumpe mit senkrecht stehendem, obenliegendem Motor) sowie den verbindenden Rohrleitungen (750 mm Nennweite) zusammensetzt. Diese unter Reaktorbetriebsdruck stehenden und Radioaktivität führenden Anlagenteile werden zusammen mit dem Brennelementbecken von einer ca. 3 cm dicken, kugelförmigen Stahlhülle (Sicherheitshülle, Containment) mit einem Durchmesser von 52 m umschlossen. Es folgt dann das aus Eisenbeton bestehende Reaktorgebäude mit einem Aussendurchmesser von 64 m und einer Höhe über der Grundplatte von 56,8 m (siehe Fig. 4). Die kugelförmige Stahlhülle liegt exzentrisch im Reaktorgebäude, so dass ein sichelförmiger Ringraum entsteht, der an der breitesten Stelle für das Ladebecken und die fernbetätigte Brennelementtransfereinrichtung, das Lager für neue Brennelemente sowie den Zugang von aussen durch eine Einfahrt mit Hubschacht bietet. Mit diesen Einrichtungen wird der gesamte Brennelementverkehr im kontrollierten Ringraum abgewickelt. Der Aufenthalt des Betriebspersonals innerhalb der Stahlhülle kann während des Normalbetriebes auf ein Minimum beschränkt werden. Im weitem sind im Ringraum das Sicherheitseinspeisesystem, das Nachkühlsystem, die Flutbehälter, die Verzögerungsstrecke usw. untergebracht, also vor allem solche Hilfsanlagen, die sicherheitstechnisch wichtig sind oder die ein nennenswertes Radioaktivitätsinventar aufweisen.

Der Aufbau des Reaktordruckgefäßes und der Kerneinbauten geht aus Fig. 5 hervor. Der Reaktordruckbehälter ist für einen Überdruck von 176 bar und eine Temperatur von 350 °C ausgelegt. Er wird in drei Teilen zur Baustelle gebracht, wo die unteren zwei Teile des Druckbehälters zusammenschweisst werden. Der dritte Teil, der Deckel, wird mit 52 Schrauben befestigt.

Das Kühlmittel tritt durch drei Einlaßstutzen mit einer Temperatur von 293,5 °C in den Reaktor ein und strömt im Ringspalt zwischen Kernbehälter und Druckbehälter abwärts. Am halbkugelförmigen Boden des Reaktorkessels wird die Strömung um 180° umgelenkt, und das Kühlmittel erwärmt sich beim Aufwärtsströmen durch den heissen Reaktorkern auf 326,4 °C. Es tritt dann durch drei Auslaßstutzen aus dem Kessel aus und gelangt in die U-Rohre der Dampferzeuger, wo es seine Wärme zur Verdampfung von Speisewasser abgibt und durch die Hauptkühlmittelpumpen wieder in den Reaktor zurückgeführt wird. Der gesamte Kühlmitteldurchsatz beträgt 53 000 t/h.

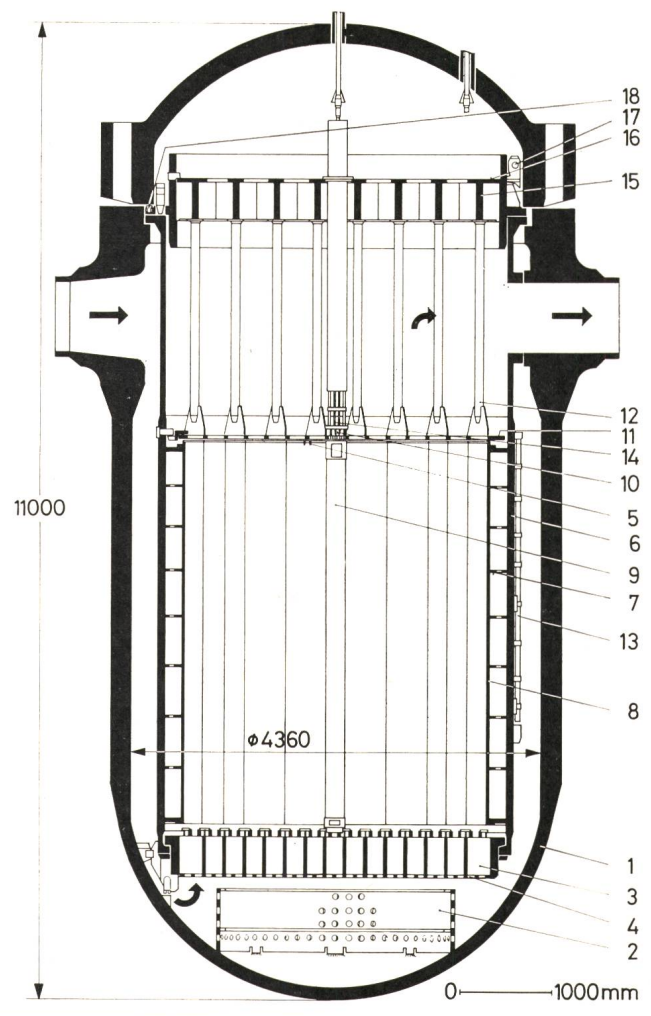


Fig. 5 Reaktordruckgefäß mit Einbauten

- | | |
|--------------------|----------------------|
| 1 Druckbehälter | 10 Steuerstab |
| 2 Siebtonne | 11 Gitterplatte |
| 3 Unterer Rost | 12 Stütze |
| 4 Stauplatte | 13 Bestrahlungskanal |
| 5 BE-Zentrierstift | 14 Steuerstabführung |
| 6 Kernbehälter | 15 Oberer Rost |
| 7 Formblech | 16 Deckplatte |
| 8 Kernumfassung | 17 Anhängöse |
| 9 Brennelement | 18 Niederhalter |

Das Kerngerüst setzt sich aus einem unteren und einem oberen Teil zusammen und hält die 177 Brennelemente. Das obere Kerngerüst ist die Abdeck-Konstruktion mit oberer Gitterplatte und den Führungen für die Steuerstäbe und Kerninstrumentierungs sondens. Jedes der 177 Brennelemente besteht aus 205 Brennstäben und 20 Steuerstabführungsrohren in einer 15×15 Quadratgitteranordnung. Über den Kern verteilt gibt es 48 Steuerelemente, die je mit 20 Steuerstäben (Absorberstäben), welche am oberen Ende über einen spinnförmigen Fingerhalter verbunden sind und gemeinsam bewegt werden, in die Steuerstabführungsrohre von 48 der 177 Brennelemente einfahren. In den Führungsrohren der anderen Brennelemente werden die Kerninstrumentierung, die abbrennbaren Neutronengifte, Neutronenquellen usw. untergebracht. Über weitere Daten der Brennelemente gibt Tabelle I Auskunft.

Der Druckhalter dient der Druckregelung des Kühlmittels im Primärkreislauf, wenn durch Temperaturänderungen Volumenschwankungen auftreten, die zu Druckabweichungen führen. Er weist ein Volumen von 42 m^3 auf, ist mit einem der drei Reaktorkühlkreisläufe verbunden und ist etwa zur Hälfte mit Wasser und der andern Hälfte mit einem Dampfpolster gefüllt, das den Systemdruck bestimmt. Durch ein Sprühsystem kann Dampf kondensiert und somit der Druck abgebaut werden; durch Heizung mit elektrischen Heizstäben kann Wasser verdampft und somit der Druck erhöht werden. Mit diesem System wird ein Druckbereich von 155 bis 163 bar abs. geregelt. Tritt bei Betriebsstörungen durch grössere Volumenzunahmen ein höherer Druck auf, wird dieser wie folgt abgebaut: In einer ersten Stufe kommen Sprühventile zum Einsatz: bei 165 bar abs. 1. Sprühventil; bei 166 bar abs. 2. Sprühventil; bei 167 bar abs. 3. Sprühventil. In einer zweiten Stufe wird der Dampf bei 169 und 176 bar abs. über Sicherheitsventile in den Abblasetank (29 m^3 Inhalt) geführt, wo er kondensiert.

4.3 Reaktorhilfs- und Nebenanlagen

Die Reaktorhilfssysteme schliessen direkt an den Reaktorkühlkreislauf an und nehmen wichtige Funktionen während des Reaktorbetriebes und bei Störfällen wahr.

Die Nebenanlagen erfüllen Aufgaben, die nicht unmittelbar mit dem Primärkreislauf gekoppelt sind, wie z. B. die Aufbereitung radioaktiver Gase, Abwässer und Feststoffe, die Anlagen- und Gebäudeentwässerung sowie Lüftungsanlagen.

Im folgenden sind die Aufgaben der wesentlichen Systeme zusammengefasst:

– Volumenregelung, Kühlmittelreinigung, Kühlmittelaufbereitung und -lagerung, Chemikalieneinspeisesystem:

Über das Volumenregelsystem wird die Reaktoranlage gefüllt und entleert sowie der Wasserstand im Druckbehälter kontrolliert, der insbesondere bei An- und Abfahrvorgängen sowie bei Lastwechseln schwankt. Für die Kühlmittelreinigung und die Kühlmittelaufbereitung sowie die Versorgung der Hauptkühlmittelpumpen mit Sperrwasser wird ein Teil des Reaktorwassers ($30 \text{ m}^3/\text{h}$) über Hochdruckkühler und Reduzierstation entspannt und abgekühlt.

Nach der Kühlmittelreinigung in Mischbettfiltern kommt das borierte Wasser in den Volumenausgleichsbehälter und wird über eine der beiden 100 %-Hochdruckförder-

pumpen in die Hauptkühlkreisläufe zurückgespiessen, kann aber auch der Hauptkühlmittelaufbereitung zugeführt werden, wo es in einer Verdampferanlage entboriert wird. Ferner besteht die Möglichkeit, in einem nachgeschalteten Entgaser das Hauptkühlmittel zu entgasen. Über das Chemikalien-Einspeisesystem kann die Borsäure, die an der Langzeit-Leistungsregelung beteiligt ist, dem Kreislauf wieder zugeführt werden. In der Hauptkühlmittellagerung mit sechs Kühlmittelspeichern zu 100 m^3 Inhalt wird das bei einem Kühlmittelaustausch anfallende borierte Kühlmittel zwischengelagert und auch das entborierte Kühlmittel (Deionat) zur Verfügung gehalten.

– Kernnot- und Nachkühlsystem:

Beim normalen Abfahren des Reaktors treten die Nachkühlpumpen im unteren Druckbereich (ab 35 bar abs.) zur Abfuhr der Nachzerfallwärme der Brennelemente sowie der Speicherwärme in Funktion. Die abzuführende Wärmemenge wird für jeden Loop in einer getrennten Nachkühlkette über einen Nachkühler und einen nuklearen Zwischenkühlkreislauf an das Kühlwasser des nuklearen Nebenkühlwassersystems abgegeben.

In Störfällen mit Kühlmittelverlust sorgt das Notkühlsystem durch Einspeisen von boriertem Wasser in das Reaktor-druckgefäss dafür, dass der Reaktorkern bedeckt bleibt und somit eine ausreichende Kühlung gewährleistet ist.

Bei einem grossen Leck mit einem starken Druckabfall tritt das Niederdruck-Sicherheitseinspeisesystem in Funktion, wobei sofort Wasser aus den sechs Druckspeichern (Einspeiserate pro Druckspeicher max. 850 l/s) in den «heissen» und «kalten» Strang jedes Loops eingespeist wird. Diese Einspeisung erfolgt in der sogenannten Zwischenphase ($10 < t < 25 \text{ s}$) zwischen der Blown-Down- und der eigentlichen Flutphase. Jeder Druckspeicher hat ein Volumen von 45 m^3 und steht unter einem Gasdruck von ca. 26 bar. Die ebenfalls sofort anlaufenden Nachkühlpumpen fördern dann boriertes Wasser aus den vier Flutbehältereinheiten (total 944 m^3), bestehend aus je zwei Behältern, in die Hauptkühlkreisläufe. Nach etwa 20 min erfolgt dann die Umschaltung auf den Gebäudesumpf, wo sich in der Zwischenzeit eine ausreichende Wassermenge angesammelt hat. Die Wärme dieses Wassers wird wie im Falle der Nachkühlung beim Abfahren der Anlage über Nachkühler und nukleare Zwischenkühlkreisläufe abgeführt.

Das Hochdruck-Sicherheitseinspeisesystem wird bei mittleren und kleinen Kühlmittelverlusten (z. B. Bruch einer der Anschlussleitungen des Nachkühlsystems an den Hauptkühlkreislauf) in Betrieb genommen. Die Sicherheitseinspeisepumpen fördern in diesem Falle so lange borhaltiges Wasser aus den Flutbehältern in den Reaktorkühlkreislauf, bis der Druck so weit abgesunken ist, dass auf die Niederdruckeinspeisung umgeschaltet werden kann.

Sowohl beim Niederdruck- als auch beim Hochdruck-Sicherheitseinspeisesystem stehen drei voneinander völlig unabhängige Einspeisestränge zur Verfügung, wobei jeweils ein Einspeisestrand einem Hauptkühlkreislauf zugeordnet ist. Darüber hinaus ist ein Reservestrand vorhanden, der den drei übrigen wahlweise aufschaltbar ist. Zur Beherrschung des Auslegungsunfalles werden zwei der total vier Einspeisestränge benötigt. Alle Pumpen und Armaturen sind am Notstromnetz angeschlossen.

– Brennelementbeckenkühlung:

Die Nachzerfallswärme der in diesem Becken (Kapazität für $1\frac{2}{3}$ Kerne) gelagerten, verbrauchten Brennelemente muss abgeführt werden. Zu diesem Zwecke ist das Brennelementbecken an zwei Strängen des Nachkühlsystems angeschlossen.

– Nuklearer Zwischenkühlkreislauf:

Er führt die an verschiedenen Stellen der Reaktoranlage (z. B. Nachkühlsystem) anfallende Wärme über drei getrennte Kreisläufe mit je $2 \times 100\%$ nuklearen Zwischenkühlpumpen ab, ohne dass im Falle von Lecks an den Kühlern Radioaktivität nach aussen treten kann, da es sich um Zwischenkühlkreisläufe handelt, die die Wärme über einen zweiten Wärmetauscher, den nuklearen Zwischenkühler, an das nukleare Nebenkühlwassersystem abgeben.

– Lüftungsanlagen:

Für den Kontrollbereich bestehen die Lüftungsanlagen aus den Zuluft-, Abluft- und Umluftanlagen, welche die Belüftung, Heizung, Kühlung oder Klimatisierung besorgen. Durch eine Regelung der Zuluft- und Abluftmengen wird in den Räumen des Kontrollbereiches ständig ein Unterdruck gegenüber der Aussenatmosphäre aufrechterhalten, damit keine Luft unkontrolliert nach aussen treten kann. Auch in den verschiedenen Bereichen des Reaktor- und Reaktorhilfsanlagegebäudes werden Druckgefälle erzeugt, so dass die Luft von den Räumen mit niedriger zu denen mit höherer Radioaktivität strömt. In diesen Lüftungsanlagen des Kontrollbereiches kommen teilweise Absolutfilter und Aktivkohlefilter (Jodfilter) zum Einsatz, bevor die Luft der Gesamtluft beigemischt und verdünnt über das 150 m hohe Kamin wieder nach aussen gelangt. Am Kamin wird die Luft auf ihre spezifische Aktivität überwacht und in Verbindung mit der vorhandenen Luftmengenmessung auch der Gesamtaktivitätsausstoss in die Atmosphäre kontrolliert.

– Aufbereitung radioaktiver Gase, Abwässer und Feststoffe:

Die eigentliche Abgasreinigung der bei der Aufbereitung und Entgasung radioaktiven Wassers der Hauptkühlmittelkreisläufe anfallenden radioaktiven Gase erfolgt durch das Abgassystem. In einer aus Aktivkohle bestehenden Verzögerungsstrecke werden nach Rekombination des Knallgases die Edelgase Xenon und Krypton, die im wesentlichen die gasförmige Radioaktivität bestimmen, solange zurückgehalten (30 bis 40 Tage), bis die kurzlebige Radioaktivität so weit abgeklungen ist, dass eine kontrollierte Abgabe über den Abluftkamin erfolgen kann.

Die Entwässerungen der Kreisläufe im Kontrollbereich werden zusammengefasst und grösstenteils über ein Filter der Kühlmittellagerung zur Wiederverwendung als Zusatzwasser für den Reaktorkreislauf zugeführt. Die übrigen im Kontrollbereich anfallenden radioaktiven Abwässer werden der Herkunft und der dort üblicherweise zu erwartenden Radioaktivität nach in getrennten Behältergruppen gesammelt, die eine solche Kapazität aufweisen, dass eine hinreichende Flexibilität gewährleistet ist. Die weitere Aufbereitung dieser Abwässer erfolgt durch Verdampfung. Das dabei anfallende Kondensat wird dann vor der Abgabe an den Oberwasserkanal in Kontrollbehältern vorgängig auf Radioaktivität überprüft.

Laborabfälle, verbrauchte Filtereinsätze usw. werden mittels einer hydraulischen Presse direkt in Abfallfässern verdichtet; Verdampferkonzentrate aus der Abwasserreinigung müssen verfestigt und dann auch in 200-l-Standardfässern beseitigt werden. Verbrauchte Ionentauscherharze können vorerst in einem Tank mit fünfjähriger Lagerkapazität gelagert und später nach Verfestigung mit Bitumen in Fässer verpackt werden. Am Hilfsanlagegebäude angebaut, ist ein unterirdisch angelegtes Abfallager vorgesehen, das bei der geringen Anzahl der jährlich anfallenden Fässer sowohl für die Ionentauscherharze als auch der anderen festen radioaktiven Abfälle eine Lagerkapazität von fünf Jahren aufweist. Später werden dann diese Fässer in ein Zwischen- oder Endlager überführt.

Ferner gehören zu den Reaktorhilfsanlagen das Probeentnahmesystem (Überwachung des Kühlmittels auf die chemische und radiochemische Zusammensetzung), die Zusatzwasser-, Heisswasser- und Druckluftanlagen.

4.4 Turbogeneratoranlage

Durch die vollständige Trennung von Primär- und Sekundärteil bei einem Druckwasserreaktor kann die Dampfkraftanlage wie bei einer konventionellen Sattdampfturbine ausgelegt werden. Die wichtigsten Daten sind aus der Tabelle I ersichtlich. Von den drei Dampferzeugern strömt der Dampf über die vier kombinierten Schnellschluss- und Regelventile in den doppelflutigen Hochdruckteil des Turbosatzes. Zur Verringerung der Endnässe im Niederdruckteil der Turbine wird der Dampf über die beiden beidseits der Hochdruckturbine stehenden Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer geleitet, um dann in den drei doppelflutigen Niederdruckturbinen die verbleibende ausnutzbare Energie abzugeben. Die Kondensation des Dampfes erfolgt in den drei, unterhalb der Niederdruckturbinen liegenden Kondensatoren, wo die wegen des tiefen Temperaturniveaus nicht mehr nutzbare Wärme über den tertiären Kühlturmkreislauf abgeführt wird. Die Kondensatoranlage ist so ausgelegt, dass sie bei einer Vollastabschaltung die Umleiddampfmenge (40 % der Vollstdampfmenge) aufnehmen kann und so bei einem Turbinenschnellschluss kein Abschalten des Reaktors, sondern nur eine entsprechende Reduzierung der Reaktorleistung erforderlich ist. Das anfallende Hauptkondensat gelangt über die Kondensatpumpen, die dreistufigen Niederdruckvorwärmanlagen, den Speisewasserbehälter (500 m³ Volumen) mit Mischvorwärmerentgaserstufe, die Speisewasserpumpen und Hochdruckvorwärmer sowie die Zwischenüberhitzer-Kondensatkühler, auf eine Temperatur von 218 °C vorgewärmt, zurück in die Dampferzeuger, womit der sekundäre Dampf-Wasser-Kreislauf geschlossen ist. Die Dampfanzapfung für die Niederdruckvorwärmer erfolgt an der Niederdruckturbine, wobei auch das da anfallende Wasser auf diesem Wege entzogen wird. Der Heizdampf, der im Speisewasserbehälter kondensiert, wird am Hochdruckturbinenausstritt angezapft, und die Hochdruckvorwärmer beziehen ihren Heizdampf aus einer Anzapfung der Hochdruckturbine.

Neben diesen für die optimale Auslegung des sekundären Dampf-Wasserkreislaufes normalen Anzapfungen kommt als Besonderheit bei dieser Anlage die Möglichkeit der Entnahme von 1 bis 2 % der direkt von den Dampferzeugern

kommenden Dampfmenge, um über einen separaten Wärmetauscher einen nahegelegenen Industriebetrieb mit Dampf zu versorgen. Es handelt sich um eine in einer Entfernung von 1 km liegende Kartonfabrik, die eine Dampfmenge von 80 t/h bei einem Druck von 13,7 bar abs. und einer Temperatur von 220 °C beziehen kann. Dies entspricht einer thermischen

Leistung von rund 65 MW und wird eine elektrische Minderproduktion von 23 MW zur Folge haben. Für die Schweiz handelt es sich um die erste grössere Wärmeversorgung aus einem Kernkraftwerk, was besonders vom Standpunkt des Umweltschutzes erfreulich ist, kann damit doch beim heutigen Bedarf, der nur etwa der Hälfte des obener-

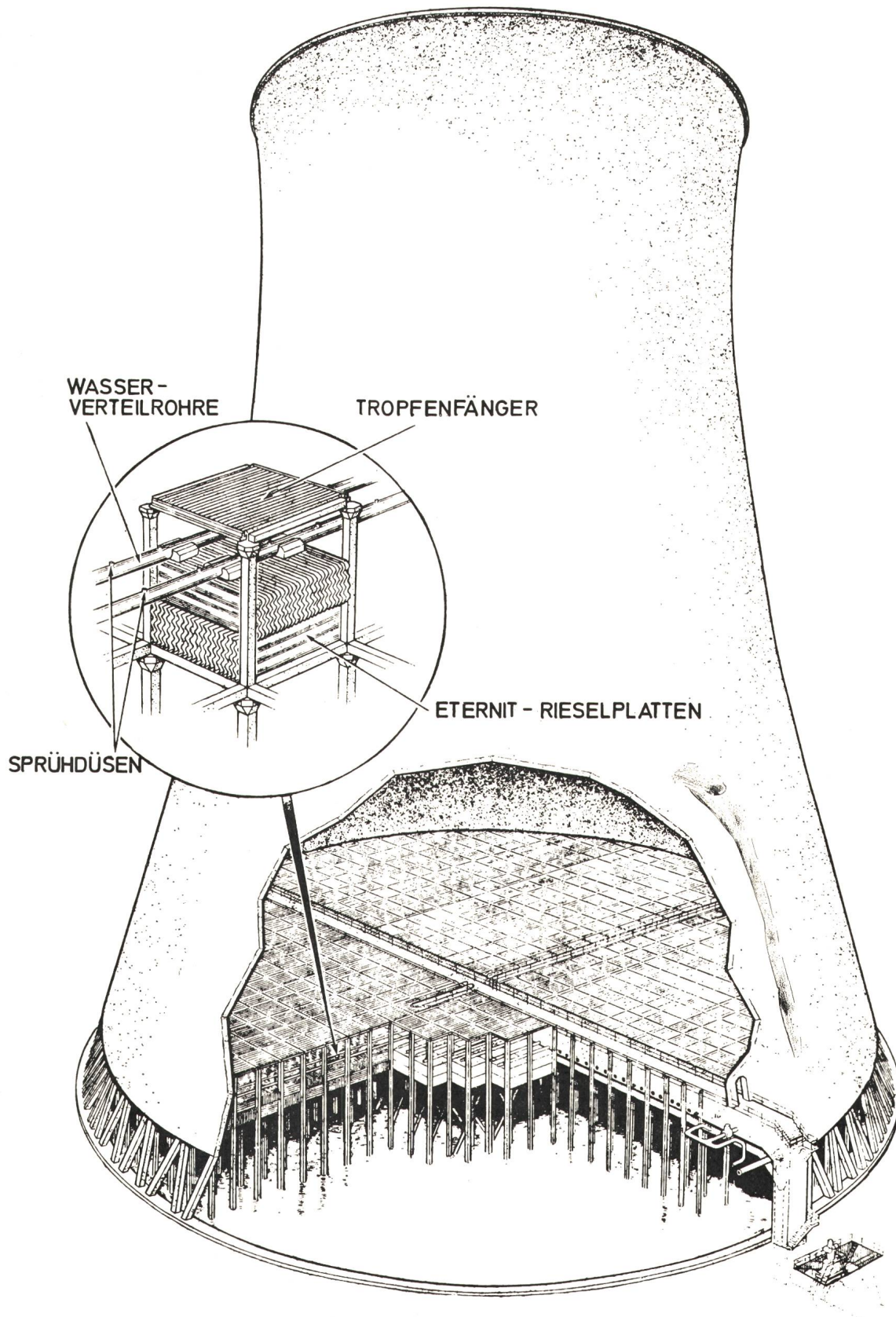


Fig. 6 Typischer Naturzug-Kühlturm

wählten Ausbaus entspricht, auf die Verbrennung von 120 t Schweröl pro Tag verzichtet werden.

Das in der Vollentsalzungsanlage aufbereitete Wasser wird in zwei Deionatbehältern, die je mit zwei Notspeisebecken kombiniert sind, gespeichert und dient als Zusatzwasser für den Dampf-Wasserkreislauf.

Die je drei Hauptkondensat- und Hauptspeisewasserpumpen sind für $3 \times 50\%$ des Vollastdurchsatzes ausgelegt (eine Pumpe steht also jeweils in Reserve). Die Speisewasserpumpen bestehen aus einer doppelflutigen, einstufigen Vorpumpe und der über ein Getriebe mit hoher Drehzahl laufenden, ebenfalls doppelflutigen, einstufigen Speisepumpe. Der Antriebsmotor der Hauptspeisewasserpumpe hat eine Leistung von 8,6 MW, derjenige der Hauptkondensatpumpe eine solche von 2,4 MW; beide werden über das 10-kV-Netz versorgt. Für den An- und Abfahrvorgang kommen 2 Abfahrpumpen zum Einsatz.

Die Notspeisepumpen sind zur Abführung der Nachzerfallwärme bei Reaktorschnellabschaltung vorgesehen. Sie sind für $4 \times 50\%$ ausgelegt und je einem der vier Notspeisebecken mit zusammen 1000 m³ Inhalt zugeordnet. Mit diesen Notspeisepumpen wird sichergestellt, dass die erforderliche Speisewassermenge auch bei Ansprechen der Dampferzeuger-Sicherheitsventile gefördert werden kann. Zur Beherrschung von extremen äusseren Einwirkungen, wie der Absturz eines Grossflugzeuges auf die Anlage, ist zusätzlich ein gebunkertes Notstandssystem mit einer $2 \times 100\%$ -Auslegung zur Nachwärmeabfuhr aus dem Reaktor über die Dampferzeuger vorgesehen (s. Kapitel 6).

Der Einwellen-Turbosatz dreht mit 3000 U/min, hat eine Länge von 55 m und setzt sich aus der Turbine, bestehend aus einem doppelflutigen Hochdruckteil und drei doppelflutigen Niederdruckteilen sowie dem Generator, Erreger und Hilfserreger zusammen. Der zweipolige Drehstrom-Synchrongenerator erreicht eine Wirkleistung an den Generatorklemmen von 970 MW bei einem Leistungsfaktor von 0,85 und einer Klemmenspannung von 27 kV. Der Stator des Generators wird mit Wasser, der Rotor mit Wasserstoff gekühlt. Speziell vermerkt werden darf, dass es sich in dieser Leistungsgrösse um den ersten einwelligen Turbosatz mit einer Drehzahl von 3000 U/min handelt, was besonders für den Generator von Bedeutung ist.

4.5 Kühlwassersystem

Wie schon im Zusammenhang mit dem sekundären Dampf-Wasser-Kreislauf erwähnt, wird die in den Kondensatoren anfallende, nicht mehr nutzbare Wärme über einen Kühlturmkreislauf an die Atmosphäre abgegeben. Bei dieser nicht mehr nutzbaren Wärme handelt es sich um eine ganz beachtliche Wärmeleistung von rund 1850 MW, da wegen eines fundamentalen Naturgesetzes (zweiter Hauptsatz der Thermodynamik) bei den in den heutigen Leichtwasser-Kernkraftwerken möglichen Temperaturen und Drücken nur ein Wirkungsgrad von rund 34 % für die Umwandlung von Wärme in elektrische Energie möglich ist. Die Nutzung dieser Abwärme wird aus praktischen und wirtschaftlichen Überlegungen erschwert, da wohl grosse Wassermengen, aber auf sehr tiefem Temperaturniveau, anfallen (rund 10 °C über der Kühlwassertemperatur). Nachdem jede weitere thermische Belastung unserer Gewässer durch Anla-

gen dieser Grössenordnung ausgeschlossen wird, bleibt für den Standort Gösgen nur noch die Kühlturmkühlung.

Fig. 6 zeigt den Aufbau eines Kühlturmes; die technischen Daten für den Kühlturm und die Hauptkühlwasserpumpen sind aus der Tabelle I ersichtlich. Aus der Tasse des Kühlturmes wird das Wasser den zwei Hauptkühlwasserpumpen zugeführt, die es durch die Kondensatoren der Dampfturbine zum Kühlturm auf rund 13 m Höhe pumpen. Der Kühlturm arbeitet nach dem Naturzug-Verdunsterprinzip und hat deshalb eine hyperbolische Form. Das Wasser wird im untersten Bereich des Kühlturmes über Schikanen versprüht, rieselt als feinerstäubter Wasserschleier im Turm herab und sammelt sich wieder abgekühlt in der Kühlturmtasse. Das Wasser kommt so in intensiven Kontakt mit der von unten einströmenden Luft, und es verdunstet zwischen 400 und 700 l/s Wasser. Der Anteil der Wärmeabfuhr durch Verdunstung oder direkte Wärmeabgabe hängt von der vorhandenen Luftfeuchtigkeit und Lufttemperatur ab.

Aus dem Oberwasserkanal des Wasserkraftwerkes Gösgen werden während des Normalbetriebes rund 2,2 m³/s Wasser entnommen, in einem Dücker die Aare unterquert und den Nebenkühlwassersystemen zugeführt. Beim Abfahren der Anlage kann sich diese Wassermenge kurzzeitig auf 4 m³/s erhöhen, da dann der Kühlturmkreislauf nicht mehr in Betrieb ist und mit allen nuklearen Nebenkühlwasserkreisen abgefahren wird.

Vom Nebenkühlwasserpumpenhaus aus wird dieses Wasser verteilt: über $4 \times 50\%$ -Pumpen an das nukleare Nebenkühlwassersystem, das die Wärme der Nebenkühlstellen der Reaktoranlage über nukleare Zwischenkühlkreisläufe, der vier Notstromdieselaggregate und der 4 gesicherten Kälteaggregate abführt und über $3 \times 50\%$ -Pumpen an das konventionelle Nebenkühlwassersystem, das die Nebenkühlstellen im Maschinenhaus und 2 Kältemaschinen kühlt. Das für den Kühlturmbetrieb benötigte Zusatzwasser (Verdunstung und Reinigungskreislauf des Kühlturmes) wird dem konventionellen Nebenkühlwassersystem entnommen (0,9 m³/s) und in einem Entkarbonisierungsverfahren gereinigt, wobei der entstehende Kalkschlamm nach Trocknung zur Zementherstellung verwendet werden kann. An den Oberwasserkanal werden 1,5 m³/s Wasser, um maximal 6,5 ° erwärmt, zurückgegeben.

4.6 Elektrotechnische Anlagen

Der Aufbau der elektrotechnischen Anlagen für die Energieableitung, die Eigenbedarfsversorgung und die Notstromversorgung geht aus Fig. 7, dem einpoligen Übersichtsschaltbild, hervor.

Der 1140-MVA-Generator speist über den Generatorschalter, die 3 Einphasen-Blocktransformatoren und die 400-kV-Schaltanlage in das Verbundnetz. Der gesamte Kraftwerkeigenbedarf wird im Normalbetrieb über die zwei an der gekapselten Generatoreableitung zwischen Generatorschalter und Blocktransformator angeschlossenen Dreiwicklungs-Eigenbedarfstransformatoren entnommen, die zusammen vier getrennte 10-kV-Sammelschienen versorgen. Diese Schaltung ermöglicht bei geöffnetem Generatorschalter das An- und Abfahren des Kraftwerkblockes über den Blocktransformator. Ebenfalls bei allen Generator- oder Turbinenfehlern wird der Generatorleistungsschalter geöffnet und

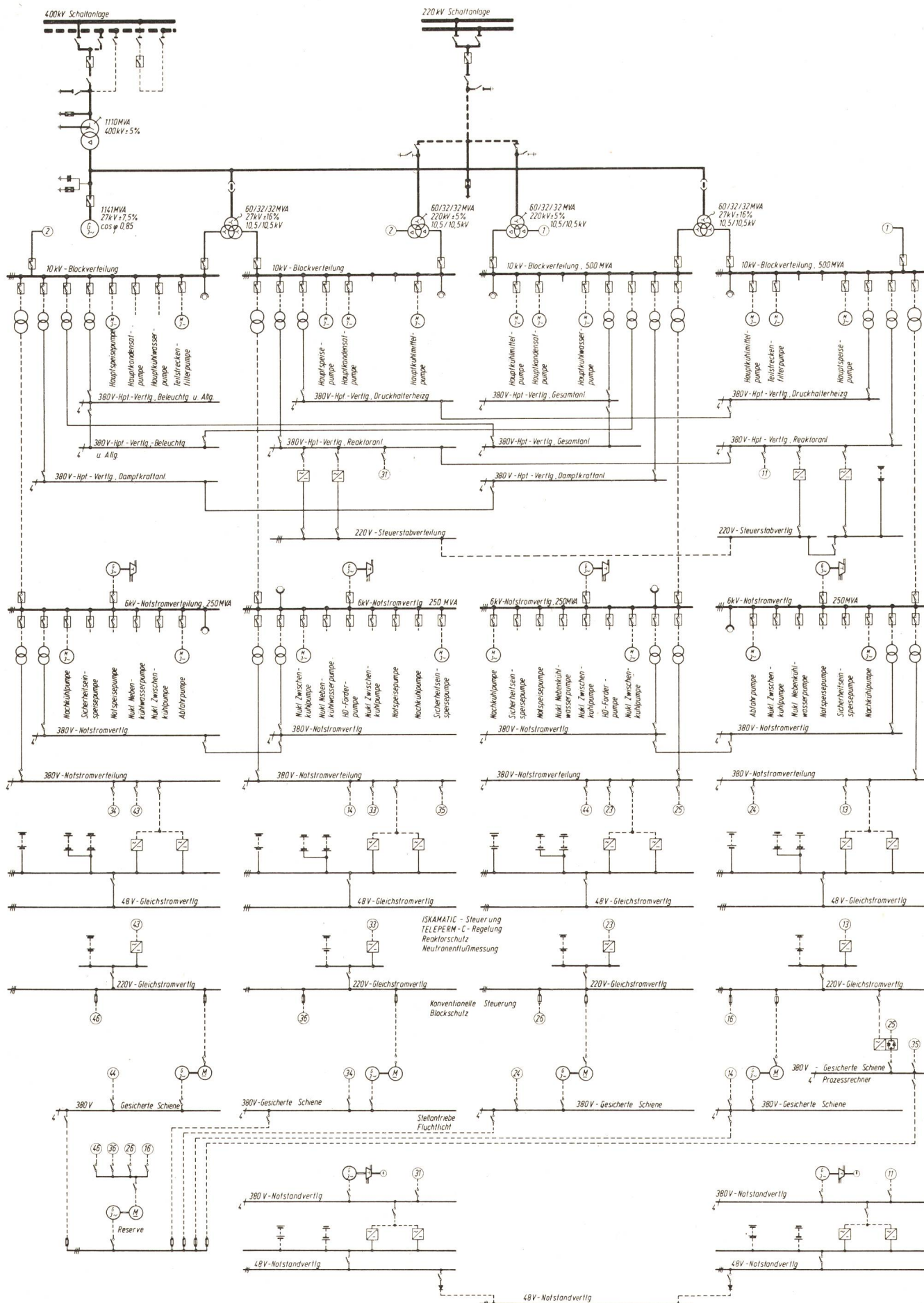


Fig. 7 Elektrische Anlagen, Übersichtsschema

der Eigenbedarf auf diesem Wege versorgt. Andererseits wird bei Netzfehlern durch das Öffnen des Blockschalters die Eigenbedarfsversorgung über den im Inselbetrieb laufenden Turbosatz sichergestellt.

Unabhängig von der Generator- und 400-kV-Einspeisung über die Eigenbedarfstransformatoren besteht die Möglichkeit, die vier 10-kV-Sammelschienen über die beiden am 220-kV-Netz angeschlossenen Fremdeinspeisetransformatoren zu versorgen. Die Umschaltung zwischen den Eigenbedarfs- und Fremdeinspeisetransformatoren durch eine elektronische Schnellumschaltautomatik, die durch Schutzoder Handanregung in Funktion tritt, gewährleistet eine Weiterversorgung jeder der vier 10-kV-Sammelschienen. Eine Parallelschaltung dieser beiden Transformatorgruppen wird über Verriegelungsschaltungen vermieden.

An die vier 10-kV-Sammelschienen sind die Transformatoren für je eine 6-kV-Sammelschiene der Notstromverteilung, die Transformatoren für die Einspeisung der Niederspannungs-Verteilungen des Normalnetzes sowie alle Motoren ab einer Leistung von etwa 500 kW angeschlossen. Bei Ausfall des Eigenbedarfnetzes sind zum ordnungsgemässen Abfahren der Anlage und zur Beherrschung von Auslegungsunfällen eine Reihe von Antrieben nötig, die unbedingt in Betrieb bleiben oder in Betrieb gehen müssen. Für diese Antriebe ist das Notstromnetz mit einer $4 \times 50\%$ -Auslegung vorgesehen. Bei Ausfall der Sammelschienenspannung der Notstromverteilung werden die jeder Schiene zugeordneten Notstromdieselaggregate mit 3000 kW Dauerleistung automatisch gestartet, um nach einer Lastübernahmezeit von etwa 15 s die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher, wie z. B. das Notspeise- und Nachkühlsystem, zu übernehmen. Die ebenfalls sicherheitstechnisch wichtigen 220-V- und 48-V-Gleichstromanlagen, die von Batterien und Gleichrichtern (Silizium-Dioden) gespeist werden, sowie die mit 380-V Drehstrom betriebenen Gesicherten-Schienen, die über ständig laufende Umformersätze von der 220-V-Gleichstromverteilung versorgt werden, sind auch vierfach ausgelegt (ein fünfter Umformersatz kann im Wartungsfalle wahlweise auf jede der Gesicherten-Schienen geschaltet werden).

Das bei Gösgen zur Anwendung kommende, von der KWU neuentwickelte Steuersystem Iskamatic B und das elektrische Regelsystem Teleprem C, bei denen fast ausschliesslich von integrierten Schaltkreisen Gebrauch gemacht wird, sowie der Reaktorschutz und die Neutronenflussmessung sind an der 48-V-Gleichstromverteilung angeschlossen. Eine weitere Gesicherte-Schiene ist für den Prozessrechner bestimmt; sie wird anstelle der Umformer der anderen Gesicherten-Schienen über einen Drehrichter aus der 220-V-Gleichstromverteilung oder über einen elektronischen Schalter aus der 380-V-Notstromversorgung gespeist.

Die immer wieder angesprochene, sicherheitstechnisch bedingte Aufteilung in vier Redundanzen findet in der konsequenten räumlichen Aufteilung des Schaltheuses ihren Niederschlag und wird auch bei den Kabelführungen ausserhalb des Schaltheuses fortgesetzt. Die vier Dieselnostromgruppen sind jeweils räumlich getrennt mit je zwei Einheiten in zwei durch eine grössere Distanz getrennten Gebäuden untergebracht, in deren Nähe auch die Fremdeinspeisetrans-

formatoren stehen. Alle elektrischen Verbindungen zwischen Anlagen innerhalb und ausserhalb der Sicherheitshülle müssen gasdicht und temperaturfest durch diese geführt werden, was durch besondere Druckglas-Kabeldurchführungen erfüllt wird. In der Warte, die zusammen mit dem Prozessrechner und den Elektronikräumen zentral im Schaltanlagegebäude gut geschützt untergebracht ist, kommen die meisten Steuerungseinrichtungen, Anzeigen und Meldungen zur zentralen Überwachung zusammen.

5. Betriebsverhalten der Anlage

Die Auslegung des Kernkraftwerkes Gösgen erlaubt eine Fahrweise im Verbundbetrieb mit Konstantlast, Grundlast mit Tag-Nacht-Zyklen und Frequenzhaltung im Netz. In den ersten Betriebsjahren wird diese Anlage normalerweise mit Nennlast betrieben werden, da einerseits wirtschaftliche Gründe dafür sprechen, andererseits häufige Laständerungen bei Wärmekraftwerken unerwünscht sind (Lebensdauer) und in der Schweiz genügend Regelkapazität aus Wasserkraftwerken zur Verfügung steht.

Dem sicheren Betrieb des Kraftwerkes dienen im wesentlichen die folgenden Regeleinrichtungen: Leistungsregelung, Begrenzungseinrichtungen, Druck- und Wasserstandsregelung (z. B. Frischdampf-Minimal- und Maximaldruckbegrenzung) sowie Turbogenerator-Drehzahlbegrenzung. Druckwasserreaktoren haben im Normalbetrieb infolge der negativen Temperaturkoeffizienten die Eigenschaft, den Lastanforderungen selbsttätig unter Veränderung der mittleren Kühlmitteltemperatur zu folgen; daher werden Laständerungen an der Turbine eingeleitet, und die Reaktorleistung wird dem jeweiligen Dampfbedarf angepasst.

Durch Einstellen der Blockleistung am Soll-Wert-Führungsgerät, welches die zulässigen Laständerungen von Reaktor und Turbine berücksichtigt und auf den Generatorleistungsregler des elektrohydraulischen Turbinenreglers wirkt, wird die Turbinenventilöffnung verstellt und damit der Dampfdruck entsprechend beeinflusst. Damit der Turbine immer genügend Dampf mit dem vorgesehenen Druck zur Verfügung steht, wird die Reaktorleistung so geregelt, dass der über den Lastbereich durch das stationäre Teillastdiagramm vorgegebene Soll-Wert der mittleren Kühlmitteltemperatur eingehalten wird. Stellglied dieser Regelung ist die Stueurelementleistungsbank, die beim Abweichen von den vorgenannten Soll-Werten die Steuerstäbe des Reaktors verstellt. Sie bewirkt durch Änderung der Gesamtreaktivität des Reaktors (Neutronenfluss) die notwendige Leistungsänderung.

Zusätzlich zu den im Normalbetrieb wirksamen Regeleinrichtungen sind zur Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit Grenzwertregelungen vorgesehen, die vor Erreichen von unzulässigen Betriebszuständen eingreifen (z. B. Auslösewerte des Reaktorschutzes) und so eine Schnellabschaltung des Reaktors vermeiden.

Die Kompensation der langsamen Reaktivitätsverluste des Reaktors durch eine steigende Konzentration neutronenabsorbierender Spaltprodukte und den Brennstoffabbrand sowie durch Schwankungen der Xenonvergiftung bei Lastwechseln erfolgt durch Variieren des Borgehaltes im Kühlmittel. Damit die Steuerstäbe bei einem neu beladenen Kern

nach dem Brennelementwechsel immer in einer regelfähigen Position gehalten werden können, muss das Kühlmittel eine hohe Borkonzentration haben, um die Überschussreaktivität weitestgehend aufzunehmen. Gegen das Ende des Brennstoffzyklus ist der Borgehalt nur noch gering. Diese Regelung über den Borgehalt im Kühlmittel beeinflusst die Flussverteilung überhaupt nicht und ist nur möglich, weil keine Phasenänderung des Kühlmittels (Dampfbildung) im Primärsystem stattfindet.

Der Brennstoffzyklus ist so ausgelegt, dass die Anlage einmal im Jahr für den Brennelementwechsel (normalerweise ein Drittel des Kerns) abgestellt wird. Gleichzeitig erfolgen Inspektionen und Reparaturen in allen Bereichen des Kraftwerkes, was je nach Umfang der durchzuführenden Arbeiten drei bis sechs Wochen dauert. Solche Revisionsarbeiten werden hauptsächlich in den Sommermonaten durchgeführt, zu einer Zeit, wo der Energieverbrauch etwas geringer und die Produktionsmöglichkeiten der Wasserkraftwerke gut sind.

6. Sicherheitstechnik

Damit weder im Normalbetrieb noch bei Störfällen das Betriebspersonal oder die Umgebung des Kernkraftwerkes durch radioaktive Strahlung gefährdet werden, sind weitestgehende Anforderungen an die Sicherheitstechnik solcher Anlagen zu stellen. Dies beginnt mit konservativen Annahmen für die Auslegung der verschiedenen Systeme und Komponenten und setzt sich durch eine lückenlose Qualitätssicherung von der Prüfung der Grundmaterialien bis zur Inbetriebsetzung eines Systems fort und gilt ebenso der sorgfältigen Auswahl und eingehenden Ausbildung des Betriebspersonals.

Sicherheitskriterien

Im folgenden sollen kurz die für das Kernkraftwerk Gösgen zur Anwendung kommenden Sicherheitskriterien erwähnt werden:

– Normalbetrieb:

Die an die Umgebung abgegebenen Aktivitätsmengen sollen möglichst tief gehalten, und auch bei ungünstigen Verhältnissen (z. B. bei beschädigten Brennelementen) müssen die durch die eidgenössischen Bewilligungsbehörden festgelegten Grenzwerte eingehalten werden. Keine Aktivitätsträger sollen unkontrolliert aus der Anlage austreten.

– Störfälle:

Folgende Gruppen von Störfällen werden betrachtet:

1. Störfälle, die aufgrund verschiedener Ursachen während der Lebensdauer des Kraftwerkes zu erwarten sind, sollen so beherrscht werden, dass das sichere Abfahren des Reaktors und das Nachkühlen der Brennelemente gewährleistet ist und dass zusätzlich keine nennenswerten radiologischen Auswirkungen auf die Umgebung auftreten; dazu gehören: Reaktivitätsstörfälle, Bedienungsfehler, Kurzschluss oder Unterbruch einer elektrischen Verbindung, lokale Brände innerhalb eines Brandabschnittes usw.

2. a) Störfälle, die wenige überblickbare Ursachen haben, oder b) extreme Einwirkungen von aussen sind während der Lebensdauer des Kraftwerkes unwahrscheinlich und sollen

so beherrscht werden, dass das sichere Abfahren des Reaktors und das Nachkühlen der Brennelemente gewährleistet ist und dass weder die Gesundheit noch das Leben der dadurch höchstbelasteten Personengruppe in der Umgebung im schlimmsten Fall und bei pessimistischen Annahmen durch radiologische Auswirkungen gefährdet wird.

Zu a) gehören: Auslegungserdbeben, doppelseitiger Bruch einer Rohrleitung mit dem grössten Querschnitt im Primärsystem, Brand im Schaltanlagegebäude einschliesslich der Warte, Explosion von 20 Tonnen Sprengstoff auf dem Rangierbahnhof usw.

Zu b) gehören: Absturz eines Grossverkehrsflugzeuges mit reduzierter Reisegeschwindigkeit, Einwirkung Dritter durch Sabotage einer Einzelperson oder Angriff einer Terrorgruppe.

Für die Auslegung der sicherheitstechnisch wichtigen Anlagen sollen folgende allgemeine Kriterien gelten:

– Bei allen Störfällen und Einwirkungen sind Folgererscheinungen (z. B. Druckwellen, Überschwemmung von Anlageteilen usw.) zu berücksichtigen.

– Die Sicherheitsanforderungen müssen bei gleichzeitigem Ausfall der Fremd- und Generatorspeisung erfüllt bleiben.

– Bei allen Störfällen und Einwirkungen soll für die Sicherheitssysteme das Einzelfehlerkriterium berücksichtigt werden, d. h., der durch einen Fehler verursachte Ausfall einer Komponente, eines Teilsystems oder eines Systems darf die ausreichende Funktion des Gesamtsystems nicht verhindern.

– Zusätzlich gilt für die aktiven Komponenten der Sicherheitssysteme bezüglich Redundanz das n-2-Sicherheitskriterium, d. h., neben dem Ausfall einer Komponente durch Einzelfehler muss angenommen werden, dass eine weitere Komponente wegen Wartung oder Reparatur nicht verfügbar ist. Dies führt denn auch meistens zu einer $4 \times 50\%$ -Auslegung. Eine Ausnahme bildet hier das Notstandssystem, auf das noch im Detail eingetreten wird. (Der Flugzeugabsturz ist das einzige Ereignis, bei dem angenommen werden muss, dass bei Sicherheitssystemen ausserhalb des Reaktor- und Notstandgebäudes [letzteres wird hauptsächlich aus diesem Grund vorgesehen] mehrere Redundanzen gleichzeitig zerstört werden können.)

– Die Kühlung des Reaktorkerns muss immer gesichert sein, d. h., bei allen Störfällen und Einwirkungen soll die Integrität des Druckgefässes mit Einbauten und Steuerelementen gewahrt bleiben.

Diese durch eine Sicherheitsanalyse gewonnenen Kriterien führen u. a. zu folgenden Massnahmen:

Doppelte Sicherheitshülle des Reaktorgebäudes (Doppel-Containment)

Die bei der Kernspaltung produzierten radioaktiven Spaltprodukte werden durch mehrere voneinander unabhängige Barrieren am Austritt in die Umgebung gehindert. Als erste Barriere kann der als Uranoxid in Tablettenform vorliegende Brennstoff selber bezeichnet werden, der die meisten Spaltprodukte zurückhält. Dann folgen die gasdicht und druckfest verschweissten Zircaloy-4-Hüllrohre, die eine Säule solcher Tabletten aufnehmen und unter einem Innendruck aus Heliumgas stehen. Diese Brennstoffstäbe, die mit

grosser Sorgfalt gefertigt und zu Brennelementen zusammengestellt werden, befinden sich im Reaktordruckgefäss. Die dritte Barriere bildet also der Primärkreislauf, der vollkommen in sich geschlossen und druckfest ist. Das Doppel-Containment, bestehend aus einer 3 cm dicken stählernen Volldruck-Sicherheitshülle und dem in Eisenbeton ausgeführten Reaktorgebäude, ist die abschliessende Doppelbarriere und enthält den geschlossenen Primärkreislauf und das Brennelementbecken. Den Abschluss zum Baugrund bildet die Grundplatte des Reaktorgebäudes mit der kontrollierbaren, elastischen Grundwasserisolation, die sowohl das Eindringen von Grundwasser in die Anlage als auch das Ausströmen von Radioaktivität in das Grundwasser verhindert.

Das aus einer 2,8 m dicken Grundplatte sowie einer Wandstärke von 1,6 m im zylindrischen Teil und 1,2 m in der Kuppel bestehende Reaktorgebäude ist sowohl gegen den Absturz eines Grossflugzeuges als auch gegen das Auslegungserdbeben ausgelegt und dient im Schadenfall, z. B. dem Bruch einer Leitung des Primärsystems, zur Abschirmung der Direktstrahlung. Die innere, kugelförmige Stahlhülle ist für diesen Fall auf den höchsten vorkommenden Überdruck von 4,89 bar bei einer Temperatur von 135 °C ausgelegt.

Spaltprodukte, die im Verlauf eines Schadenfalles mit Kühlmittelverlust durch eine sehr kleine Leckrate aus der Stahlhülle entweichen können, werden im Ringraum gesammelt, abgesaugt und kontrolliert über Aktivkohlefilter abgeführt.

Reaktorschutzsystem

Wie im Kapitel 5 dargestellt, sind Grenzwertregelungen für die wichtigsten Betriebszustände vorgesehen, damit es nicht zu einer Überbeanspruchung der Brennelemente durch zu hohe Drücke, Temperaturen und Leistungen kommt. Insbesondere sorgt auch der negative Temperaturkoeffizient dafür, dass die bei einer Leistungserhöhung auftretende Temperaturerhöhung zu einer Leistungsreduktion führt und so eine übermässige Leistungs- und Temperatursteigerung vermieden wird.

Sollten trotz dieser Vorsichtsmassnahmen die sicherheitstechnischen Grenzwerte beim Anfahr- und Leistungsbetrieb des Reaktors überschritten werden, schaltet das Reaktorschutzsystem den Reaktor durch Einfallen der Steuerstäbe ab. Es dient also dazu, die Anlage bei Annäherung an einen gefährlichen Zustand sicher abzuschalten. Die dazugehörige Instrumentierung ist mehrfach redundant ausgelegt, wird in

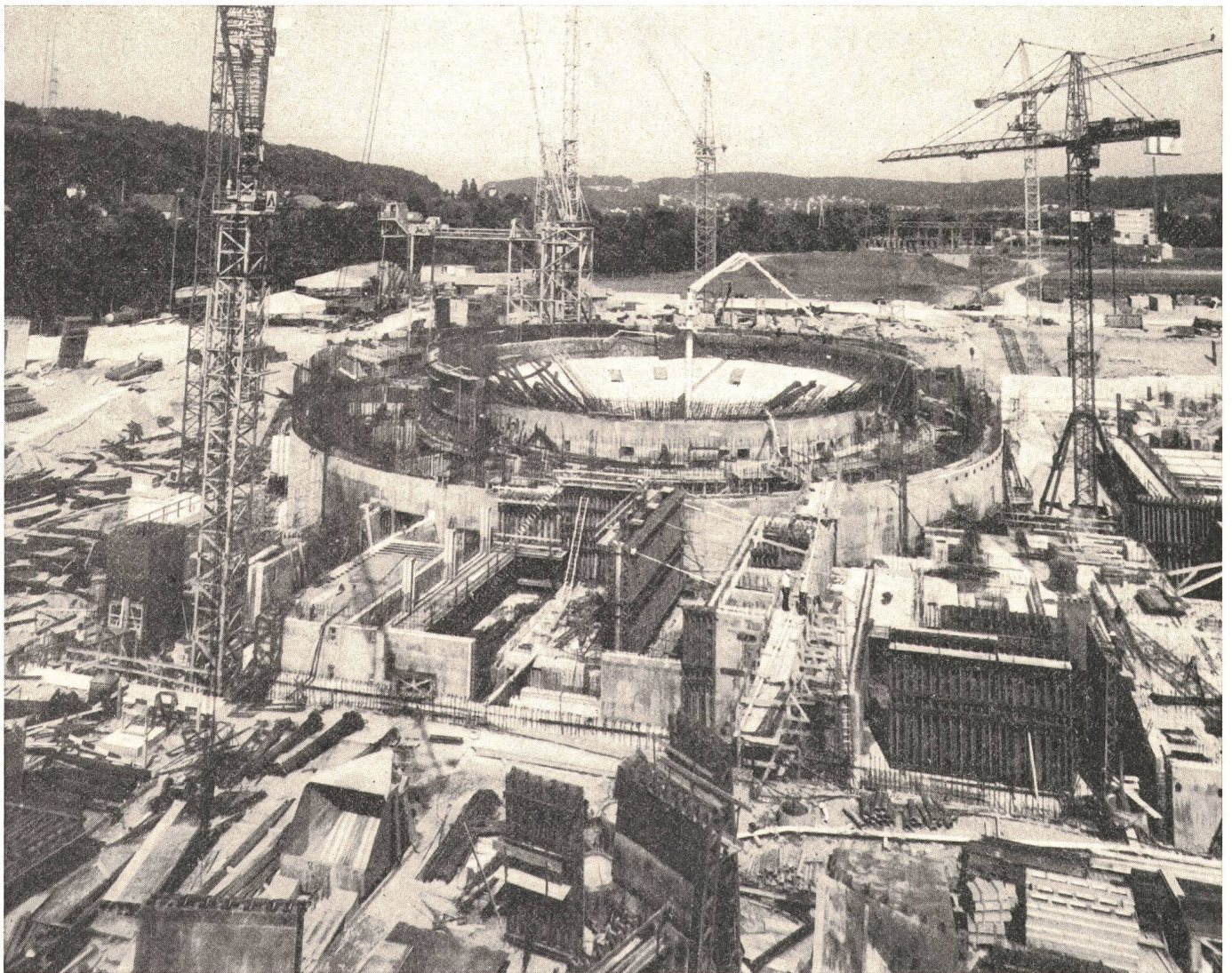


Fig. 8 Baustelle des Kernkraftwerks; Im Vordergrund das Hilfsanlagegebäude, dann das Reaktorgebäude mit dem 130 m hohen Spezialkran zur Montage der Stahlhülle (Derrick); Stand Ende Juni 1974

Photo Mondo Annoni, Emmenbrücke

einem Zwei-von-drei-System geschaltet, so dass das Reaktorschutzsystem durch einen ausgefallenen oder sich in Reparatur befindenden Messkanal nicht in der Abschaltsicherheit beeinträchtigt wird, aber auch keine Fehlabschaltung verursacht. Sowohl das Instrumentierungs- und Steuersystem als auch die Steuerstäbe fallen strom- und spannungslos in die sichere Position (Fail-safe-Prinzip), d. h., die sich stets in Abschaltbereitschaft befindenden Steuerstäbe fallen durch die Schwerkraft beschleunigt in den Kern. Das Reaktorschutzsystem hat absolute Priorität und kann nicht übersteuert werden. Es ist an die Notstromversorgung angeschlossen.

Kernnot- und Nachkühlsystem

Dieses System sorgt dafür, dass der Reaktorkern nie ohne Kühlung bleibt, selbst wenn Rohrbrüche im Primärsystem auftreten sollten. Für eine detaillierte Beschreibung siehe Kapitel 4.3.

Notstandsystem

Das Notstandsystem hat die Aufgabe, bei extremen äusseren Einwirkungen, wenn die normale Nachwärmeabfuhr unwirksam geworden ist, die Nachzerfallsleistung des abgeschalteten Reaktors im Zustand «Nulllast heiss» über einen Zeitraum von 10 h ohne Eingriff des Betriebspersonals abzuführen. Im schlimmsten Fall muss neben dem Reaktorgebäude auch das Notstandgebäude den Absturz eines Grossflugzeuges schadlos überstehen. In einer solchen, äusserst unwahrscheinlichen Situation muss aber z. B. mit der Zerstörung des Schaltanlagegebäudes und somit mit dem Ausfall der elektrischen Versorgung der gesamten übrigen Kühlanlage, inkl. des üblichen Notspeisesystems, gerechnet werden.

Die Reaktoranlage soll ausserdem durch Eingriff des Betriebspersonals vom Notstandgebäude her abgefahren werden können, was bei Sabotage oder beim Angriff einer Terrorgruppe eine zusätzliche Sicherheit bietet.

Im Notstandgebäude sind das Notstandspeisesystem, der Notstandleitstand, die Notstand-Notstromaggregate und -schaltanlage, 48-V-Batterien und Gleichrichter sowie das Notstandschutzsystem untergebracht. Das Notstandspeisesystem ist redundant für $2 \times 100\%$ ausgelegt und besteht je aus einem Deionat-Vorratsbehälter (Inhalt 500 m^3 , Kapazität für 10 h), einer Notstandspeisepumpe (Förderleistung 65 t/h) mit direkt gekoppeltem Notstanddieselaggregat (treibt zugleich den Generator für die Notstand-Notstromversorgung an) sowie einer Notstand-Brunnenwasserpumpe mit einer Leistung von 55 l/s zur Grundwasserentnahme (verhindert das Leerlaufen des Deionat-Vorratsbehälters). Von jeder Notstandspeisepumpe führt eine Notstandspeiseleitung zu einem Dampferzeuger. Dem Primärkreis wird so durch Verdampfung des sekundär in die Dampferzeuger eingespeisten Wassers Wärme entzogen und über Dach (Frischdampf-Abblasestation) abgelassen. Für die Nachkühlung muss in mindestens einen Dampferzeuger erfolgreich eingespeist werden. Weiters ist der Sekundärkreislauf gegebenenfalls so abzuschliessen, dass eine unzulässig hohe Abkühlung des Primärkreislaufs verhindert wird (Schliessen der Frischdampf-Absperrarmaturen).

Um das im Reaktorgebäude unbeschädigte Primärsystem intakt zu halten, treten im Notstandfall noch folgende

Systeme in Funktion: Leckageergänzung des Primärsystems durch Borwassereinspeisung, Primärkreisabschluss (Hilfssysteme, die am Primärkreis angeschlossen sind, müssen abgetrennt werden) und Beckenkühlung (verkürzte Notstandkühlkette kleiner Leistung).

Zum Abschluss des Kapitels über Sicherheitstechnik darf mit aller Deutlichkeit hervorgehoben werden, dass wir heute im Kernkraftwerkbau bezüglich der Sicherheitsvorkehrungen einen bemerkenswert hohen Stand erreicht haben, der bei weitem über das in anderen Industrien Übliche hinausgeht. Wenn trotzdem immer wieder unsinnige Behauptungen in die Welt gesetzt werden, hängt dies nicht zuletzt mit den Risikobetrachtungen zusammen, wie sie in den letzten Jahren vermehrt durchgeführt wurden. Es besteht nämlich die Gefahr, dass bei der Interpretation solcher Resultate ein völlig falscher Eindruck über Risiken entsteht, besonders wenn die damit verbundenen Voraussetzungen unterschlagen werden. Die mit Wahrscheinlichkeitsrechnungen erhaltenen quantitativen Resultate sind vor allem als vergleichende Grössen interessant (in Kürze wird die wohl umfassendste Studie über Risikobetrachtungen bei Kernkraftwerken vom amerikanischen MIT-Professor Dr. Rasmussen erscheinen).

7. Brennstoffbeschaffung

Das Natururan für das Kernkraftwerk Gösgen wurde Anfang 1974 bei Gesellschaften der traditionell natururanfördernden Länder Frankreich (Minen auch in den afrikanischen Staaten Niger und Gabon), Kanada, Südafrika und USA bestellt. Neben der Menge für den Erstkern und vier Nachladungen ist zusätzlich eine Reservemenge zur Lagerung vorgesehen, so dass fürs erste der Bedarf bis gegen Mitte der achtziger Jahre gedeckt ist. Nach der Konversion des Urankonzentrats (U_3O_8) in UF_6 kommt das gasförmige Uran bereits ab Mitte des nächsten Jahres zur amerikanischen Atomic Energy Commission (US AEC), wo es, im Rahmen des per Ende 1973 abgeschlossenen langjährigen Vertrages, angereichert und nach Europa zur Brennelementherstellung zurückgeschickt wird. Mit der Fertigung der Brennelemente für den Erstkern und die ersten Nachladungen wurde die Kraftwerk Union AG beauftragt.

8. Stand der Arbeiten

Mit der Auftragserteilung vom 1. März 1973 an die Kraftwerkunion AG als Generalunternehmer wurden von dieser umgehend die ersten Planungsaufgaben und Materialbestellungen (schwere Schmiedestücke) eingeleitet. Bis zum Sommer 1973 hatte die Bauherrschaft das Baugelände hinsichtlich Strassen, Wasser und Kanalisation zu erschliessen, zwei alte Bauernhäuser abzureissen und den Humus abzutragen. Im weiteren mussten die Verlegung eines 220-kV-Leitungsmastes und die Erstellung der Baustromversorgung mit einer Leistung von 4000 kW an die Hand genommen werden. Es folgten dann der erste Aushub und die Arbeiten an der Baugrubenumschliessung mit Spund- und Schlitzwänden. Nach erfolgter Grundwasserabsenkung konnte der Aushub (total $85\,000 \text{ m}^3$) bis Mitte Dezember am Reaktorgebäude abgeschlossen und mit dem Einbringen des ersten Betons für die Sauberkeitsschicht und den Unterbeton begonnen werden.

In der Projektierung standen im selben Zeitraum sowohl bei KWU als auch bei MCI (für das unabhängige Los) die Erstellung von detaillierten Terminplänen, Übersichts-, Werk-, Belastungs- und Schaltplänen sowie Datenlisten, Spezifikationen und Anfrageunterlagen im Vordergrund.

Für die Bearbeitung und Montage des Reaktordruckgefäßes, der Kerneinbauten, der Primärkreislaufleitungen, des Druckhalters und der Sicherheitshülle hatte KWU die Firma Sulzer, Winterthur, betraut, die mit diesem Grossauftrag zum erstenmal für ein Kernkraftwerk praktisch das gesamte Primärsystem samt Sicherheitshülle liefern kann. Weitere Aufträge gingen an die verschiedensten Firmen in Europa und zu einem beachtlichen Teil an Schweizer Unternehmen. Für die Hochbauarbeiten kam ein Konsortium, bestehend aus sechs Schweizer und einer deutschen Bauunternehmung unter Federführung der Firma Züblin, Zürich, zum Zuge.

Mitte Januar 1974 erfolgten am Reaktorgebäude die Grundwasserisierungsarbeiten und dann der Aufbau der Armierung der Grundplatte, die einen Durchmesser von 64 m und eine Mächtigkeit von 2,8 m hat. Bis Anfang März 1974 mussten 1700 Tonnen Armierungseisen verlegt werden, bevor mit dem Betonieren der rund 8000 m³ Beton begonnen werden konnte. In dieser Grundplatte ist etwas mehr Beton enthalten, als für den ganzen Kühlturm benötigt wird, oder rund 10 % der für den Kraftwerkblock benötigten Materialien: 113 000 m³ Beton, 12 000 Tonnen Armie-

rungeisen (wovon allein 5000 Tonnen für das Reaktorgebäude) wie 240 000 m² Schalung. Bis Mitte Juni 1974 wurden die Ring- und Radialwände sowie die Betonkalotte, die als Fundament für die kugelförmige Stahlhülle dient, betoniert. Mit der gleichzeitigen Bereitstellung des Montageplatzes für das Zusammenschweissen der 3,2 cm dicken Bleche und dem Aufbau des 130 m hohen Derricks (Spezialkran) sowie dem Eintreffen der ersten Bleche sind alle Voraussetzungen für den Beginn der terminlich äusserst wichtigen Montage der Stahlhülle erfüllt. Über die nächsten Monate werden die Montage der Stahlhülle und das Betonieren des Reaktorgebäudes parallel nebeneinander weitergehen.

Die Arbeiten für die anderen Gebäude erfolgten mit einer Staffelung von etwa einem Monat in der Reihenfolge ihrer terminlichen Wichtigkeit: Hilfsanlagegebäude, Schaltheus und Maschinenhaus, bei dem Anfang Juli mit dem Betonieren der Grundplatte begonnen wurde. Auch die Arbeiten für den Kühlturm konnten im Juni 1974 an die Firma Balcke vergeben werden, wobei der Bauteil durch die Firmen Heitkamp und Schafir & Mugglin ausgeführt wird. Die ersten Bauarbeiten für die Foundation dieses voluminösesten Bauwerkes werden im Herbst 1974 anlaufen. Ab März 1975 wird die eigentliche Kühlturmschale mit einer durchschnittlichen Tagesleistung von 1,20 m (dank der zum Einsatz kommenden Gleitschalung) bis im Herbst 1975 auf die endgültige Höhe von 150 m wachsen.

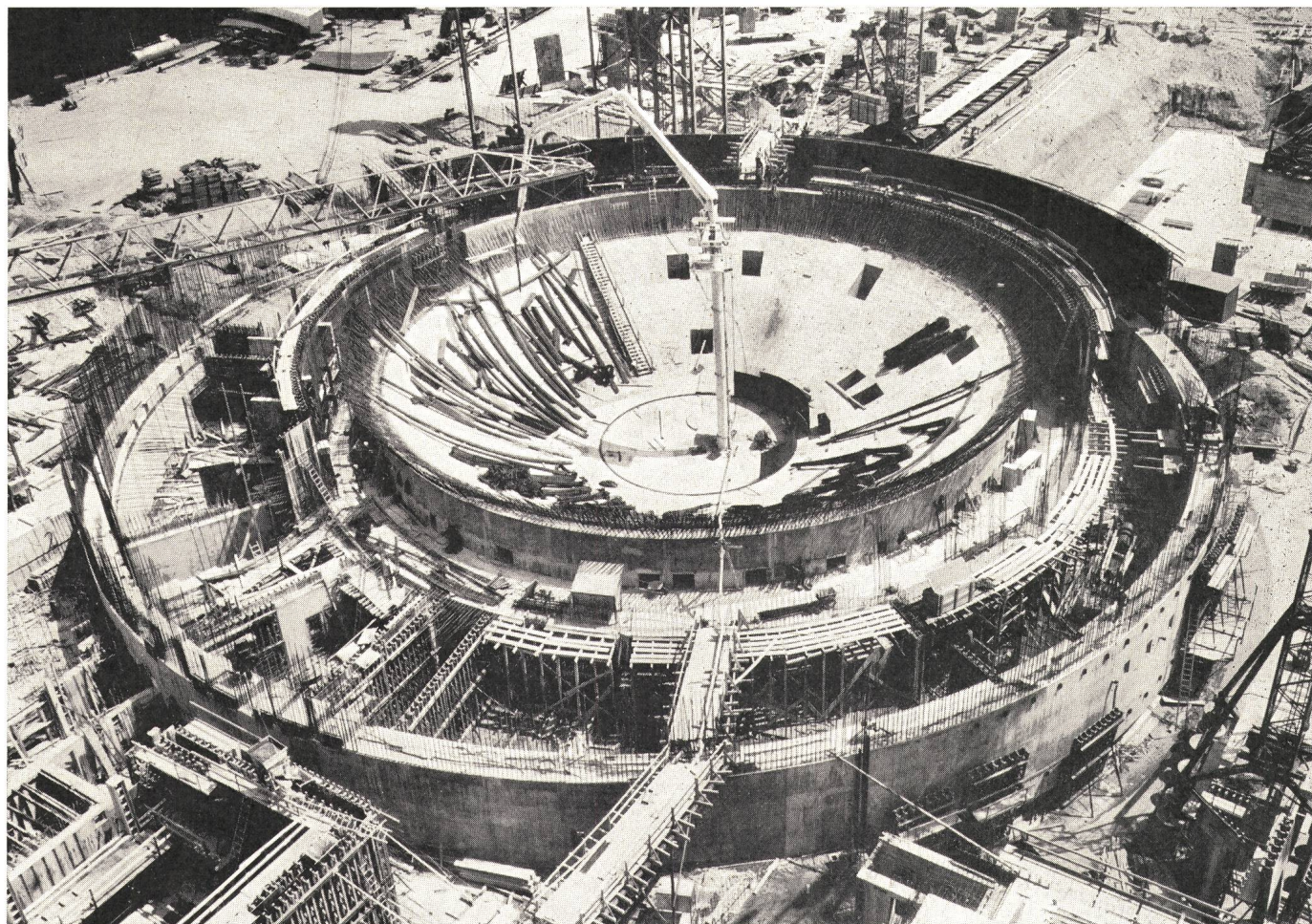


Fig. 9 Baustelle des Kernkraftwerks; Das Reaktorgebäude mit dem gut sichtbaren asymmetrischen Ringraum, den Ringmauern sowie der bereits betonierten Kalotte; Stand Ende Juni 1974

Photo Mondo Annoni, Emmenbrücke

Leistungsdaten

Elektrische Bruttoleistung	970 MW
Elektrische Nettoleistung	920 MW
Thermische Leistung des Reaktors	2806 MW
Gesamtwirkungsgrad (bezogen auf Bruttoleistung)	34,5%

Reaktorgebäude

Aussendurchmesser	64 m
Höhe über der Grundplatte	56,8 m
Wandstärke im zylindrischen Teil	1,6 m
Wandstärke in der Kuppel	1,2 m
Grundplatte Dicke	2,8 m

Stahlhülle

Innendurchmesser	52 m
Wanddicke	32 mm
Auslegungs-Überdruck/-Temperatur	4,89 bar/135 °C
Maximale Leckrate	0,25 Vol.-%/d

Reaktordruckbehälter

Innendurchmesser	4360 mm
Wanddicke des Zylindermantels (ohne Plattierung)	215 mm
Werkstoff	22NiMoCr37
Dicke der Plattierung	0 bis 7 mm
Gesamthöhe einschl. Deckel	11 000 mm
Auslegungs-Überdruck/-Temperatur	176 bar/350 °C
Gewicht ohne Einbauten	360 t
Gewicht Kerneinbauten	135 t

Reaktoranlage

Kühlmittel und Moderator	H ₂ O
Brennstoff	gesintertes UO ₂ in Tablettenform
Zahl der Brennelemente	177
Gesamtgewicht je Element	625 kg
Anzahl der Brennstäbe je Brennelement	205
Anordnung	Quadratgitter
Gesamtlänge der Brennstäbe	3848 mm
Aktive Länge der Brennstäbe	3400 mm
Aussendurchmesser der Brennstäbe	10,75 mm
Hüllrohrwerkstoff	Zry-4
Hüllrohrwanddicke	0,725 mm
Gesamte Uranmasse im Kern	71,4 t
Anreicherung des Erstkerns	1,9/2,5/3,2% U-235
Anreicherung des Gleichgewichtskerns	3,45% U-235
Abbrand des Erstkerns	22 500 MWd/t
Abbrand des Gleichgewichtskerns	35 000 MWd/t
Mittlere Wärmestromdichte	65,6 W/cm ²
Mittlere lineare Stableistung	223 W/cm
Zahl der Steuerelemente	48
Zahl der Absorberstäbe je Steuerelement	20
Absorberwerkstoff	Ag15In5Cd
Antrieb	Magnetische Klinken- schrittheber
Verstellgeschwindigkeit	60 Schritte/min
Schrittlänge	10 mm
Zahl der Reaktorkühlkreisläufe	3
Betriebsdruck der Reaktoranlage	158 bar abs.
Kühlmitteltemperatur am Eintritt	293,5 °C
Kühlmitteltemperatur am Austritt	326,4 °C
Kühlmitteldurchsatz	53 000 t/h

Dampferzeuger

Anzahl	3
Höhe	21 200 mm
Durchmesser	3570/4860 mm
Mantelwerkstoff	Feinkornstahl
Werkstoff der Rohrplatte	Feinkornstahl
Rohrwerkstoff	Incoloy 800

Rohrabmessungen	22 ∅ · 1,2 mm
Auslegungsdruck/Temperatur	88,26 bar abs./350 °C
Gesamtgewicht	380 t

Hauptkühlmittelpumpen

Anzahl	3
Typ	1stufige Kreiselpumpe
Förderhöhe	97,2 m FS
Nenndurchsatz	17 660 t/h
Drehzahl	1490 U/min
Motorleistung: Auslegung/ Normalbetrieb	9200 kW/6500 kW

Druckhalter

Höhe	13 900 mm
Durchmesser	2400 mm
Volumen	42 m ³
Betriebstemperatur und -druck	345 °C/154,9 bar abs.
Heizleistung der Heizstäbe	1400 kW

Dampfkraftanlage

Frischdampfdurchsatz	5522 t/h
Frischdampfzustand am Dampferzeugeraustritt	66,6 bar abs./282,5 °C
Dampfnässe am Dampferzeugeraustritt	max. 0,25%
Kondensatordruck	80,4 mbar abs.
Kühlwassertemperatur	22 °C
Kondensator-Kühlwasserdurchsatz	113 700 m ³ /h
Speisewasser-Vorwärmtemperatur	218 °C
Zahl der Vorwärmstufen	5
Aufteilung der Vorwärmstufen	3 ND, 1 Entgaser, 1 HD
Endnässe	10%

Turbine

	4gehäusige Einwellen- Kondensationsturbine mit einem doppel- flutigen HD-Teil und 3 doppel-flutigen ND-Teilen. Trocknung und Zwischenüber- hitzung zwischen HD-Teil und ND-Teilen
Drehzahl	3000 min ⁻¹

Generator

Wirkleistung	970 MW
Scheinleistung	1140 MVA
cos φ	0,85
Klemmenspannung	27 kV
Regelbereich	± 7,5%
Frequenz	50 Hz
Kühlung Läuferwicklung	Wasserstoff mit 4,9 bar abs.
Kühlung Ständerwicklung	Wasser mit 4,4 bar abs.
Länge des Turbosatzes	55 m

Hauptspeisewasserpumpen

Anzahl	3
Förderhöhe	722 m FS
Nenndurchsatz	3040 t/h
Motorleistung	8600 kW

Kühlturm

Typ	Naturzug-Nasskühlturm
Höhe	150 m
Basisdurchmesser	117 m
Öffnungsdurchmesser	74 m
Durchmesser an der Taille	70 m
Schalendicke unten	750 mm
Schalendicke Minimum	160 mm
Schalendicke oben	300 mm
Anzahl Stützen	104
Wasserdurchsatz	31,6 m ³ /s

Pumpenförderhöhe (Gesamtdruckhöhe inkl. dyn. Verluste)	14,1 m
Warmwassertemperatur	36 °C
Kaltwassertemperatur	22 °C
Trockenlufttemperatur	7,8 °C
Feuchtlufttemperatur	6,2 °C
Luftdurchsatz	25 400 m ³ /s
Verdunstung von Wasser	0,4–0,7 m ³ /s

Hauptkühlwasserpumpen

Anzahl	2
Typ	Vertikale halbaxiale Kreiselpumpe
Förderhöhe	20,5 m FS
Nenndurchsatz	15,8 m ³ /s
Drehzahl	245 U/min
Motorleistung	4100 kW

Adresse des Autors:

H. W. Vogt, Dipl. Ing., Direktor der Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, Bahnhofquai 12, 4600 Olten.

Kernkraftwerk Kaiseraugst

Energie Nucléaire de Kaiseraugst SA a été fondée le 29 janvier 1974. Elle se compose de sociétés d'électricité suisses les plus importantes, de deux sociétés allemandes et d'Electricité de France. Les contrats pour les lots thermique et nucléaire de la centrale ont été signés avec les fournisseurs le 9 avril 1974.

Les travaux ont commencé au début de 1974 déjà et la mise en chantier a eu lieu sur le terrain en juin 1974 tandis que c'est en hiver 1978/79 qu'il est prévu de livrer l'énergie aux réseaux suisses à haute tension. La centrale nucléaire de Kaiseraugst apportera donc une sensible contribution à l'approvisionnement de la Suisse en électricité et aidera à combler le déficit d'énergie prévu pour la deuxième moitié de la décennie 70.

Am 29. Januar 1974 erfolgte die Gründung der Kernkraftwerk Kaiseraugst AG, an welcher alle bedeutenden schweizerischen, zwei deutsche und eine französische Elektrizitätsgesellschaft beteiligt sind. Mit dem Lieferanten des nuklearen und thermischen Teils der Anlage wurde am 9. April 1974 der Werkvertrag unterzeichnet. Mit den Arbeiten war bereits Anfang 1974 begonnen worden, der Baubeginn im Gelände erfolgte im Juni 1974, während im Winter 1978/79 Energie an das schweizerische Hochspannungsnetz abgegeben werden soll. Damit wird das Kernkraftwerk Kaiseraugst einen wesentlichen Beitrag an die schweizerische Elektrizitätsversorgung leisten und das für die zweite Hälfte der siebziger Jahre zu erwartende Energiemanko überbrücken helfen.

1. Geschichtliche Entwicklung

Im Hinblick auf ein konventionelles thermisches Kraftwerk erwarb Motor-Columbus (MC) 1963 in Kaiseraugst einen grösseren Landkomplex, den sogenannten Aspshof. Im Dezember 1963 lehnte aber die Gemeindeversammlung wegen der befürchteten SO₂-Immissionen ein derartiges Projekt ab. Gleichzeitig postulierten zahlreiche Votanten die Umprojektierung auf ein Kernkraftwerk.

In der Folge wurden in Zusammenarbeit mit Electricité de France und ATEL diese Möglichkeiten eingehend studiert. Am 18. Dezember 1967 erfolgte die Gründung des Studienkonsortiums Kernkraftwerk Kaiseraugst, dem MC/ATEL mit 25 %, die Alusuisse mit 25 % und die Electricité de France (EdF) mit 50 % angehörten. Die Zusammenarbeit mit der EdF ergab sich aus den guten Erfahrungen bei der gemeinsamen Projektierung und Erstellung des Wasserkraftwerkes Emosson, woran die Schweiz (MC/ATEL) und Frankreich (EdF) mit je 50 % beteiligt sind. Frankreich verfügte damals praktisch auch als erstes Nachbarland über eigene Kernkraftwerke und damit über Kernkraftwerkerfahrung. Die Mitwirkung der EdF ermöglichte von Anfang an die Projektierung der seinerzeit grössten und damit wirtschaftlichsten nuklearen Energieerzeugungsanlage; die EdF war auch in der Lage und bereit, nötigenfalls vorübergehend eine ihre Beteiligungsquote übersteigende Energietranche zu übernehmen und im Falle von Betriebseinstellungen mit Aushilfsenergie einzuspringen.

Im Zusammenhang mit den Koordinationsbestrebungen der verschiedenen schweizerischen Kernkraftwerkprojektaanten wurde das Studienkonsortium im Jahre 1970 durch den Beitritt weiterer schweizerischer und zweier deutscher Partner, nämlich BKW, CKW, EGL, EW, NOK einerseits sowie Badenwerk und RWE andererseits, erweitert.

Der erweiterte Konsortialvertrag datiert vom 23. Juli 1970. Mit Nachtrag 1 vom 1. September 1971 trat die EOS dem Konsortium bei und mit Nachtrag 2 vom 2. November 1972 das AEW. Die Erweiterung des Konsortiums wurde insbesondere dadurch ermöglicht, dass die EdF ihre Beteiligung von ursprünglich 50 % auf 32,5 % und sodann auf 20 % reduzierte.

Der Konsortialvertrag sah vor, das Studienkonsortium in eine Bau- und Betriebsgesellschaft überzuführen, wenn der Stand der Bewilligungsverfahren dies erlauben würde. Bis dies Ende 1973 soweit war, waren verschiedene Verfahren abzuwickeln, die teilweise wegen Ausnützung der Rechtsmittel durch alle Instanzen führten.

2. Bewilligungsverfahren

Ein Kernkraftwerk darf bekanntlich nur errichtet werden, wenn eine ganze Reihe von Bewilligungen seitens der Behörden von Bund, Kanton und Gemeinde erteilt sind.

2.1 Bewilligung nach Atomgesetz

Dieses im Bundesgesetz über die friedliche Verwertung der Atomenergie vom 23. Dezember 1959 geregelte Bewilligungsverfahren wird in der Praxis in Etappen aufgegliedert. Zunächst erfolgt die Standortbewilligung, dann die nukleare Baubewilligung, die Inbetriebsetzungsbewilligung und schliesslich die Betriebsbewilligung.

a) Die *Standortbewilligung* wurde für Kaiseraugst am 15. Dezember 1969 erteilt. Nach der Umstellung von Durchlaufkühlung auf Kühlturmbetrieb erfolgte am 28. August 1972 eine dieser Tatsache Rechnung tragende angepasste Standortbewilligung.

b) Das Verfahren zur Erlangung der *nuklearen Baubewilligung* wurde durch Einreichung des hierzu erforderlichen Sicherheitsberichtes im Dezember 1973 eingeleitet. Infolge Überlastung der Kommission für die Sicherheit von Atomanlagen (KSA) und der Abteilung für die Sicherheit von Kernanlagen (ASK) des Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartementes konnte es bis anhin nicht im gewünschten Mass vorangetrieben werden.

2.2 Kühlwasserkonzession

Die Bemühungen um die Erlangung der Konzession für die Durchlaufkühlung, die bereits bis vor Bundesgericht geführt hatten, scheiterten an dem Entscheid des Bundesrates vom 5. März 1971, weitere Kernkraftwerke mit direkter Flusswasserkühlung an Aare und Rhein nicht mehr zuzulassen, da nach Ansicht der Gewässerschutzbehörden der gegenwärtige unbefriedigende Qualitätszustand der schweizerischen Oberflächengewässer bis zur völligen Abwassersanierung keine weitere thermische Belastung verträgt. Dies führte sowohl bei Kaiseraugst als auch bei anderen Projekten zu einer Umstellung auf Umlaufkühlung mit Naturzugkühlturn vom Verdunstertyp.

Da auch beim Kühlturbetrieb gewisse Kühlwassermengen erforderlich sind (etwa 3,5 m³/s entsprechend etwa 10 % der Durchlaufkühlung), wurde ein entsprechend abgeändertes Konzessionsgesuch gestellt.

Bevor eine Konzession für die Entnahme von Wasser für den Kühlturbetrieb erteilt werden konnte, musste vorerst die Beurteilung der eventuellen Umweltauswirkungen der Kühltürme durch die vom Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement neu eingesetzte Eidgenössische Kühlturmkommission abgewartet werden. Deren Bericht für das Projekt Kaiseraugst datiert vom 10. Mai 1972. Die Kommission gelangte darin, nach gründlicher Prüfung insbesondere der Probleme Meteorologie, Lärm und Landschaftsschutz, einstimmig zum Schluss, dass einer Verwirklichung des Projektes mit Kühltürmen nichts im Wege stehe.

Der Kanton Aargau erteilte in der Folge am 2. Juli 1973 die erforderliche Kühlwasserkonzession für eine Dauer von 20 Jahren mit Verlängerungsmöglichkeit. Dabei verlangte er ausser den Gebühren noch 1 % Gesteungskostenenergie.

2.3 Gemeinde- und Baupolizeibewilligung

Durch die Umstellung von Frischwasserkühlung auf Kühlturbetrieb erwachsen dem Projekt zusätzliche Gegner. Aufgrund einer konsultativen Gemeindeversammlungsabstimmung verweigerte der Gemeinderat Kaiseraugst am 15. Juni 1972 die Erteilung der Baubewilligung, um die bereits am 5. Juli 1971 nachgesucht worden war. Der Regierungsrat des Kantons Aargau hiess in der Folge eine Beschwerde des Studienkonsortiums gut und wies die Gemeinde an, die Baubewilligung zu erteilen. Dieser Entscheid wurde sowohl vom Verwaltungsgericht des Kantons Aargau als auch am 26. Juli 1973 durch das Bundesgericht geschützt. Am 26. Juli und 13. August 1973 wies das Bundesgericht auch weitere gegen den Entscheid des Regierungsrates und des Verwaltungsgerichtes eingereichte Beschwerden ab. Es fällt dabei hinsichtlich der Kompetenzordnung bei der Bewilligung für Kernkraftwerke ein wegweisendes Urteil, indem es festhielt, dass der Bund bei der Behandlung des Gesuches

nach Atomgesetz auch sämtliche Aspekte möglicher Immissionen zu behandeln habe und deshalb für kantonale und kommunale Beurteilungen auf diesem Sektor kein Raum mehr bleibe. Gestützt auf diesen höchstrichterlichen Entscheid beschloss der Gemeinderat, die Baubewilligung zu erteilen, und beauftragte die Baukommission, in Zusammenarbeit mit einem auf Baurecht spezialisierten Anwalt, die Baubewilligung mit den entsprechenden Bedingungen und Auflagen auszuarbeiten.

Am 5. Dezember 1973 schliesslich, 2½ Jahre nach dem entsprechenden Gesuch, erteilte der Gemeinderat Kaiseraugst die Baubewilligung mit zum Teil aussergewöhnlichen Auflagen, insbesondere finanzieller Natur, für die jedoch durch andere Projekte bereits Präjudizien geschaffen worden waren und denen sich die Bauherrschaft unterzog, obwohl sie rechtlich anfechtbar gewesen wären. So wurde ihr die Tragung aller Infrastrukturkosten auferlegt. Damit die Schüler auf ihrem Weg nach Rheinfelden durch den Baustellenverkehr nicht gefährdet werden, ist ein Radfahrweg zu erstellen. Ebenso leistet die Kernkraftwerk Kaiseraugst AG namhafte Beiträge zur Deckung der Verwaltungskosten der Gemeinde.

Die Gegnerschaft gab sich allerdings noch nicht geschlagen und erhob drei Beschwerden gegen die erteilte Baubewilligung, die hauptsächlich eine Verschärfung der Auflagen anstrebten.

Diese wurden vom Regierungsrat am 28. Januar 1974 erstinstanzlich und zwei von ihnen vom Verwaltungsgericht des Kantons Aargau am 28. Mai 1974 in zweiter Instanz abgewiesen. Nachdem bereits der Regierungsrat die aufschiebende Wirkung dieser Beschwerden aufgehoben hatte, stand aus dieser Sicht einem Baubeginn nichts mehr im Wege.

2.4 Bewilligung nach Arbeitsgesetz

Der Vollständigkeit halber sei auch das im Bundesgesetz über die Arbeit in Industrie, Gewerbe und Handel vom 13. März 1964 vorgesehene Verfahren erwähnt. Das entsprechende Gesuch wurde am 15. Juli 1971 eingereicht, kann jedoch erst behandelt werden, wenn verschiedene spezifische Unterlagen bei der Detailprojektierung erarbeitet und zur Begutachtung unterbreitet werden. Selbstverständlich sind die entsprechenden Vorschriften und Empfehlungen genau zu beachten.

2.5 Exportbewilligung

Nach Atomgesetz bedarf der Export von in Atomanlagen erzeugter Energie einer Bewilligung des Bundes. Da jeder Partner den auf ihn entfallenden Anteil der produzierten Energie selber verwertet, sind für den französischen und die deutschen Partner solche Ausfuhrbewilligungen nötig.

Entsprechende generelle Zusicherungen der Erteilung liegen vor, nachdem die notwendigen Vernehmlassungsverfahren durchgeführt worden sind. Damit können die Partner EdF, BW und RWE die ihrer Beteiligungsquote entsprechenden Leistungs- und Energieanteile übernehmen.

Den Ausschlag für die positive Beurteilung der Energieexportgesuche gaben insbesondere die schweizerischen Unternehmen gewährten Beteiligungsmöglichkeiten an den Werken Bugey und Fessenheim der EdF, die wesentlich zur Überbrückung des zu erwartenden schweizerischen Energieengpasses beitragen werden.

3. Kraftwerkanlage

3.1 Technische Entwicklung

Bereits Ende 1970 gab das Studienkonsortium eine Bestellabsichtserklärung zugunsten eines Lieferantenkonsortiums unter der Führung von BBC und General Electric ab.

Infolge der Umstellung von Durchlaufkühlung auf Umlaufkühlung mussten Kühltürme vorgesehen werden, wobei die Wahl aus Gründen des Umweltschutzes auf die Naturzugkühltürme vom Verdunstertyp fiel. Diese verursachen bezüglich meteorologischer Einflüsse, Tropfenauswurf und Lärm weitaus die geringsten Immissionen. Ihr Nachteil besteht einzig darin, dass sie optisch stark in Erscheinung treten.

In der Folge wurde dieses Projekt während der durch das Bewilligungsverfahren eingetretenen Verzögerungen immer wieder dem neuesten Stand der Technik und den Sicherheitsanforderungen angepasst. Beispielsweise konnte die Leistung erhöht werden, da anstelle des Reaktortypes BWR 5 die moderne Konzeption des BWR 6 trat. Anstatt einer Turbine mit 1500 U/min wurde eine solche von 3000 U/min vorgesehen.

Schliesslich stellten im Laufe der Jahre auch die Sicherheitsbehörden immer höhere Ansprüche, was zu einer vermehrten Berücksichtigung der Kriterien Flugzeugabsturz, Erdbeben, Grundwasserschutz und Sabotage führte.

Das Projekt, das realisiert wird, ist demnach wie folgt zu beschreiben:

3.2 Standort

Der Standort des Kernkraftwerkes liegt auf der Südbank des Rheines auf einer Schotterterrasse östlich der Einmündung der Ergolz in den Rhein zwischen den Gemeinden Kaiseraugst und Rheinfelden. Das Areal wird südlich durch die

Nationalstrasse N 3 Basel–Zürich und nördlich durch Kantonsstrasse und SBB-Linie begrenzt. Das Terrain fällt in zwei Stufen von je etwa 15 mm Rheinufer ab. Das Gebiet ist sehr gut durch Zufahrten per Strasse und Eisenbahn erschlossen. Für den Transport von Schwerkomponenten ist der Rhein schiffbar bis zum Auhafen, der 7 km stromabwärts liegt. Die Hochspannungsleitung, an die der Anschluss an das schweizerische und europäische Verbundnetz erfolgen kann, führt entlang der N 3, wenige Meter vom Kraftwerk entfernt, vorbei.

3.3 Gesamtkonzept

Folgende Richtlinien wurden der Planung u. a. zugrunde gelegt:

- Vermeidung von Beschädigungen von sicherheitstechnisch wichtigen Anlageteilen bei extremen äusseren Einwirkungen (Erdbeben, Explosion, Sabotage)
- Starke Stahlbetonhülle (sekundäres Containment) und örtliche Trennung der redundanten Sicherheitssysteme zum Schutz gegen Flugzeugabsturz, Explosionen und Sabotage
- Vollständiger und kontrollierbarer Schutz des Grundwassers
- Minimalisierung der Einwirkungen auf die Umwelt
- Klare Trennung der Kühlsysteme, der elektrischen Leitungen und Steuerkabel sowie der Brandabschnitte
- Übersichtlichkeit der Anlage, Zugänglichkeit zu allen Gebäuden und einfache Fluchtwege
- Übersichtlichkeit über strahlenschutztechnische Zoneneinteilung und strahlenschutzfreundliche Auslegung
- Betriebs- und Wartungsfreundlichkeit
- Erleichterung von Wiederholungsprüfungen, Ausbau und Unterhalt von Komponenten.

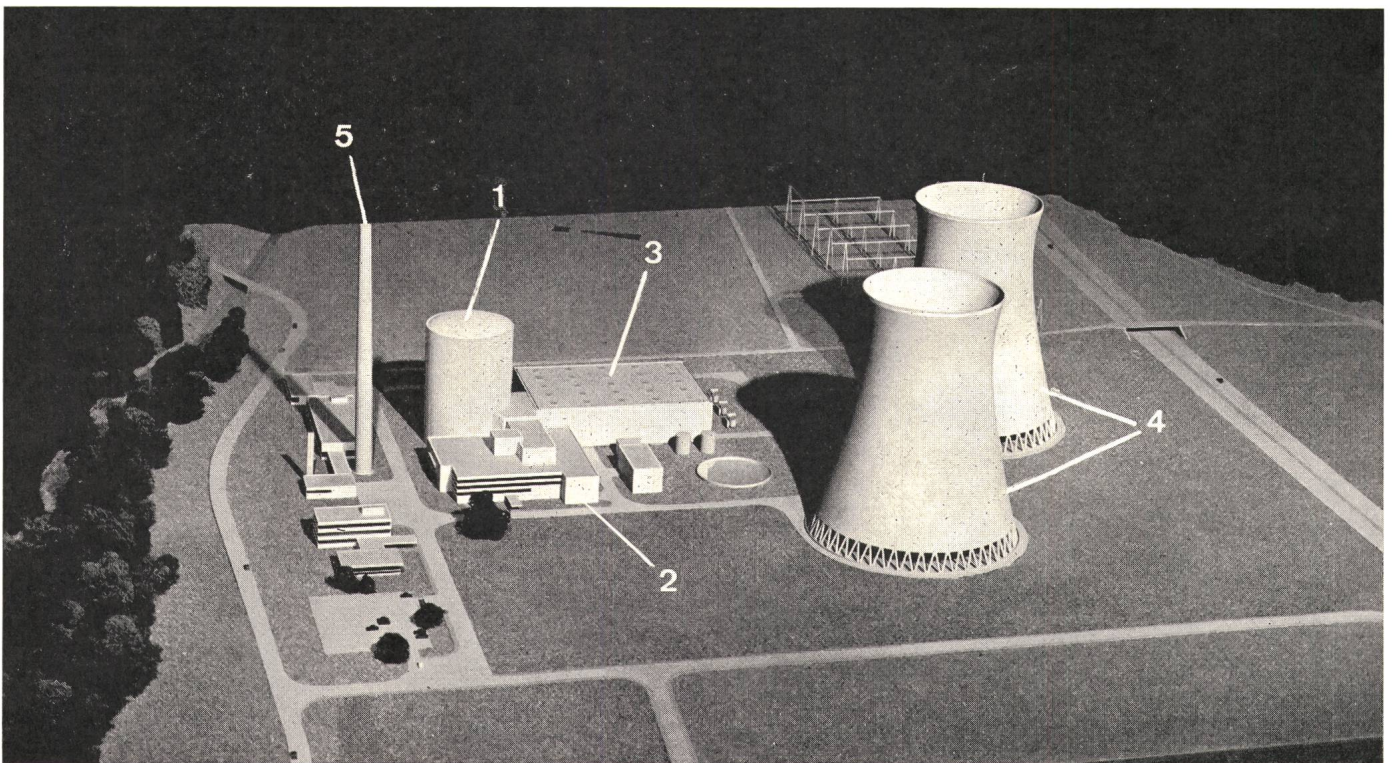


Fig. 1 Modell des Kernkraftwerkes Kaiseraugst

- | | |
|---|-----------------|
| 1 Reaktorgebäude | 3 Maschinenhaus |
| 2 Reaktorhilfsgebäude
und Abfallaufbereitungsgebäude | 4 Kühltürme |
| | 5 Abluftkamin |

Das zylindrische Reaktorgebäude ist mit einem verbun-
 kerten Ringraum umgeben, in dem die Notstromdiesel und
 die Notleitstände untergebracht sind. Um das Reaktor-
 gebäude sind die übrigen Gebäude des Kraftwerkblocks
 gruppiert: das Maschinenhaus, das Elektrogebäude sowie das
 Aufbereitungs- und Lagergebäude für radioaktive Abfälle.
 Das Kühlwasser wird in den beiden Naturzugkühltürmen
 von 115 m Höhe und 92 m Basisdurchmesser rückgekühlt.
 Das Nebenkühlwasser wird in einem unterirdischen Stollen
 vom Rhein hergeleitet.

3.4 Reaktoranlage

Die Dampferzeugungsanlage wird nach der neuesten
 General-Electric-Baulinie BWR 6 ausgeführt. Der im Siede-
 wasserreaktor erzeugte Dampf (5648 t/h) wird direkt zur
 Turbine im Maschinenhaus geleitet. Die Wärme wird im
 Reaktorkessel durch 592 Brennelemente mit 111 Tonnen
 Uran einer mittleren Anreicherung von 2,75 % U-235 er-
 zeugt, die bei Vollast eine thermische Leistung von
 2894 MW abgeben. Jedes Brennelement enthält 63 Brenn-
 stäbe mit einer aktiven Länge von 376 cm und einem äus-
 seren Durchmesser von 12,5 mm. Zur Wärmeabfuhr durch-
 strömen den Reaktorkern 38 329 t/h vollentsalztes Wasser.
 Dabei wird ein Teil des Wassers im Reaktorkern in zwei
 äusseren Loops rezirkuliert. Das Wasser wird von 278,3 °C
 auf 287,8 °C aufgeheizt, dabei zum Sieden gebracht und der
 Sattdampf der Turbine zugeführt. Die Feinregelung der Lei-
 stung wird durch 145 Steuerstäbe und durch Regelung der
 Reaktorwasser-Umwälzmenge vorgenommen. Die Steuer-
 stäbe fahren unterhalb des Reaktors in den Kern ein. Die
 Schnellabschaltung des Reaktors erfolgt normalerweise
 durch rasches Einfahren der Kontrollstäbe. Ein zweites Si-
 cherheits-Schnellabschaltensystem, redundant zum ersten, wird
 durch Injektion von borhaltigem Wasser bewerkstelligt. Der
 Reaktorkessel hat (in runden Zahlen) einen Durchmesser
 von 5,5 m, eine totale Höhe von 21 m und eine minimale
 Wandstärke von 13,5 cm, sein Transportgewicht beträgt
 gegen 500 Tonnen.

Der in den Turbinen entspannte Sattdampf wird im Kon-
 densator kondensiert und über Vorwärmer zum Reaktor zu-
 rückgeleitet.

Jedes Jahr wird etwa ein Drittel der Brennelemente bei
 abgeschaltetem Reaktor ausgewechselt. Die ausgebrannten
 Elemente werden im Brennstofflagerbecken des Reaktor-
 gebäudes gelagert. Zum Abtransport in die chemische Wie-
 deraufbereitungsanlage werden die bestrahlten Elemente in
 einen strahlenabgeschirmten Transportbehälter gebracht.

Alle Abwässer aus der Reaktoranlage werden einer Ver-
 dampferanlage zugeführt, so dass nur durch Destillation ge-
 reinigtes Wasser an die Umwelt abgegeben wird. Die in den
 Abwasserverdampfern anfallenden leicht aktiven Konzen-
 trate werden verfestigt und wie die anderen festen Abfälle in
 Fässer verpackt. Es ergeben sich etwa 500 Abfallfässer pro
 Jahr, die zunächst im Kraftwerk gelagert werden. Die Lager-
 kapazität im Kernkraftwerk für verfestigte und feste ver-
 packte radioaktive Abfälle reicht für etwa 10 Betriebsjahre.

Ein Doppelcontainment hält radioaktive Stoffe selbst
 beim Bruch der grössten Rohrleitung im Reaktorkreislauf
 zurück. Das Primärcontainment funktioniert als Druckunter-
 drückungssystem. Nach einem Rohrleitungsbruch im Sicher-
 heitsdruckbehälter würde der Dampf durch die vertikalen

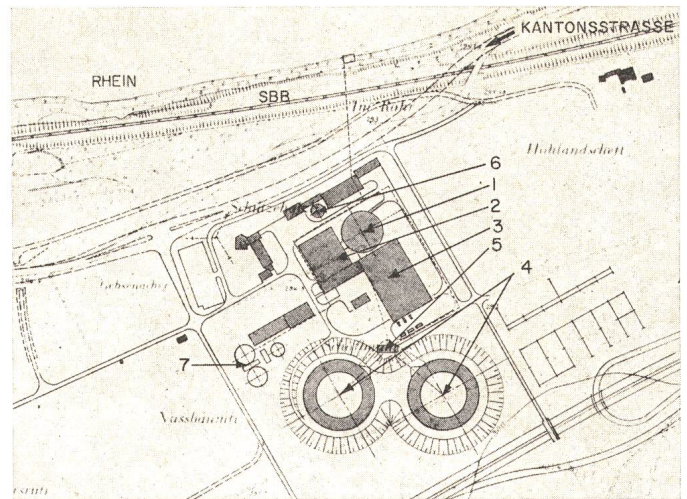


Fig. 2 Situationsplan des Kernkraftwerks Kaiseraugst

- | | |
|-------------------------------------|---------------------------------|
| 1 Reaktorgebäude | 4 Kühltürme |
| 2 Reaktorhilfsgebäude | 5 Hauptkühlwasser-Pumpenhaus |
| und Abfallaufbereitungs-
gebäude | 6 Abluftkamin |
| 3 Maschinenhaus | 7 Kühlwasseraufbereitungsanlage |

Kondensationsrohre in das Wasserbecken der Druckabbau-
 kammer gedrückt und dort kondensiert. Die Druckschale des
 Primärcontainments besteht aus teilweise vorgespanntem ar-
 miertem Beton von 2,3 m Dicke und ist auf der Innenseite
 mit einer verschweissten dichten Stahlauskleidung versehen.
 Das Sekundärcontainment oder Reaktorgebäude aus armier-
 tem Beton wird im Mittel etwa 1,2 m dick ausgeführt und
 wirkt als Strahlenabschirmung und Schutzmantel gegen äus-
 sere Einwirkungen für alle Anlagenteile der Reaktoranlage.

Im Reaktorgebäude wird gegen die Aussenatmosphäre ein
 Unterdruck aufrechterhalten, so dass keine Radioaktivität
 direkt nach aussen gelangen kann. Die Abluft wird über
 Absolut- und Aktivkohlefilter in ein 100 m hohes Kamin
 geleitet.

3.5 Turbo-Generator-Anlage

Die Turbine besteht aus einem doppelflutigen Hoch-
 druck- und drei doppelflutigen Niederdruckzylindern. Der
 Dampf wird nach dem Hochdruckzylinder im kombinierten
 Wasserabscheider/Zwischenüberhitzer getrocknet und mit
 Frischdampf überhitzt, bevor er in die Niederdruckzylinder
 eintritt. Der in der Turbine entspannte Dampf wird im Ver-
 dunster niedergeschlagen und durch Dampfstrahler entgast.
 Die Kondensatpumpen fördern das Kondensat über die Rei-
 nigungsanlage zu den Niederdruckvorwärmern in den
 Speiswasserbehälter. Von da gelangt das Wasser durch zwei
 Speiswasserpumpen über die zweistufigen Hochdruckvor-
 wärmer in den Reaktorkessel. Der Kondensator wird durch
 Kühlwasser der Kühlturmanlage beaufschlagt.

Der Generator ist eine direkt angetriebene Dreiphasen-
 maschine. Die Statorwicklung und -klemmen des Generators
 sind wassergekühlt, der Reaktor und das Statorblechpaket
 hingegen sind wasserstoffgekühlt. Die Erregung des Genera-
 tors wird von den Generatorklemmen gespiesen und über
 Erregertransformator und stationäre Thyristoren auf die Er-
 regerschleifringe gegeben. Die Reaktorleistung richtet sich
 nach dem von der Anlage verlangten Bedarf. Sie wird durch
 die Position der Steuerstäbe und durch das Reaktorwasser-
 Umwälzsystem (Rezirkulation) geregelt.

3.6 Kühlsysteme

Der Hauptkühlkreislauf übernimmt die Abwärme (Kondensationswärme) von etwa 1920 MW und führt sie zu den beiden Naturzugkühltürmen, wo sie teils durch Verdunstung, teils durch direkte Wärmeübertragung an den Luftstrom und in die Atmosphäre abgegeben wird. Die dabei auftretenden Wasserverluste (Verdunstung und Abschlammung) werden durch entkarbonisiertes Wasser, das dem Rhein entnommen wird, ersetzt.

Die Kühltürme sind vom Verdunstungstyp und sind so ausgelegt, dass sie entsprechend ihrer Charakteristik bei allen auftretenden Wetterbedingungen die gesamte Abwärme abzuführen vermögen, ohne im Kondensator das zulässige Vakuum zu unterschreiten. Die beiden Kühltürme sind 115 m hoch und haben einen Durchmesser von 92 m an der Basis.

Alle Kühlkreisläufe, die Aktivität enthalten könnten, werden durch geschlossene Zwischenkühlkreisläufe gekühlt. Diese ihrerseits werden sekundärseitig durch die Nebenkühlwasserkreisläufe gekühlt. Im Normalbetrieb wird dieses Wasser durch einen unterirdischen Stollen vom Rhein bezogen, kann aber auch redundant in einem Hilfskreislauf über die Kühltürme rückgekühlt werden.

3.7 Sicherheitsaspekte

Der Reaktorkessel mit den zugehörigen Komponenten ist im Primärcontainment eingeschlossen, das einen Überdruck von 3 bar aushalten kann. Im unwahrscheinlichen Fall eines Kühlmittelverlustes durch Rohrleitungsbruch einschliesslich Primärkreis-Rohrbruch wird der entstehende Dampf in der Druckabbaukammer kondensiert.

Drei unabhängige Notkühlsysteme sind in der Lage, den Reaktorkern zu fluten und so zu vermeiden, dass die Kühlung der Brennstoffelemente bei einem solchen Unfall aussetzt. Zwei Notkühlsysteme gewährleisten die Kühlung zur Abfuhr der Nachwärme nach abgeschaltetem Reaktor. Die Anlage wird so ausgelegt, dass deren Sicherheit auch gewährleistet ist bei allen erdenklichen Störfällen wie Kurzschluss, Brand, Bedienungsfehler sowie unter aussergewöhnlichen äusseren Einwirkungen.

Trotz der geringen Wahrscheinlichkeit wird auch einem Absturz eines Flugzeugs voll Rechnung getragen. Dies führt zu einer erheblichen Wandstärke des Reaktorgebäudes (Sekundärcontainment). In diesem verbunkerten Gebäude sind auch das Brennstofflager für gebrauchten Brennstoff sowie das Not- und Nachkühlsystem untergebracht. Ebenfalls verbunkert sind die Notstromdiesel und die Notleitstände.

Gegen eine Explosion von aussen, herrührend von Fahrzeugen, die mit explosionsgefährlichen Stoffen beladen sind, oder Sabotage, sind besondere Vorkehrungen für alle Gebäude und Anlageteile getroffen, welche für die Betriebssicherheit der Reaktoranlage notwendig sind.

Alle betriebs- und sicherheitstechnisch wichtigen Gebäude sind gegen Erdbeben ausgelegt.

Es sind auch Vorkehrungen zum Schutz gegen Sabotage von Einzelpersonen oder Terroristen getroffen worden.

Bei Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung treten die schnellstartenden Notstromdiesel in Aktion, um die Reaktoranlage sicher abfahren zu können.

Ein besonderes Augenmerk wird bei der Planung auf Gewährleistung der Rückhaltung von radioaktiven Stoffen ge-

legt. Die Freisetzung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen ist minimal bei normalem Betrieb und extremen Unfallbedingungen. Die Strahlendosen ausserhalb der Kernkraftwerkanlagen sind weit unterhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte und betragen ausserhalb des Kraftwerkareals in der Grössenordnung von 1 % der natürlichen Strahlendosis.

Wesentliche Elemente der Rückhaltung der Radioaktivität sind die mehrfachen Barrieren (Brennstoff, Hülle, Primärkreis, Primärcontainment und Sekundärcontainment) und die wirksame Reinigung durch Stofftrennverfahren der Abwässer durch Ionenaustausch und Destillation sowie der Abluft durch Filtrierung mit adsorbierender Aktivkohle.

4. Ersteller und Bauprogramm

Am 9. April 1974 wurde in Baden zwischen der Kernkraftwerk Kaiseraugst AG und einem Lieferkonsortium, bestehend aus Brown, Boveri AG, Baden, und General Electric Technical Services Co., Inc. (GETSCO), welche gemeinsam die Leitung innehaben, sowie SOGERCA (von der französischen Gruppe CGE) und CEM, der französischen Gesellschaft der BBC-Gruppe, der Werkvertrag über die schlüsselfertige Lieferung des nuklearen und des thermischen Teils des Kernkraftwerkes unterzeichnet. Mit dieser Unterzeichnung wird ein Vertrag rechtskräftig, der bereits 1970 weitgehend ausgehandelt und während der Verzögerungen im Bewilligungsverfahren der Entwicklung der Technik angepasst wurde. Um den Terminplan einhalten zu können, haben die Lieferanten bereits Anfang 1974 ihre Arbeit aufgenommen.

Das sogenannte unabhängige Los, welches vor allem die Kühlsysteme einschliesslich Kühltürme, die Infrastruktur der Anlage und die Energieableitung umfasst, wird von der Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG erstellt.

Die administrativen und technischen Obliegenheiten des Bauherren werden gemeinsam durch Motor-Columbus AG und Electricité de France wahrgenommen, welche ihrerseits die Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG für alle technischen Beratungs- und Bauüberwachungsaufgaben zuzieht.

Nach dem Terminplan beträgt die Bauzeit 59 Monate, und die Inbetriebsetzung soll im Herbst 1978, die Übernahme des Werkes Anfang 1979 erfolgen. Es darf somit damit gerechnet werden, dass das Kernkraftwerk Kaiseraugst im Winter 1978/79 bereits Strom an das Netz wird abgeben können.

5. Gründung der Kernkraftwerk Kaiseraugst AG

Nach Erteilung der Baubewilligung durch den Gemeinderat Kaiseraugst erachteten die Partner des Studienkonsortiums den Zeitpunkt für gekommen, zur Gründung der Bau- und Betriebsgesellschaft in Form einer Aktiengesellschaft zu schreiten.

Am 29. Januar 1974 wurde in Aarau die Kernkraftwerk Kaiseraugst AG gegründet. Dieser gehören folgende Aktionäre an:

Aare-Tessin AG für Elektrizität	10 %
Aargauisches Elektrizitätswerk	5 %
Badenwerk AG	7,5 %
Bernische Kraftwerke AG Beteiligungsgesellschaft	5 %
Centralschweizerische Kraftwerke	5 %

Charakteristische Daten des Kernkraftwerkes Kaiseraugst

Bauherr	Kernkraftwerk Kaiseraugst AG (Sitz in Kaiseraugst)
Nutzleistung des Kraftwerkes	925 MWe netto
Energieproduktion bei Vollastbetrieb während 7000 h pro Jahr	6475 Millionen kWh
Reaktortyp	Siedewasser, Typ General Electric
Thermische Leistung des Reaktors	2894 MW _{th}
Gewicht der totalen Brennstoffladung	ca. 110 Tonnen Uran
Brennstoffbedarf bei 7000 Vollaststunden pro Jahr	ca. 26 Tonnen/Jahr
Kernbrennstoff	Uranoxyd (UO ₂) mit 2,75 % U-235
Dampfturbinentyp	Sattdampfturbine Typ Brown Boveri, 3000 U/min
Dampfdaten-Turbineneintritt	66 bar, 282 °C Sattdampf
Kühlung des Kraftwerkes	2 Naturzugkühltürme, Höhe 115 m, Basisdurchmesser 92 m, mit Wasserabscheider
Kühlwasserumlauf in den Kühltürmen	ca. 31,5 m ³ /s
Eintritts-/Austritts-Temperaturen in den Kühltürmen	37 °C/22,5 °C
Wasserverbrauch (Verdunstung)	ca. 0,6 m ³ /s (Jahresmittel)
Bauzeit	5 Jahre
Gesamtanlagekosten	ca. 1700 Millionen Franken
Betriebspersonal des Kraftwerkes	ca. 120 Personen

Electricité de France, Service national	20 %
Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG	5 %
Elektro-Watt AG	5 %
Motor-Columbus AG	5 %
Nordostschweizerische Kraftwerke AG	10 %
Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG	7,5 %
Schweizerische Aluminium AG	10 %
SA l'Energie de l'Ouest-Suisse	5 %

Die Gesellschaft verfügt gegenwärtig über ein zu 60 % liberiertes Aktienkapital von 100 Millionen Franken, das sukzessive auf 360 bis 450 Millionen Franken erhöht werden wird. Die administrative Geschäftsleitung ist der Motor-Columbus AG, Baden, übertragen, während die technische Projektleitung für die Bau- und Inbetriebsetzungsphase von MC ING und EdF gemeinsam betreut wird.

6. Finanzierung

Der Kapitalbedarf für die Erstellung des gesamten Werkes, einschliesslich Bauzinsen und Kosten für die erste Kernladung, beträgt auf der Preisbasis Anfang 1974 rund 1,7 Milliarden Franken. Infolge der bis zur Bauvollendung zu erwartenden Teuerung muss allerdings damit gerechnet werden, dass sich dieser Betrag noch entsprechend erhöht.

Es ist vorgesehen, das Werk einerseits durch entsprechende Erhöhung des Grundkapitals, woran anteilmässig zu beteiligen sich die Aktionäre der Gesellschaft verpflichtet haben, und andererseits durch die Begebung von Obligationen anleihen zu finanzieren. Weitere Mittel sollen, sofern notwendig, durch Darlehen und Vorschüsse von Banken aufgebracht werden.

Da mit einer Bauzeit von 5 Jahren zu rechnen ist, werden die Anleihen der Kernkraftwerk Kaiseraugst AG jährlich

einen Gesamtbetrag von gegen 300 Millionen Franken erreichen. Auch unter Berücksichtigung der gleichzeitig zu finanzierenden übrigen Kernkraftwerke wird der Kapitalmarkt dadurch nicht stärker belastet, als dies während des Baues der grossen schweizerischen Wasserkraftwerke der Fall war.

7. Schlussbemerkung

Die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Kaiseraugst gegen Ende dieses Jahrzehnts wird eine weitere spürbare Verlagerung der Elektrizitätsversorgung unseres Landes auf den nuklearen Sektor bringen. Sie wird auch dazu führen, dass der sich abzeichnende Versorgungsengpass überwunden oder wenigstens doch erheblich gemildert werden kann. Sie wird schliesslich dazu beitragen, dass der Anteil der Elektrizität an die Energieversorgung unseres Landes besser gehalten werden kann und die Abhängigkeit vom Öl nicht noch grösser wird.

Das Kernkraftwerk Kaiseraugst ist aber auch ein Beispiel internationaler Kooperation auf dem Sektor der Energieversorgung. Das Zusammenwirken schweizerischer mit französischen und deutschen Partnern führt zu einem vielfältigen Erfahrungsaustausch und zur Zusammenarbeit auf zahlreichen technischen Gebieten. Das gute Einvernehmen würde sich mit Sicherheit auch in allfälligen Krisensituationen bezahlt machen. Kaiseraugst darf als ein Stück praktizierter europäischer Integration angesehen werden.

Adresse des Autors:

Kernkraftwerk Kaiseraugst AG, c/o Motor-Columbus AG, Parkstrasse 27, 5401 Baden.

Kernkraftwerk Leibstadt

C'est de juin 1970 que date la fondation du Consortium d'études de la centrale nucléaire de Leibstadt sous la direction commerciale et technique de l'Electrowatt S.A., Zurich. Celle de la S.A. de construction de la centrale nucléaire de Leibstadt remonte à fin 1973. Il est prévu d'ériger sur la commune de Leibstadt, en rive argovienne du Rhin, une centrale nucléaire du type à eau bouillante avec une puissance de 940 MW.

La centrale nucléaire sera réalisée par le Consortium BBC/General Electric, BBC se voyant confiée la partie thermique et General Electric la partie nucléaire.

Selon le programme d'avancement des travaux, la centrale pourra prendre son service au début de l'hiver 1978/79.

Die Gesellschaft

Die ersten Vorarbeiten für dieses Werk am aargauischen Ufer des Rheins gehen auf das Jahr 1964 zurück und wurden von einer Interessengemeinschaft, bestehend aus der Elektrowatt AG und ihr nahestehenden Unternehmungen einerseits und der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG, Essen, andererseits, durchgeführt. Im Juni 1970 wurde auf breiter partnerschaftlicher Grundlage das Studienkonsortium Kernkraftwerk Leibstadt gegründet. Nach Abwicklung der verschiedenen Bewilligungsverfahren trat das Projekt Ende 1973 in die Phase der Verwirklichung.

Am 26. November 1973 erfolgte die Gründung der *Kernkraftwerk Leibstadt AG*, der folgende Aktionäre angehören:

Gesellschaft	Anteil am Aktienkapital in %
Aare-Tessin Aktiengesellschaft für Elektrizität, Olten	10
Aargauisches Elektrizitätswerk, Aarau	5
Badenwerk AG, Karlsruhe	7,5
Bernische Kraftwerke AG, Beteiligungsgesellschaft, Bern	7,5
Centralschweizerische Kraftwerke, Luzern	10
Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg	15
Elektrowatt AG, Zürich	5
Kraftübertragungswerke Rheinfelden, Rheinfelden (BRD)	5
Kraftwerk Laufenburg, Laufenburg	5
Motor-Columbus AG, Baden	5
Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden	8,5
SA l'Energie de l'Ouest-Suisse, Lausanne	5
Schweizerische Aluminium AG, Zürich	6,5
Schweizerische Bundesbahnen, Bern	5

Am 1. Dezember 1973 wurde dem Lieferantenkonsortium Brown Boveri/General Electric Technical Services Co. der Auftrag für das schlüsselfertige Los des Kraftwerkes erteilt. Getsco liefert das nukleare Dampferzeugungssystem und zugehörige Nebensysteme, BBC die Turbogeneratorenanlage mit den Hilfsbetrieben, die elektrische Ausrüstung und die Bauten. Die Ingenieurarbeiten für die Nebenanlagen (Kühlturm, Wasserversorgung, Nebengebäude usw.) werden von der Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, ausgeführt.

Der Standort

Der für das Kernkraftwerk gewählte Standort liegt in der Gemeinde Leibstadt am aargauischen Ufer des Rheins unmittelbar unterhalb der Aaremündung. Standortuntersuchungen hatten die Eignung dieses Geländes für ein

Die Gründung des Studienkonsortiums Kernkraftwerk Leibstadt erfolgte unter der Geschäfts- und Projektleitung der Elektrowatt AG, Zürich, im Juni 1970, diejenige der Baugesellschaft Kernkraftwerk Leibstadt AG Ende 1973. Es ist geplant, in der Gemeinde Leibstadt am aargauischen Ufer des Rheins ein Kernkraftwerk des Siedewassertyps mit einer Leistung von 940 MW zu errichten.

Erstellt wird das Kernkraftwerk durch das Baukonsortium BBC/General Electric, wobei BBC den thermischen und General Electric den nuklearen Teil betreut.

Bei einem planmässigen Verlauf der Bauarbeiten kann das Werk seinen Betrieb auf den Beginn des Winter 1978/79 aufnehmen.

Kernkraftwerk in bezug auf Bodenbeschaffenheit, Energieabtransport, Kühlwasserversorgung und Zugänglichkeit für Schwertransporte bestätigt.

Die Gestaltung des Projekts kommt den Anforderungen des Umweltschutzes in hohem Masse entgegen. Folgende Massnahmen sind getroffen worden:

– Absenkung des Kraftwerkes und des Kühlturms gegenüber dem ursprünglichen Niveau und dem umgebenden Terrain um 8 m bzw. 15 m aus Gründen des Landschafts- und Lärmschutzes.

– Verzicht auf direkte Flusswasserkühlung. Die Auswirkungen des Kühlturms sind nach eingehenden Untersuchungen als minim und auf die unmittelbare Umgebung des Kühlturms beschränkt bezeichnet worden.

Das für den Bau des Kernkraftwerkes Leibstadt vorgesehene Gelände wurde schon in den Jahren 1964/65 erworben; es umfasst 25 Hektaren und liegt auf einer Terrasse etwa 30 m über dem Rhein. Eingehende Untersuchungen des Baugrundes haben ergeben, dass die Terrasse aus Schotter guter Tragfähigkeit besteht. In südwestlicher Richtung wird das Baugelände durch die zukünftige Rheintal-Expresstrasse vom übrigen Gemeindegebiet abgetrennt werden. Für ein solches Bauvorhaben müssen Zufahrten für die notwendigen Schwertransporte gewährleistet sein, was bei Leibstadt zutrifft. Die Modellaufnahme Fig. 1 vermittelt einen Eindruck von der Disposition der Anlage im Gelände.

Der Standort Leibstadt liegt in der Nähe der Hauptverbraucherzentren, und dank der geringen Entfernung zur 380-kV-Leitung Laufenburg-Beznau ist nur eine kurze Verbindungsleitung für den Anschluss an das schweizerische Hochspannungsnetz erforderlich.

Das Werk

Kernkraftwerke bis 1300 MW elektrische Leistung stehen heute in Deutschland und in den USA im Bau; die für Leibstadt vorgesehene Grösse von 942 MW entspricht der zweitgrössten Leistungsklasse und wurde ebenfalls bereits für viele Anlagen – so auch für andere schweizerische Projekte – gewählt. Aufgrund einer im Frühjahr 1971 durchgeführten Ausschreibung wurden die Angebote für schlüsselfertige Kernkraftwerke verschiedener Lieferanten bearbeitet. Die eingehende technische und wirtschaftliche Überprüfung dieser Angebote führte das Studienkonsortium im Dezember 1972 zur Wahl des Konsortiums BBC/General Electric, in

dem BBC den thermischen und General Electric den nuklearen Teil betreut.

Das Werk wird mit einem Siedewasserreaktor – entsprechend dem Kernkraftwerk Mühleberg – ausgerüstet werden. Der Reaktor wird mit leicht angereichertem Uran betrieben. Der Reaktorkern besteht aus 616 Brennelementen, die aus je 63 zylindrischen Brennstoffstäben aufgebaut sind. Einmal pro Jahr muss eine Teilladung dieses Kerns bei abgestelltem Kraftwerk ausgewechselt werden. Der Reaktor soll mit einer Dampfturbinengruppe von 3000 U/min. gekoppelt werden. Das projektierte Werk weist eine Leistung von 942 MW auf und liefert bei einer angenommenen Benützungsdauer von 7000 h/Jahr rund 6,5 Milliarden kWh. Neben dem vom Lieferanten zu erstellenden schlüsselfertigen Teil des Werkes werden die Kühlwasseranlage mit dem Naturzugkühlturm sowie die Nebengebäude vom Bauherrn errichtet.

Ergänzende technische Daten

Höhe des aktiven Kerns	3,76 m
Durchmesser des aktiven Kerns	4,27 m
Brennstoffinventar (Uran)	116 t
Mittlere Leistungsdichte	56 kW/1
Brennstoffmaterial	UO ₂
Anreicherung	2,6 ‰
Brennstoff-Hüllmaterial	Zircaloy-2
Umhüllungsstärke	0,86 mm
Max. Brennstofftemperatur	1830 °C
Max. Brennstoffstab-Oberflächentemperatur	380 °C
Durchmesser der Brennstoffstäbe	12,5 mm

Brennstoffstab-Abstand	16,3 mm
Anzahl Steuerelemente	149
Höhe des Reaktor-Druckgefäßes	ca. 22 m
Innendurchmesser des Druckgefäßes	ca. 6 m
Wandstärke des Druckgefäßes	ca. 150 m
Eintrittstemperatur des Kühlwassers	216 °C
Austrittstemperatur des Kühlwassers	286 °C
Dampfproduktion	1630 kg/s
Dampfdruck vor Turbine	67 bar
Höhe des Sicherheitsbehälters	63 m
Durchmesser des Sicherheitsbehälters	36 m
Auslegungsdruck des Sicherheitsbehälters (gegen Aussendruck)	1,03 bar

Die Kühlung

Für die Ableitung der Abwärme des Kraftwerkes war ursprünglich eine direkte Flusswasserkühlung mit Rheinwasser vorgesehen, wozu eine durch den Kanton zu erteilende Konzession erforderlich ist. Bekanntlich hat jedoch der Bundesrat, gestützt auf das Oberaufsichtsrecht des Bundes über die Gewässer, im März 1971 beschlossen, für künftige Kernkraftwerke am Aare-Rhein-System keine direkte Flusswasserkühlung mehr zuzulassen. Das Projekt musste deshalb auf Kühlturbetrieb umgearbeitet werden, wobei eingehende Untersuchungen aller möglichen Kühlturmtypen ergaben, dass unter den gegebenen Verhältnissen ein Naturzugkühlturm des Verdunstertyps für das Projekt Leibstadt die geeignetste Lösung bildet. Nach eingehenden Abklärungen entschied sich das Studienkonsortium Kernkraftwerk

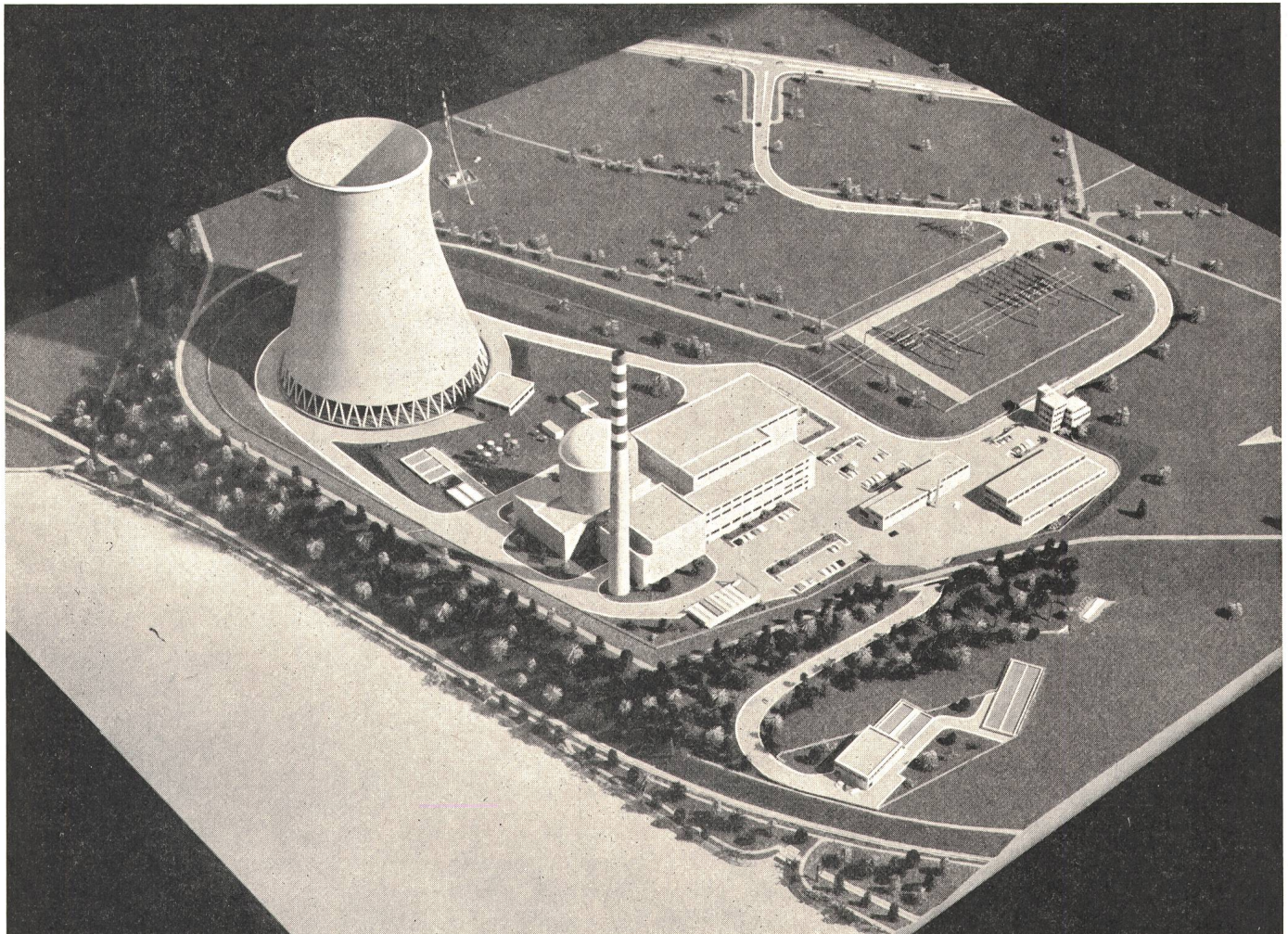


Fig. 1 Modellansicht des Kernkraftwerks Leibstadt

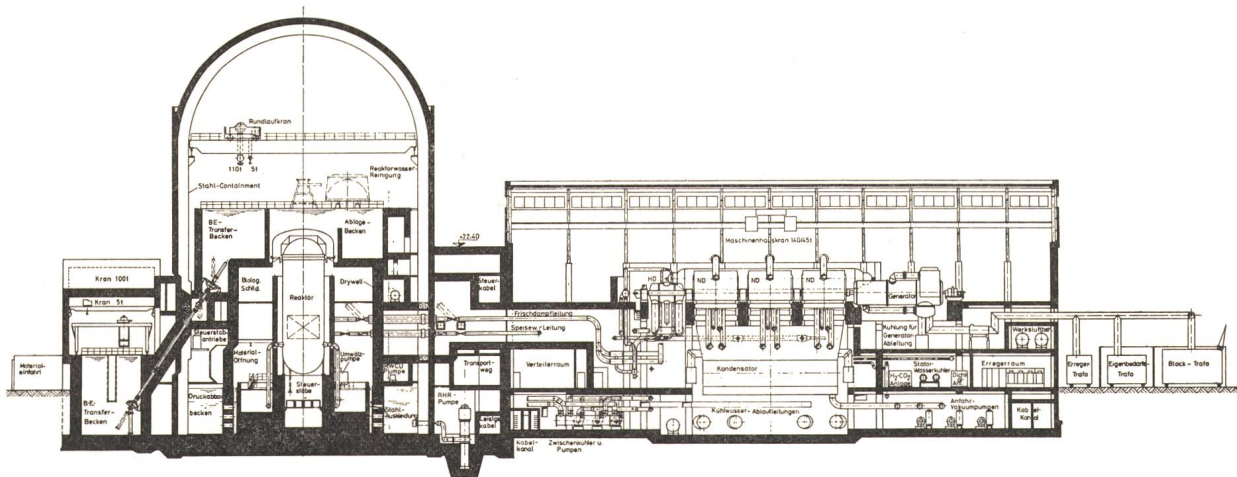


Fig. 2 Kernkraftwerk Leibstadt. Längsschnitt durch die Gebäude

Leibstadt unter Berücksichtigung der topographischen Verhältnisse für die Erstellung eines einzigen Naturzugkühlturms von etwa 140 m Höhe, der gegenüber dem umgebenden Terrain etwa 15 m abgesenkt wird. Zwischen Kühlturm und Kraftwerk werden ständig etwa $32 \text{ m}^3/\text{s}$ Wasser umgewälzt, das sich im Turbinenkondensator um $15 \text{ }^\circ\text{C}$ erwärmt und die Abwärme im Kühlturm an die Luft abgibt.

Die dabei verdunstete Menge von rund 500 l/s wird durch Wasserentnahme aus dem Rhein ersetzt.

Da Kühltürme der vorgesehenen Größenordnung für unser Land ein Novum bilden, setzte das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement nach dem erwähnten Bundesratsentscheid zur Abklärung der Auswirkungen solcher Anlagen auf die Umwelt die eidgenössische

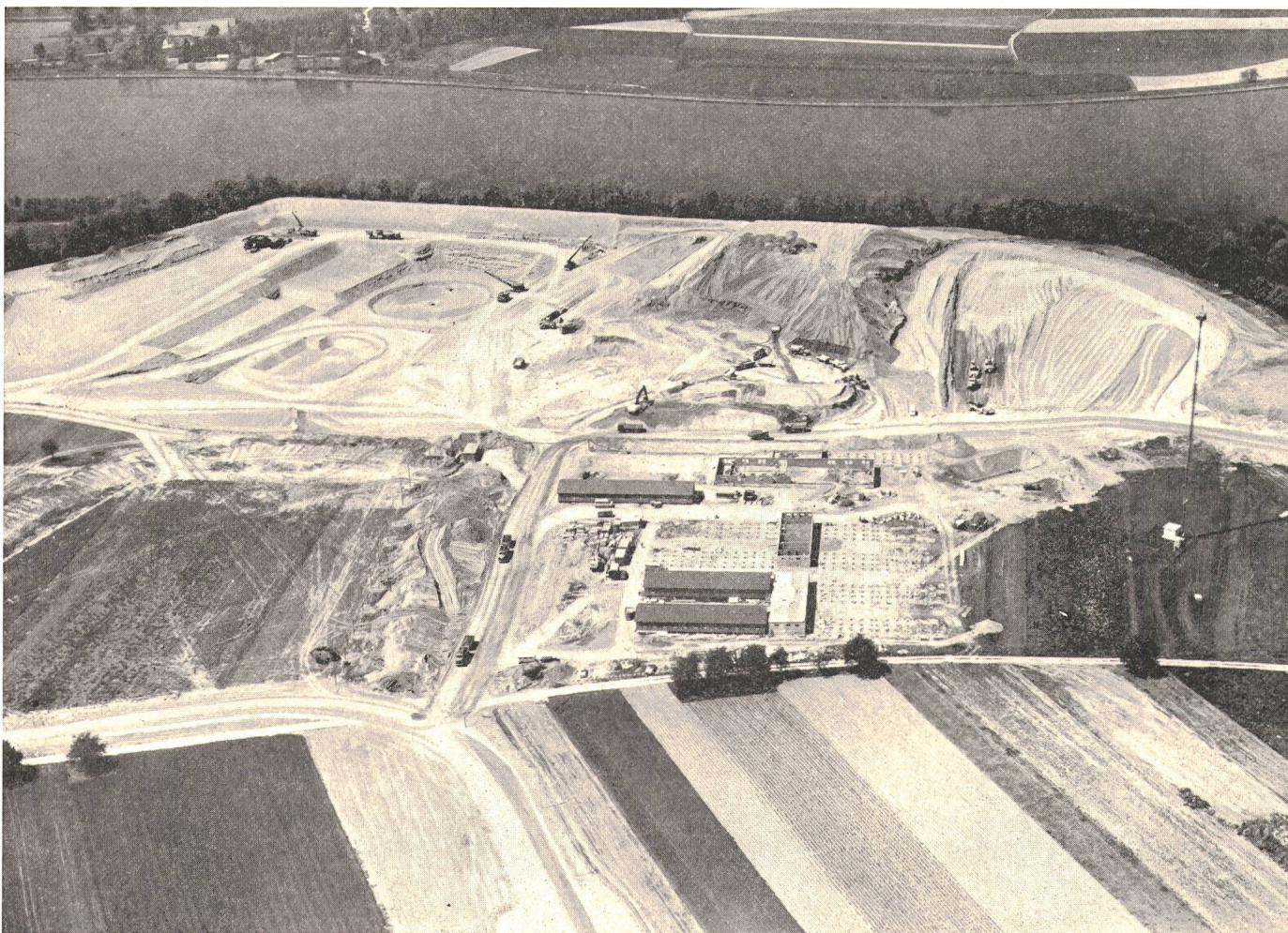


Fig. 3 Das Baugelände des Kernkraftwerks Leibstadt im Mai 1974

Der Aushub für Reaktorgebäude und Maschinenhaus ist beendet, derjenige für die Kühlturmumgebung noch in vollem Gange.

Kühlturmkommission ein, der neben Vertretern der Bewilligungsbehörden von Bund, Kanton und Gemeinde Experten für Fragen des Gewässerschutzes, von Geräuschimmissionen, des Natur- und Heimatschutzes und der Meteorologie angehören. Aufgrund eingehender Untersuchungen, die insbesondere umfangreiche meteorologische Messungen am Standort über Temperatur, Stabilität, Feuchtigkeit und Turbulenz der Luft und die Auswertung dieser Daten sowie bereits bestehender Messreihen mit einem Computerrechenprogramm umfassten, kam die Kommission an ihrer Sitzung vom 8. Juni 1972 einstimmig zum Schluss, dass sich die Auswirkungen des geplanten Kühlturms in Leibstadt auf die unmittelbare Umgebung beschränken und auch dort vernachlässigbar schwach sein werden.

Das Bewilligungsverfahren

Entsprechend der Bedeutung eines solchen Grossprojektes bilden zahlreiche Bewilligungen von Bund, Kanton und Gemeinde die Voraussetzung für dessen Verwirklichung. Die Standortbewilligung gemäss Atomgesetz ist vom Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement bereits im Jahre 1969 erteilt worden. Da sowohl Kraftwerk als auch Kühlturm industrielle Anlagen im Sinne des eidgenössischen Arbeitsgesetzes sind, ist auch eine durch den Kanton zu erteilende Plangenehmigung und Betriebsbewilligung erforderlich.

Schliesslich ist für die Erstellung des Werkes eine Baupolizeibewilligung gemäss kantonalem Baugesetz Voraussetzung. Aufgrund des geltenden Baugesetzes des Kantons Aargau musste dafür das Standortgelände vorerst in

eine Industriezone eingewiesen werden. Der entsprechende Teilzonenplan ist im Dezember 1972 durch die Gemeindeversammlung von Leibstadt genehmigt worden. Der Gemeinderat hatte darauf im Frühjahr 1973 die Baubewilligung erteilt. Die dagegen erhobenen Beschwerden sind im Oktober desselben Jahres vom Regierungsrat abgewiesen worden. Nach unbenütztem Ablauf der Beschwerdefrist ist die Baubewilligung im November 1973 rechtskräftig geworden.

Die Kosten

Der Kapitalbedarf für die Erstellung des gesamten Werkes einschliesslich Bauzinsen und Kosten für die erste Kernladung beträgt auf der Preisbasis Anfang 1974 rund 1,7 Milliarden Franken. Infolge der bis Baubeendigung zu erwartenden Teuerung muss allerdings noch mit einer entsprechenden Erhöhung der Kosten gerechnet werden.

Stand der Arbeiten

Mit den Bauarbeiten wurde Ende 1973 begonnen. Bereits im Frühjahr 1974 war der Aushub im Bereich des Reaktorgebäudes und des Maschinenhauses beendet. Die Erschliessungsarbeiten des Baugeländes sind ebenfalls durchgeführt. Die Installation der Baustelleneinrichtung ist im Gange.

Bei einem planmässigen Verlauf der Bauarbeiten kann das Werk seinen Betrieb auf den Beginn des Winters 1978/79 aufnehmen.

Adresse des Autors:

Informationsabteilung der Elektrowatt AG, 8022 Zürich.

Kernkraftwerk Bugey (Rhone, Frankreich)

Beteiligung schweizerischer Elektrizitätsgesellschaften

Von J. Vaterlaus

L'AKEB Société anonyme de participations dans l'énergie nucléaire Lucerne fondée le 29 mars 1973, a pour but d'assurer à ses actionnaires une partie de la production d'énergie des tranches 2 et 3 de la centrale nucléaire de Bugey de l'EDF en construction près de Lyon (F). La mise en service des tranches 2 et 3 est prévue au début, respectivement à la fin de l'année 1977. Pour une durée d'utilisation à pleine puissance de 6500 heures par an, ces deux tranches produiront ensemble environ 12 milliards de kWh annuellement. La production qui reviendra aux entreprises d'électricité suisses en tant qu'actionnaires de l'AKEB sera d'environ 2,1 milliards de kWh par an.

1. Energiewirtschaftliche Bedeutung

Heute deuten alle Anzeichen darauf hin, dass der Anteil der Elektrizität an der Gesamtenergieversorgung unseres Landes zunehmen wird. Insbesondere rufen auch die Massnahmen zum Schutz von Luft und Wasser, die das gesteigerte Umweltbewusstsein heute verlangt, nach zusätzlicher elektrischer Energie. Selbst dann, wenn diese Massnahmen mit einem verlangsamten Wachstum der Wirtschaft einhergehen, müsste sich dies also keineswegs in einem verminderten Zuwachs des gesamten Verbrauches an elektrischer Energie auswirken.

Das Leben in unserer Gesellschaft ist ohne elektrische Energie nicht mehr denkbar. Dabei gilt als selbstverständlich, dass diese Energie jederzeit und immer in genügender Menge zur Verfügung steht.

Die Elektrizitätswirtschaft kann aber die ihr zugewiesenen

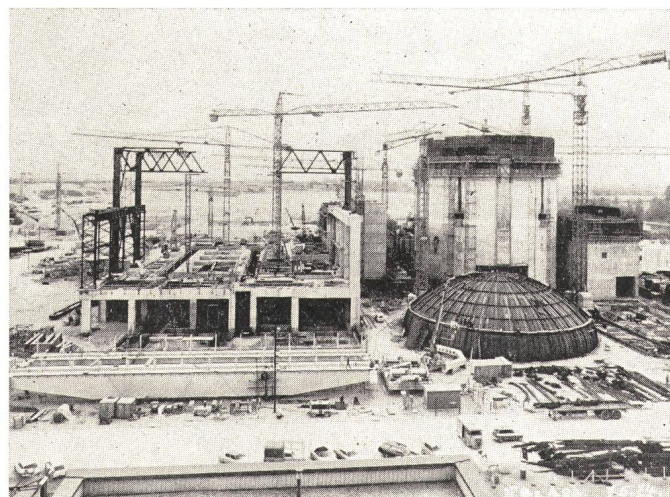


Fig. 1a Kernkraftwerk Bugey; Bauzustand im Mai 1974

und noch auf sie zukommenden Aufgaben nur erfüllen, wenn – dem steigenden Bedarf entsprechend – neue Produktionsanlagen gebaut werden können. Mit mehreren Jahren Verspätung konnte mit dem Bau von weiteren drei Kernkraftwerken in der Schweiz begonnen werden. Da aber die eingetretene Verspätung im Bau von neuen Produktionsanlagen nicht eingeholt werden kann, ist damit zu rechnen, dass ab Mitte dieses Jahrzehnts selbst bei mittlerer Wasserführung die jährlichen Fehlmengen an elektrischer Energie steigen werden.

Die am 29. März 1973 gegründete AKEB Aktiengesellschaft für Kernenergie-Beteiligungen Luzern bezweckt, ihren Aktionären einen Teil der Energieproduktion der Blöcke 2 und 3 des in der Nähe von Lyon (F) im Bau befindlichen Kernkraftwerkes der Electricité de France zu sichern. Die Inbetriebnahme der Blöcke 2 und 3 ist auf Anfang bzw. Ende 1977 vorgesehen. Bei einer angenommenen Benutzungsdauer der vollen Leistung von 6500 Stunden pro Jahr werden diese beiden Blöcke jährlich rund 12 Milliarden kWh erzeugen; davon werden den in der AKEB zusammengeschlossenen schweizerischen Unternehmen rund 2,1 Milliarden kWh zustehen.

Dieser Umstand führte dazu, dass sich verschiedene Unternehmen der schweizerischen Elektrizitätsversorgung in der Absicht zusammenschlossen, sich einen Teil der fehlenden Energie aus der französischen Kraftwerkgruppe Bugey zu sichern, die bereits im Bau ist.

2. Beschreibung des Kernkraftwerkes Bugey, Blöcke 2 und 3

Das Kernkraftwerk Bugey befindet sich an der Rhone, etwa 35 km östlich von Lyon und 4 km oberhalb des Zusammenflusses von Rhone und Ain, d. h. 65 km von der Schweizer Grenze und etwa 80 km von Genf entfernt.

Block 1 mit einer elektrischen Nettoleistung von 540 MW und einem Gas-Graphit-Reaktor französischer Konstruktion ist seit 1972 in Betrieb. Diese Reaktortechnologie erlaubt die Verwendung von Natururan als Kernbrennstoff.

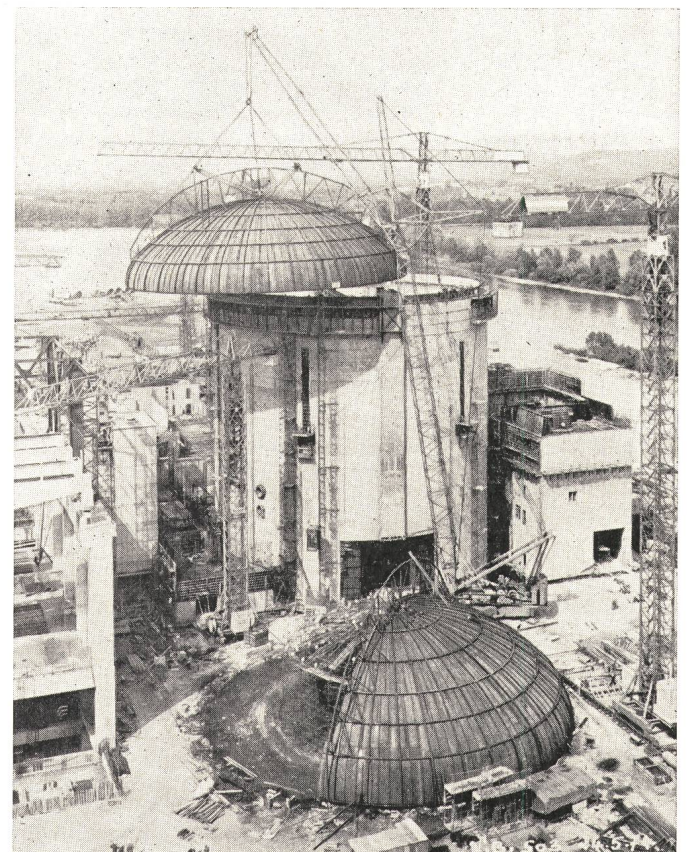


Fig. 1b Kernkraftwerk Bugey im Bau

Die beiden Blöcke 2 und 3, die zur Zeit im Bau sind, werden in unmittelbarer Nähe des ersten Blockes errichtet. Die thermische Energie wird je ein Druckwasserreaktor liefern, der in den Vereinigten Staaten durch die Gesellschaft Westinghouse entwickelt wurde und in Frankreich in Lizenz hergestellt wird. Dieser Reaktortyp gehört zur erprobten Linie der Leichtwasserreaktoren, die angereichertes Uran als Kernbrennstoff verwenden. Es wird erwartet, dass dieser Typ wirtschaftlicher betrieben werden kann als Block 1. Die Dampfturbine jedes Blockes treibt einen Generator, dessen Leistung 925 MW elektrisch beträgt. Die Kühlung der beiden neuen Blöcke erfolgt wie bei Block 1 mit dem Wasser der Rhone in einem direkten Kühlkreislauf.

Die beiden Generatoren erzeugen Energie mit einer Spannung von 24 kV, die anschliessend in je einem Transformator auf 380 kV umgespannt wird. Beide Blöcke werden an das westeuropäische 380-kV-Verbundnetz angeschlossen, in das auch die Schweiz integriert ist.

Die Inbetriebnahme der Blöcke 2 und 3 ist auf Anfang bzw. Ende 1977 vorgesehen. Die wichtigsten Anlagenteile wurden durch die EDF in den Jahren 1971/72 bestellt, insbesondere die nuklearen Dampferzeugersysteme, die Turbo-Generator-Gruppen, die Vorwärmer und die Kondensatoren; auch die wesentlichen Bauarbeiten sind vergeben und schreiten programmässig voran.

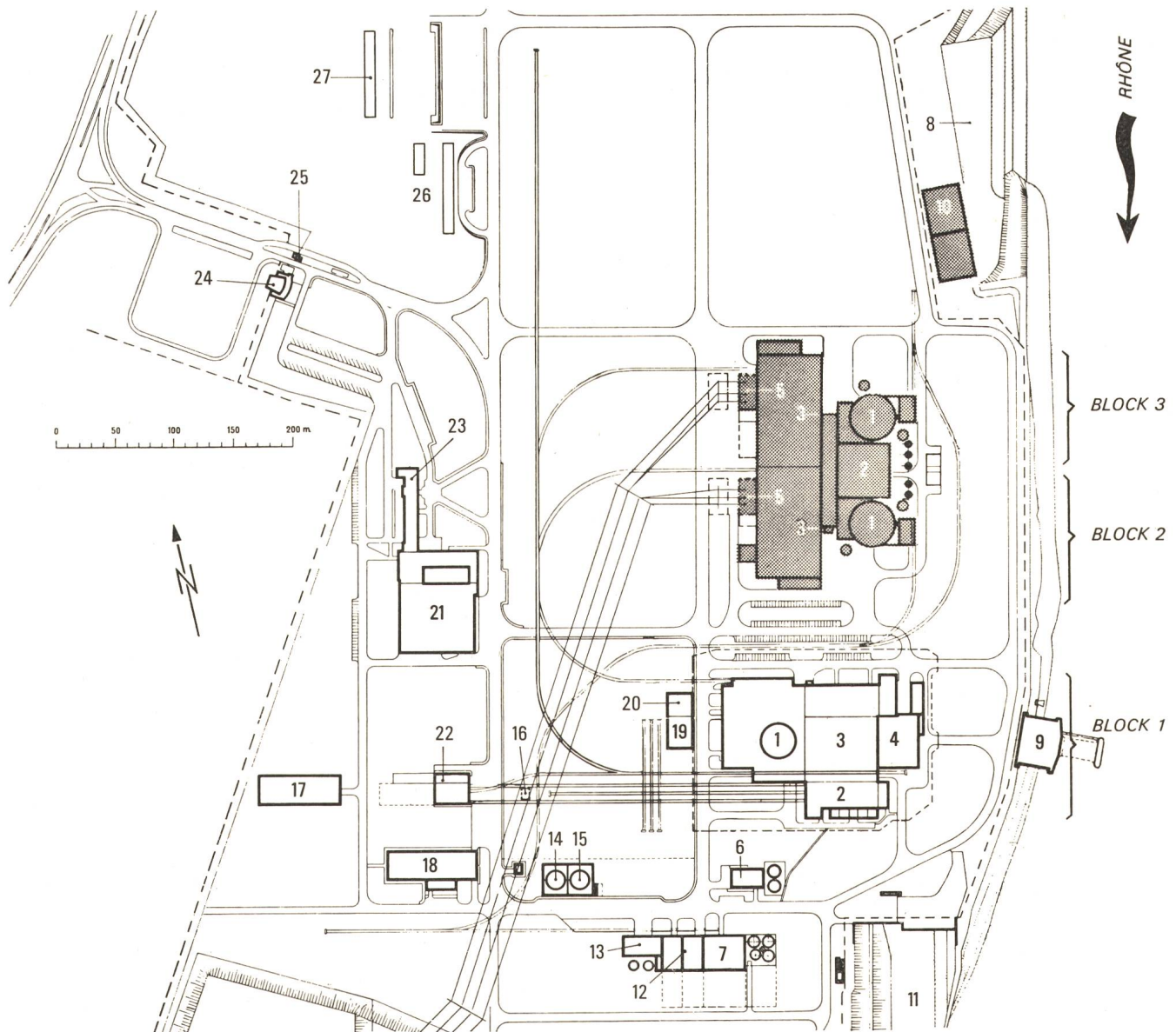


Fig. 2 Situationsplan der Blöcke 1, 2 und 3 des Kernkraftwerks Bugey

- | | | |
|---------------------------------------|---|---------------------------------------|
| 1 Reaktorgebäude | 11 Bauwerk für die Kühlwasserrückgabe | 18 Uranlager |
| 2 Reaktorhilfsgebäude | 12 Hilfsbetriebe (Heizung, Druckluft) | 19 CH ₄ -Lager |
| 3 Maschinensaal | 13 CO ₂ -Lager | 20 Sauerstofflager |
| 4 Transformatoren 225 kV | 14 Öllager | 21 Werkstätte, Ersatzteillager |
| 5 Transformatoren 380 kV | 15 Gebäude zur Lagerung der bestrahlten Graphithülsen von Block 1 | 22 Lager von schweren Ersatzteilen |
| 6 Notstromdieselgruppe | 16 Gebäude zur Lagerung fester radioaktiver Abfälle | 23 Direktion und Sanitätsdienst |
| 7 Demineralisationsanlage | 17 Gebäude zur Lagerung schwach radioaktiver Abfälle | 24 Konferenzgebäude, Ausstellungsraum |
| 8 Bauwerk für die Kühlwasserentnahme | | 25 Portier |
| 9 Pumpstation für Block 1 | | 26 Baubüro |
| 10 Pumpstation für die Blöcke 2 und 3 | | 27 Laborgebäude und Sanitätszimmer |

Bereits sind neben dem Baugelände für die Blöcke 2 und 3 die Vorbereitungsarbeiten für die Erstellung zweier weiterer Blöcke mit je einer elektrischen Nettoleistung von 925 MWe im Gange. Für die Kühlung dieser beiden zusätzlichen Blöcke sind jedoch Kühltürme erforderlich. Nach Inbetriebnahme von Block 5 wird auf dem Kraftwerksgelände in Bugey eine gesamte elektrische Leistung von mehr als 4000 MW installiert sein.

3. Schweizerische Beteiligung

Die AKEB Aktiengesellschaft für Kernenergie-Beteiligungen Luzern verfügt über 17,5 % der jeweiligen Leistung und der produzierten Energie eines jeden der Blöcke 2 und 3 des Kernkraftwerkes Bugey. Andererseits ist die AKEB vertraglich verpflichtet, die zur Finanzierung von 17,5 % der Erstellungskosten eines jeden der Blöcke 2 und 3 erforderlichen Mittel zur Verfügung zu stellen. Diese Rechte und Pflichten beruhen auf einem Vertragswerk zwischen der AKEB und der Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (EGL) bzw. zwischen der EGL und der Electricité de France (EDF).

Die AKEB Aktiengesellschaft für Kernenergie-Beteiligungen Luzern mit Sitz in Luzern wurde am 29. März 1973 gegründet. Das Aktienkapital beträgt 90 Millionen Franken. An der Gesellschaft sind beteiligt:

Azienda Elettrica Ticinese, Bellinzona	7 %
Centralschweizerische Kraftwerke, Luzern	15 %
Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg, Laufenburg	31 %
Kraftwerke Brusio AG, Poschiavo	7 %
Kraftwerke Sernf-Niedererbach AG, Schwanden	6 %
Schweizerische Bundesbahnen, Bern	13,5 %
Stadt Zürich (Elektrizitätswerk)	20,5 %

Die für die anteilige Finanzierung der Erstellungskosten notwendigen Geldmittel werden zur Zeit auf 433 Millionen französische Franken geschätzt (Preisbasis 1. Januar 1974). Überdies hat die AKEB anteilig für die Kosten der ersten Kernladung und nach der Inbetriebnahme für die entsprechenden Betriebskosten sowie ihre eigenen Kosten aufzukommen.

Bei einer Benützungsdauer von 6500 Stunden pro Jahr (bei voller Leistung) werden die Blöcke 2 und 3 zusammen jährlich rund 12 Milliarden kWh erzeugen, wovon den Aktionären der AKEB rund 2,1 Milliarden kWh zur Verfügung stehen werden. Damit wird die AKEB ab 1977 einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des zukünftigen Bedarfes an elektrischer Energie in der Schweiz leisten.

4. Charakteristische Kenndaten, Blöcke 2 und 3

Gesamtanlage

Elektrische Nettoleistung	2 × 925 MW
Lebensdauer	20 Jahre (Minimum)
Energieerzeugung bei 6500 Vollaststunden jährlich	2 × 6 Milliarden kWh
Kühlwasserbedarf	2 × 42 m ³ /s

Reaktoranlage

System:

Reaktortyp	PWR (Westinghouse)
Kernbrennstoff	angereichertes Uran
Moderator und Kühlmittel	leichtes Wasser
Ersteller	FRAMATOME
Thermische Nennleistung des Reaktors	2785 MWth

Kernbrennstoff:

Uran-Dioxyd, mittlere Anreicherung	3,32 % U235
Brennstoffstab-Umhüllung	Zircaloy
Anzahl Brennstoffstäbe pro Element	204
Anzahl Elemente	157
Länge der Brennstoffstäbe	3,86 m
Gewicht einer Brennstoffladung	70,4 t
Anzahl Regelstäbe	53

Reaktordruckgefäß:

Innendurchmesser	3,987 m
Höhe	12,322 m
Wandstärke	20 cm
Leergewicht	331 t

Druckwasserkreisläufe für Kühlung und Dampferzeugung:

Anzahl	3
Betriebsdruck im Primärsystem	155,2 bar
Wassertemperatur am Reaktoreintritt	286 °C
Wassertemperatur am Reaktorausritt	323 °C

Umwälzpumpen:

Anzahl und Leistung	3 × 5323 kW
---------------------	-------------

Dampferzeuger:

Anzahl	3
Dampfdruck (Sekundärseitig)	56 bar
Dampf Temperatur am Austritt	271 °C

Turbine-Generatorengruppe

Anzahl pro Reaktor	1
Fabrikat	Alsthom
Drehzahl	1500 U/min

Turbine:

Frischdampfdruck	55 bar
Frischdampf Temperatur	270 °C

Generator:

Nennleistung	1080 MVA
cos φ	0,94
Frequenz	50 Hz
Spannung	24 kV

Adresse des Autors:

J. Vaterlaus, dipl. El.-Ing. ETH/HTL, AKEB Aktiengesellschaft für Kernenergie-Beteiligungen Luzern, Hirschengraben 33, 6000 Luzern.

Centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin, France)

Participation d'entreprises suisses

Mit dem Zweck, ihren Aktionären auf die Dauer des Bestehens der Anlage einen Teil der Energieproduktion der 1. und 2. Etappe des Kernkraftwerkes Fessenheim (Hochrhein, Frankreich) zu sichern, wurde die Kernkraftwerk-Beteiligungsgesellschaft AG im April 1972 mit Sitz in Bern gegründet. Die drei beteiligten Gesellschaften BKW, NOK, EOS zusammen haben sich mit dieser Beteiligung je 15 % der verfügbaren Leistung der 1. und 2. Etappe gesichert, was bei einer Benutzungsdauer von 6500 Stunden pro Jahr und voller Leistung ein Energieanrecht von jährlich 1,7 Milliarden kWh ergibt.

Im Kernkraftwerk Fessenheim werden Druckwasserreaktoren zum Einsatz kommen. Der grosse Wasserdurchfluss des Grand Canal d'Alsace sichert die Kühlung der verschiedenen Einheiten.

1. La Société «Centrales Nucléaires en Participation S. A., Berne»

Cette société a été fondée le 11 avril 1972, avec siège social à Berne. Sa durée est illimitée. Elle a été inscrite au Registre du commerce le 12 avril 1972.

Son but est de permettre à ses actionnaires de s'assurer une partie de la production d'énergie des première et deuxième tranches de la centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin, France) propriété d'EdF. Elle a conclu à cet effet, avec cette dernière, un contrat correspondant. Elle peut participer à d'autres sociétés de production d'énergie électrique.

La société a trois actionnaires qui se répartissent le capital-actions à raison d'un tiers chacun. Ce sont:

- les Forces Motrices Bernoises S. A., à Berne
- les Forces Motrices du Nord-Est de la Suisse S. A., à Baden
- la S. A. l'Energie de l'Ouest-Suisse, à Lausanne

La société a confié à la S. A. l'Energie de l'Ouest-Suisse, à Lausanne, le mandat d'assumer sa gestion.

Les actionnaires de la société se sont engagés à couvrir dans la proportion de leur participation au capital social les charges annuelles de la société, qui comprennent en particulier les intérêts et le remboursement des emprunts obligataires.

Le 29 décembre 1971, les trois actionnaires, agissant au nom et pour le compte de la société, qui n'était pas encore

Fondée en avril 1972, Centrales Nucléaires en Participation S. A. (CNP) a pour but d'assurer à ses actionnaires une part de la production d'énergie des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin, France), propriété d'Electricité de France. Ses trois actionnaires, qui sont BKW, NOK et EOS, se sont ainsi assuré 15 % de la puissance disponible de chacune de ces tranches, ce qui correspond à une production annuelle d'environ 1,7 milliard de kWh pour une durée d'utilisation à pleine puissance de 6500 heures.

fondée à l'époque, ont conclu avec EdF un «contrat concernant des fournitures d'énergie et un prêt liés à la tranche 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim». Depuis lors, la société a repris de ses actionnaires les droits et obligations découlant pour eux du contrat avec EdF.

Par avenant du 31 mars 1973, les parties ont convenu de répartir sur les tranches 1 et 2 les droits et obligations de la société qui existaient sur la seule tranche 1.

Le contrat prévoit qu'EdF s'engage à mettre à la disposition de la société 15 % de la puissance disponible sur les tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim moyennant le prêt par la société à EdF d'une somme représentant 15 % des dépenses d'investissement des tranches en question. Par ailleurs, le contrat définit les modalités selon lesquelles les parties s'assureront des fournitures réciproques d'énergie en cas de défaillance de moyens de production en France ou en Suisse.

Le contrat est conclu pour la durée de la vie des tranches 1 et 2. Celle-ci est estimée à titre indicatif à 20 ans comptés dès la mise en service industriel des tranches, prévue au printemps 1976 pour la première et à la fin de cette même année pour la seconde.

2. Description sommaire de la centrale de Fessenheim

2.1 Situation générale et implantation

La centrale nucléaire de Fessenheim est située à proximité et en amont de l'usine hydroélectrique de Fessenheim sur la rive gauche du grand canal d'Alsace à 25 km au nord-est du Mulhouse, à 25 km sud-est de Colmar et à 26 km au sud-ouest de Fribourg en Allemagne.

L'emplacement de la centrale est indiqué sur le plan de situation (Fig. 2).

2.2 Description sommaire du chantier

La construction en cours sur le site de Fessenheim comprend actuellement la réalisation de deux tranches nucléaires identiques de la filière «uranium enrichi, eau légère» d'une puissance unitaire de 900 MWe.

La superficie du site qui est d'environ 100 ha permet une extension dans les années à venir pour quatre autres tranches du même type.

Le débit dans le canal variable entre 400 et 1300 m³/s est suffisant pour alimenter en eau de réfrigération les condenseurs des deux groupes turboalternateurs des deux premières

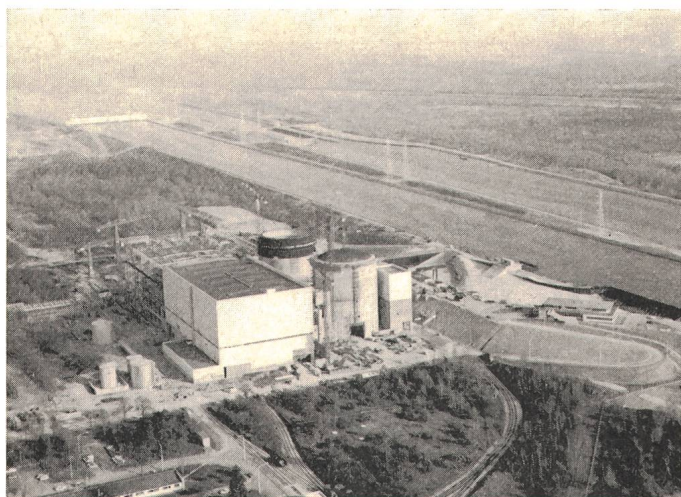


Fig. 1 Chantier de la centrale nucléaire de Fessenheim (fin janvier 1974) (photo marry, Mulhouse)

tranches mais insuffisant aux périodes d'étiage pour la réfrigération de six tranches. Ceci nécessitera, pour les extensions futures, l'installation de réfrigérants atmosphériques.

Les ouvrages de la centrale reposent sur la couche d'alluvion sablo-graveleux de la fosse rhénane située entre les Vosges et la Forêt-Noire. L'épaisseur d'alluvions est d'environ 200 m à l'emplacement de la centrale. Cette caractéristique particulièrement favorable du site a considérablement simplifié les fondations des ouvrages.

La région de Fessenheim est située dans une zone de sismicité faible (degré VII d'intensité de l'échelle Mercalli modifiée). Les ouvrages sont conçus pour maintenir l'intégrité du réacteur pour les séismes de degré VIII d'intensité.

2.3 Description sommaire et schéma général de fonctionnement d'une tranche

La chaudière nucléaire est d'une puissance nominale de 2652 MW thermiques. Elle est du type à eau pressurisée, selon la technique PWR développé aux USA par la société

Westinghouse. Elle est identique aux chaudières nucléaires de Tihange (Belgique) et de Beaver Valley NSAI centrale de la Duquesne Light Co. (commandée en 1967 pour mise en service en 1973), cette dernière servant contractuellement de référence. La chaudière nucléaire correspond ainsi au standard développé par Westinghouse pour la puissance 850 à 900 MWe.

Le réacteur est constitué par 157 assemblages combustibles utilisant l'uranium sous forme de pastilles d'oxyde frittées UO_2 enrichi de 2 à 3,35 %. Les pastilles sont placées dans des tubes d'alliages de zirconium d'environ 10 mm de diamètre et de 3,7 m de long, formant gainage étanche et constituant les « crayons combustibles » au nombre de 264 par assemblage.

Le cœur du réacteur est constitué par la juxtaposition des assemblages combustibles qui sont traversés verticalement par les crayons absorbants des grappes de contrôle (24 crayons par grappe et 53 grappes de contrôle) et par les grappes de poisons consommables au nombre de 68.

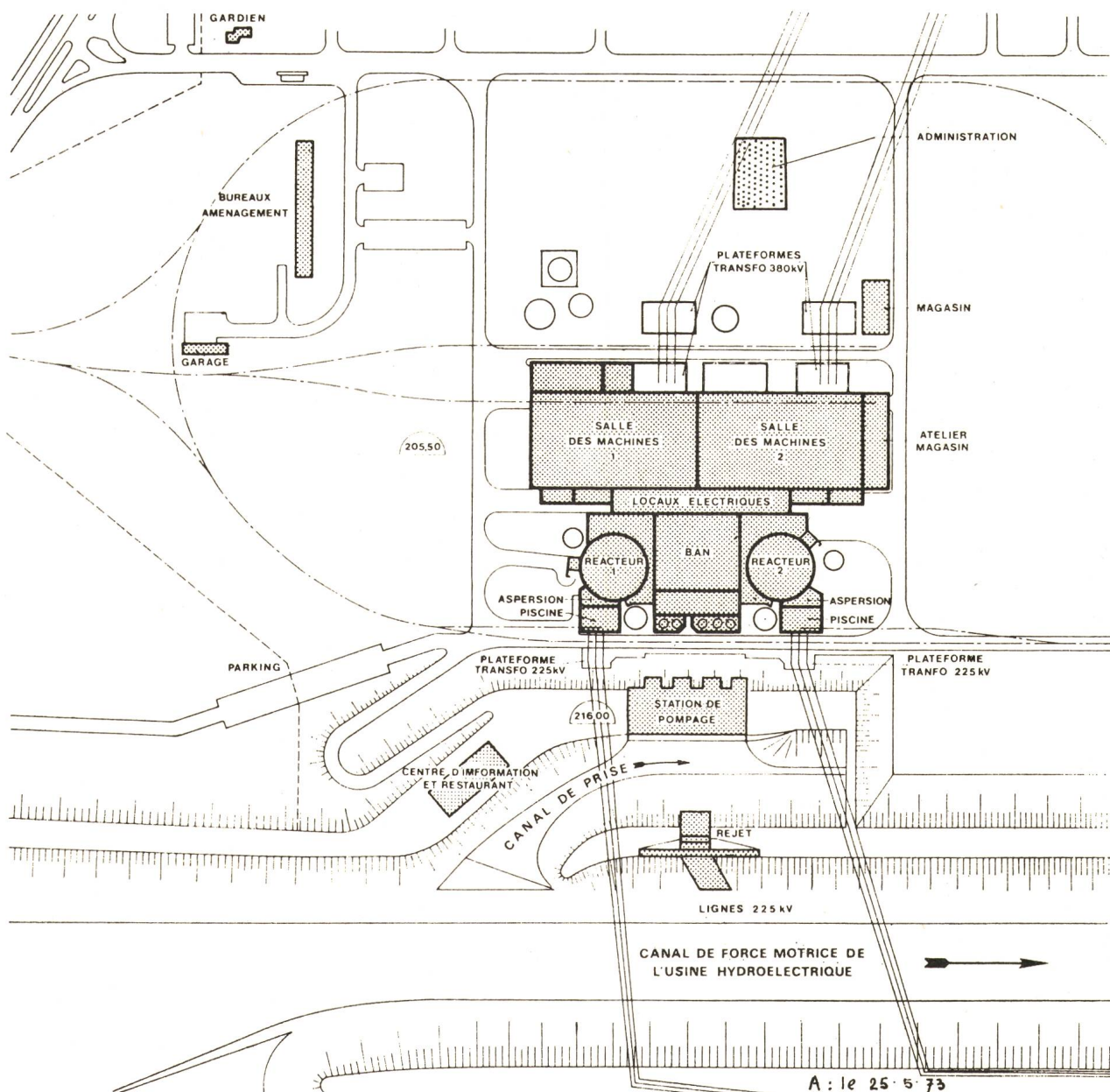


Fig. 2 Plan de situation de la centrale nucléaire de Fessenheim

Le réglage du réacteur est assuré par le mouvement vertical des grappes de contrôle et par la variation de la teneur en acide borique de l'eau du circuit primaire.

Le cœur du réacteur est disposé dans une cuve en acier faiblement allié, recouvert intérieurement d'acier inoxydable, qui a 4 m de diamètre intérieur, environ 12 m de hauteur, et dont le poids est de 330 t. L'épaisseur de 200 mm, en partie cylindrique, permet de supporter la pression de 155 bars et la température de 322 °C de l'eau du circuit primaire d'évacuation de la chaleur produite par le réacteur.

Le circuit primaire comporte en outre trois boucles, comprenant chacune un générateur de vapeur et une motopompe primaire capables d'un débit d'eau de 45 680 t/h dans le cœur du réacteur. Un pressuriseur maintient la pression de façon à ce que l'eau du circuit primaire reste en phase liquide.

Le circuit primaire est contenu, en totalité, dans le «bâtiment réacteur» assurant, d'une part, la tenue à la pression et, d'autre part, le confinement des produits de fission pouvant être libérés, dans le cas hautement improbable de rupture totale d'une tuyauterie principale du circuit primaire avec dépressurisation de ce circuit. Cette enceinte de confinement a la forme d'un cylindre vertical de 37 m de diamètre intérieur, surmonté d'une coupole, dont la hauteur est d'environ 55 m. Cette enceinte est réalisée en béton précontraint avec une épaisseur de l'ordre de 80 cm et est recouverte intérieurement d'une peau d'étanchéité en acier. Son accès n'est possible qu'au travers d'un sas.

A l'intérieur du «bâtiment réacteur» sont également localisées les rampes d'aspersion permettant, lors de l'accident de dépressurisation du circuit primaire, de réduire la pression de l'enceinte par condensation de la vapeur d'eau.

Un «bâtiment des auxiliaires nucléaires», adjacent au «bâtiment réacteur», contient certains circuits auxiliaires associés au fonctionnement de la chaudière nucléaire :

- circuit d'injection de sécurité du cœur du réacteur,
- circuit d'épuration de l'eau primaire, remplissage, vidange, changement de concentration du bore,
- circuit de préparation du bore,
- circuit de recyclage du bore,
- stockage et traitement des effluents radioactifs gazeux, liquides et solides.

La «salle des machines» contient le circuit secondaire, constitué essentiellement par :

- un groupe turbo-alternateur à 1500 tr/mn absorbant la vapeur sortant des «générateurs de vapeur» à 53 bars à l'état saturé,

- le condenseur associé, refroidi par une circulation d'eau provenant de la station de pompage, située en bordure du grand canal d'Alsace. L'eau retourne dans le même canal, en amont de l'usine hydro-électrique, de Fessenheim,

- un poste d'eau, comprenant 2 files de 6 réchauffeurs alimentés par les soutirages de vapeur de la turbine, amène l'eau alimentaire à 224 °C à l'entrée des générateurs de vapeur,

- un contournement de vapeur de la turbine au condenseur, dimensionné pour 85 % du débit nominal de vapeur sortant de la chaudière nucléaire permet «l'ilotage» de l'unité en cas de perte du réseau électrique.

L'énergie électrique sortant de l'alternateur à la tension de 24 kV est transformée en 380 kV au départ de la tranche.

Un «bâtiment électrique» placé entre le «bâtiment réacteur» et la «salle des machines» contient les principaux auxiliaires électriques nécessaires au fonctionnement de l'unité ainsi que la salle de commande à partir de laquelle l'unité est exploitée.

Une piscine, extérieure au bâtiment réacteur, dimensionnée pour stocker 4/3 du cœur, permet le refroidissement et la décroissance des produits de fissions du combustible avant expédition hors du site.

3. Evolution historique de développement du chantier

Le chantier de Fessenheim a été ouvert en 1967 et après abandon de la filière gaz-graphite a été refermé en 1969. Seul l'aménagement du site a été réalisé durant cette période.

Ce n'est qu'en 1970 après décision d'EdF de passer à l'eau légère que le projet de Fessenheim a réellement repris.

Les deux premiers contrats ont été notifiés le 31 octobre 1970 :

- l'un pour la «chaudière nucléaire» au groupement Framatome-Creusot-Loire,
- l'autre pour le «groupe turbo-alternateur» à la société Alsthom.

Les principaux contrats de fourniture de matériels furent passés durant les années 1971 et 1972.

Le contrat pour l'exécution du génie civil a été notifié le 25 juin 1971 au groupement de deux entreprises Campenon-Bernard Europe et Capag-Cetra.

La responsabilité du premier lot concernant le bâtiment réacteur incombe à Campenon-Bernard et celle du deuxième lot concernant les autres bâtiments et ouvrages de la centrale à l'exclusion de la viabilité du site, du restaurant et du bâtiment administratif incombe à Capag-Cetra.

Les travaux de terrassement ont débuté en juillet 1971. Les premiers bétons ont été coulés en octobre 1971. Fin 1972, environ 50 % des bétons étaient réalisés. Le gros œuvre fut achevé à la fin du premier semestre 1973 pour la première tranche et à la fin du premier trimestre 1974 pour la deuxième.

Les ouvertures dans la berge du grand canal d'Alsace pour les ouvrages de prise et de rejet d'eau ont été réalisées à l'abri d'un rideau de palplanches durant l'année 1973 et la mise en eau de la prise d'eau a été réalisée en février 1974.

C'est vers le milieu de 1973 qu'ont commencé les montages des gros matériels de la première tranche condenseur, groupe turbo-alternateur, générateurs de vapeur, etc. Les essais des fonctions auxiliaires auront lieu durant le deuxième semestre 1974 et le premier semestre 1975. Les essais d'ensemble s'effectueront fin 1975 pour une mise en exploitation de la première tranche début 1976.

La mise en service de la deuxième tranche est prévue pour le deuxième semestre 1976.

Caractéristiques techniques

Caractéristiques techniques générales

Type de réacteur: eau pressurisée – PWR	
Utilisation prévue: production d'électricité	
Puissance nominale thermique du réacteur:	2652 MW
Puissance électrique nette: avec un groupe turbo-alternateur 1500 tr/mn	890 MWe
Durée d'utilisation annuelle prévue	6000 h

Réacteur – Caractéristiques de fonctionnement

Combustible

Type d'assemblages	Rod Cluster Control (RCC)
Nombre d'assemblages dans le cœur	157
Nombre de crayons par assemblage	264
Nombre de tubes-guides pour crayons absorbants par assemblage	24
Nombre de tubes-guides pour instrumentation interne par assemblage	1
Encombrement	214 × 214 × 4058 mm
Nombre total de crayons dans le cœur	41448
Longueur du crayon	3840 mm
Diamètre extérieur	9,5 mm
Épaisseur du gainage	0,57 mm
Matériau gainage	Zircalloy 4

	1 ^{er} tiers	2 ^{ème} tiers	3 ^{ème} tiers et suivant
Enrichissement de l'UO ₂	2,1 %	2,6 %	3,1 %
Taux de combustion moyen (MWJ/T)	14540	26830	34110

Poids total d'uranium	72,534 t
Poids total d'UO ₂	82,109 t
Puissance linéique:	
– à puissance nominale (moyenne)	17 kW/m
– à 118 % de la puissance nominale (maximum)	69,2 kW/m
Température maximale du combustible à puissance nominale	1732 °C
Température maximale de gaine interne	415 °C
Volume du circuit primaire	environ 290 m ³
Puissance thermique du cœur	2652 MW
Surpuissance maximale	118 %
Pression nominale	155 bar abs.
Débit nominal	45 680 t/h
Température d'entrée	284,2 °C
Élévation de température dans le cœur	39 °C
Élévation de température dans la cuve	37,4 °C
DNBR en fonctionnement nominal	1,86
DNBR minimal en surpuissance	1,3

Neutronique

Modérateur	eau ordinaire
Hauteur active du cœur	3660 mm
Diamètre équivalent du cœur	3040 mm
Hauteur extrapolée du cœur	3810 mm

Diamètre extrapolé du cœur	3910 mm
Rapport H ₂ O/U	3,43
Coefficient multiplicateur effectif à pleine puissance, en début de vie et sans poisons consommables	1,13
Nombre de grappes de contrôle:	
– longues	48
– courtes	5
Nombre de crayons absorbants par grappes	24
Matériau	Ag-In-Cd
Anti-réactivité des grappes de contrôle en début de vie, à puissance nominale	9400 pcm
Anti-réactivité des grappes de contrôle en fin de vie	8500 pcm
Nombre de grappes de poisons consommables	68
Nombre de crayons absorbants par grappes	{ 8 grappes de 20 crayons 48 grappes de 16 crayons 12 grappes de 12 crayons
Matériau	verre pyrex B 2 03
Concentration en bore en début de vie, pour la puissance nominale	1205 ppm

Cuve du réacteur

Diamètre intérieur	3 987 mm
Hauteur totale avec couvercle	12 322 mm
Épaisseur de la virole	200 mm
Nombre et diamètre intérieur des tubulures:	
– entrée	3 × 698,5 mm
– sortie	3 × 736 mm
Métal	acier 1,2 MD07 avec revêtement interne inox
Masse de la cuve	263 t
Masse du couvercle	54 t
Masse goujons + écrous + rondelles	14,5 t

Moto-pompes primaires

Nombre	3
Débit nominal	20 100 m ³ /h
Vitesse de rotation	1485 tr/mn
Hauteur manométrique totale à débit nominal	8,5 bar
Puissance absorbée à froid	5600 kW
Puissance absorbée à chaud	4225 kW
Type de la pompe	hélico-centrifuge à un étage avec joint d'arbre à fuite contrôlée.
Entraînement	moteur triphasé à induction, à cage d'écurieil
Masses:	
– volutes	28 t
– pompes	20 t
– moteurs	47 t

Générateurs de vapeur

Nombre	3	
Puissance thermique unitaire	886 MW	
	<i>Primaire</i>	<i>Secondaire</i>
Température entrée } en régime	322 °C	224 °C
Température sortie } nominal	284 °C	Saturation
Pression	155 bar	54,4 bar
Débit	4230 kg/s	491 kg/s
Taux d'humidité vapeur sortant des générateurs de vapeur	0,25 %	

Type d'appareil	vaporiseur tubulaire à circulation naturelle, avec séchage mécanique
Hauteur totale	20 625 mm
Diamètre partie supérieure	4 464 mm
Diamètre partie inférieure	3 430 mm
Masse totale:	
– vide	300 t
– plein d'eau	496 t
Plaque tubulaire-épaisseur	534 mm
Faisceau tubulaire:	
– nombre de tubes en U	3388
– diamètre	22,61 mm
– épaisseur	1,27 mm
– métal	Inconel

Groupe turbo-alternateur

Nombre	1
Vitesse	1500 tr/mn
Puissance nominale (pour une puissance réacteur de 2770 MWth)	970 MW
Vapeur à l'admission:	
– débit	5425 t/h
– pression	56,9 bar saturée
– température	
Vide au condenseur	39 m bar

Nombre d'échappement au condenseur	6
Nombre de soutirage turbine	6
Puissance apparente alternateur	1079 MVA
Tension nominale entre bornes	24 kV
Intensité nominale	25,95 kA
Facteur de puissance	0,9
Réfrigération	hydrogène et eau

Contournement vapeur de la turbine

85 % du débit vapeur produit par la chaudière est envoyé au condenseur, permettant l'ilotage de la tranche en cas de perte du réseau électrique

Bâtiment réacteur (enceinte de confinement)

Diamètre intérieur	39 m
Hauteur intérieure	55 m

Piscine de stockage du combustible

Capacité	4/3 de cœur
----------	-------------

Adresse de l'auteur: (sauf chiffre 1)

Electricité de France, Région d'Équipement Clamart, 2, av. du Général de Gaulle, F-92 Clamart.

Kernkraftwerk Graben

Les Forces Motrices Bernoises S. A. (FMB) se proposent d'ériger une centrale nucléaire comprenant deux blocs d'une puissance nette individuelle de 1140 MW. Elle sera située en aval de Wangen sur l'Aar, sur le territoire de la commune de Graben et la rive droite de la rivière précitée, le 31 octobre 1972, le Département fédéral des transports et communications et de l'énergie donnait son autorisation quant au site. En avril de cette année, le conseil d'administration des FMB remettait au consortium BBC/GETSCO une déclaration d'intention pour la construction du premier bloc de centrale, qui doit être équipé d'un réacteur à eau bouillante de la nouvelle filière BWR 6/Mark III. La demande en vue d'obtenir la première autorisation partielle de construire sur le plan nucléaire a été présentée en mars 1974 au Département fédéral des transports et communications et de l'énergie d'autre part, la procédure relative au permis de construire selon la législation cantonale est en cours depuis novembre 1973.

Stand der Projektierung

Die Projektierung für das zweite Kernkraftwerk der Bernischen Kraftwerke AG (BKW) in der Gemeinde Graben am rechten Aareufer – rund 5 km östlich von Wangen a. d. A. – dauert schon mehr als vier Jahre. Im bisherigen Bewilligungsverfahren sind folgende Ziele erreicht worden:

Am 10. November 1971 verlieh der Grosse Rat des Kantons Bern die Gebrauchswasserkonzession, wonach zum Betrieb mit Kühltürmen total 3,26 m³/s Wasser der Aare entnommen werden dürfen. Am 31. Oktober 1972 erteilte das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement die Standortbewilligung nach Atomgesetz für die Erstellung eines Kernkraftwerkes mit zwei Kraftwerkblöcken von je rund 900 MW. Vorgängig hat die Eidgenössische Kühlturmkommission eine positive Beurteilung über den Bau von zwei nassen Naturzugkühltürmen abgegeben.

Am 24. April 1974 bestimmte der Verwaltungsrat der BKW aufgrund der eingereichten Offerten das Lieferkonsortium, nämlich Aktiengesellschaft Brown, Boveri & Cie, Baden, General Electric Technical Services Company, Inc., USA (BBC/GETSCO), durch Abgabe einer Absichtserklärung für die Erstellung eines Kernkraftwerkes mit einem Siedewasserreaktor von 1140 MWe Nettoleistung.

Das Gesuch um Erteilung der ersten nuklearen Teilbaubewilligung wurde am 18. März 1974 dem Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement eingereicht. Das Bewilligungsverfahren nach kantonalem Recht ist seit November 1973 im Gang.

Beschreibung der Anlage

Allgemeines

Das Standortgelände präsentiert sich als langgestreckte flache Uferpartie entlang der Aare. Der erste Kraftwerkblock kommt in die östliche Hälfte des Areals zu liegen. Aufgrund der topographischen Verhältnisse sind Reaktorgebäude, Maschinenhaus und Kühlturm in einer Linie parallel zum Aareufer aufgestellt. Für den zweiten Kraftwerkblock ist eine spiegelbildliche Anordnung der Hauptgebäude möglich.

Die Bernische Kraftwerke AG (BKW) plant die Erstellung von zwei Kernkraftwerkblöcken von je 1140 MW Nettoleistung in der Gemeinde Graben unterhalb Wangen a. d. A. am rechten Aareufer. Bereits am 31. Oktober 1972 erteilte das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement die Standortbewilligung. Im April dieses Jahres wurde vom Verwaltungsrat der BKW die Absichtserklärung an das Lieferkonsortium BBC/GETSCO für die Erstellung eines ersten Kraftwerkblockes abgegeben, für welchen ein Siedewasserreaktor der neuen Baulinie BWR 6/Mark III vorgesehen ist. Das Gesuch um Erteilung der ersten nuklearen Teilbaubewilligung wurde im März 1974 dem Eidg. Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement eingereicht. Das Bewilligungsverfahren nach kantonalem Recht ist seit November 1973 im Gang.

Um das zylindrische Reaktorgebäude ist das rechteckige Reaktorhilfsgebäude angeordnet. Im zylindrischen Teil befindet sich die Reaktoranlage, welche vollständig vom Sicherheitsbehälter umschlossen ist. Im rechteckigen Teil sind die Reaktorhilfsbetriebe, die Notkühlsysteme und das Lagerbecken für bestrahlte Brennelemente untergebracht. Das Aufbereitungsgebäude ist aareseitig an das Reaktorhilfsgebäude angebaut. Es enthält die Lüftungsanlagen für den nuklearen Teil und die Einrichtungen zur Aufbereitung der flüssigen Abfälle und zur Handhabung der festen Abfälle. Die Abluft wird über das Dach in einen Stahlkanal dem freistehenden Ablufschornstein zugeführt. Die festen Abfälle können auf direktem Wege in das angebaute Abfallager transportiert werden, welches als Zwischenlager für mittelstark radioaktive Abfälle ausgelegt ist.

Im Maschinenhaus ist die Turbogruppe in der zum Reaktorgebäude fluchtenden Axe aufgestellt. Das Gebäude enthält zudem die Kondensat-, Speisewasser- und Vorwärmanlagen und die Turbinenhilfsanlagen. Die beiden Blocktransformatoren sind hangseitig aufgestellt. Die 380-kV-Hochspannungsleitung verläuft von den Blocktransformatoren in allgemeiner Richtung Hang. Das Betriebsgebäude ist aareseitig an das Maschinenhaus und das Reaktorhilfsgebäude angebaut. Es enthält die Niederspannungs-Verteilanlagen, die Elektronikräume und den Kommandoraum, von dem aus die Anlage zentral gesteuert und überwacht wird.

Der Kühlturm wurde so nahe an die Stirnseite des Maschinenhauses herangerückt, als dies ohne Beeinträchtigung der Montage und der Luftzuströmung möglich war. Durch die Lage des Kühlturm-Pumpenhauses, unmittelbar neben dem Maschinenhaus, können sowohl kurze Kühlwasserleitungen als auch kurze Kabelwege für die 10-kV- und 6-kV-Schaltanlagen realisiert werden. Mit der gewählten Gesamtanordnung ist es möglich, für den später zu erstellenden zweiten Kraftwerkblock genügend Platz freizuhalten. Dabei muss eine Hangkorrektur in der Umgebung des Kühlturmes zur Gewährung einer ungehinderten Luftzuströmung in Kauf genommen werden.

Bei der Planung wurde darauf geachtet, dass zwischen den Bauten und dem Aareufer ein möglichst grosser Abstand

eingehalten werden kann. Aus diesem Grunde befinden sich lediglich das Verwaltungsgebäude mit den Büro- und Sozialräumen, das Aarewasser-Pumpenhaus und das Pfortnerhaus auf der Aareseite des Hauptgebäudekomplexes. Diese Gebäude sind ebenfalls genügend zurückgesetzt, so dass ein ungestörter Uferstreifen erhalten bleibt.

Für alle übrigen Nebenanlagen, wie z. B. die Kühlwasseraufbereitung, Kaltkondensat- und Zusatzwasserbehälter, Vollentsalzungsanlage, Werksatt, Lager und Hilfskessel für die Heizungsanlage wurde der Platz zwischen den Hauptgebäuden und dem Hang vorgesehen.

Nuklearer Dampferzeuger

Das Kernkraftwerk Graben wird mit einem Siedewasserreaktor, Bauart General Electric der neuen Baulinie BWR 6/Mark III, ausgerüstet. Diese Baulinie ist durch eine bessere Ausnutzung des Druckgefäßvolumens und ein neues Sicherheitsbehälterkonzept gekennzeichnet.

Der nukleare Dampferzeuger umfasst den BWR 6-Reaktor, den Mark III-Sicherheitsbehälter mit neuartigem Druckabbausystem, die Reaktorhilfsbetriebe und -notkühlsysteme,

die Einrichtungen zum Brennelementwechsel und das Lagerbecken für bestrahlte Brennelemente, die Lüftungsanlagen für den nuklearen Teil, die Aufbereitungsanlage für flüssige radioaktive Abfälle und die Einrichtungen zur Handhabung und Lagerung der festen radioaktiven Abfälle.

Der BWR 6-Siedewasserreaktor besteht im wesentlichen aus dem Reaktordruckgefäß mit dem Kern und den von unten eingeführten Regelstäben sowie zwei externen Umwälzkreisläufen. Der Kern des Reaktors, wo sich die nukleare Kettenreaktion abspielt, besteht aus 732 Brennelementbündeln. Jedes Brennelementbündel enthält 8×8 Stäbe, welche in einem quadratischen Gitter angeordnet sind. 63 davon sind Brennstoffstäbe, bestehend aus einem Zirkaloy-Rohr (eine Zirkon-Legierung), das mit gesinterten Tabletten aus leicht angereichertem Uran-dioxyd gefüllt und dicht verschlossen ist. In der Mitte des Gitters befindet sich ein leeres Zirkaloy-Rohr, welches die Abstandshalter in ihrer Lage fixiert.

Durch die Verwendung unterschiedlicher Anreicherung an spaltbarem Uran-235 und Gadolinium als abbrennbarem Neutronengift wird eine gleichmäßige Leistungsverteilung

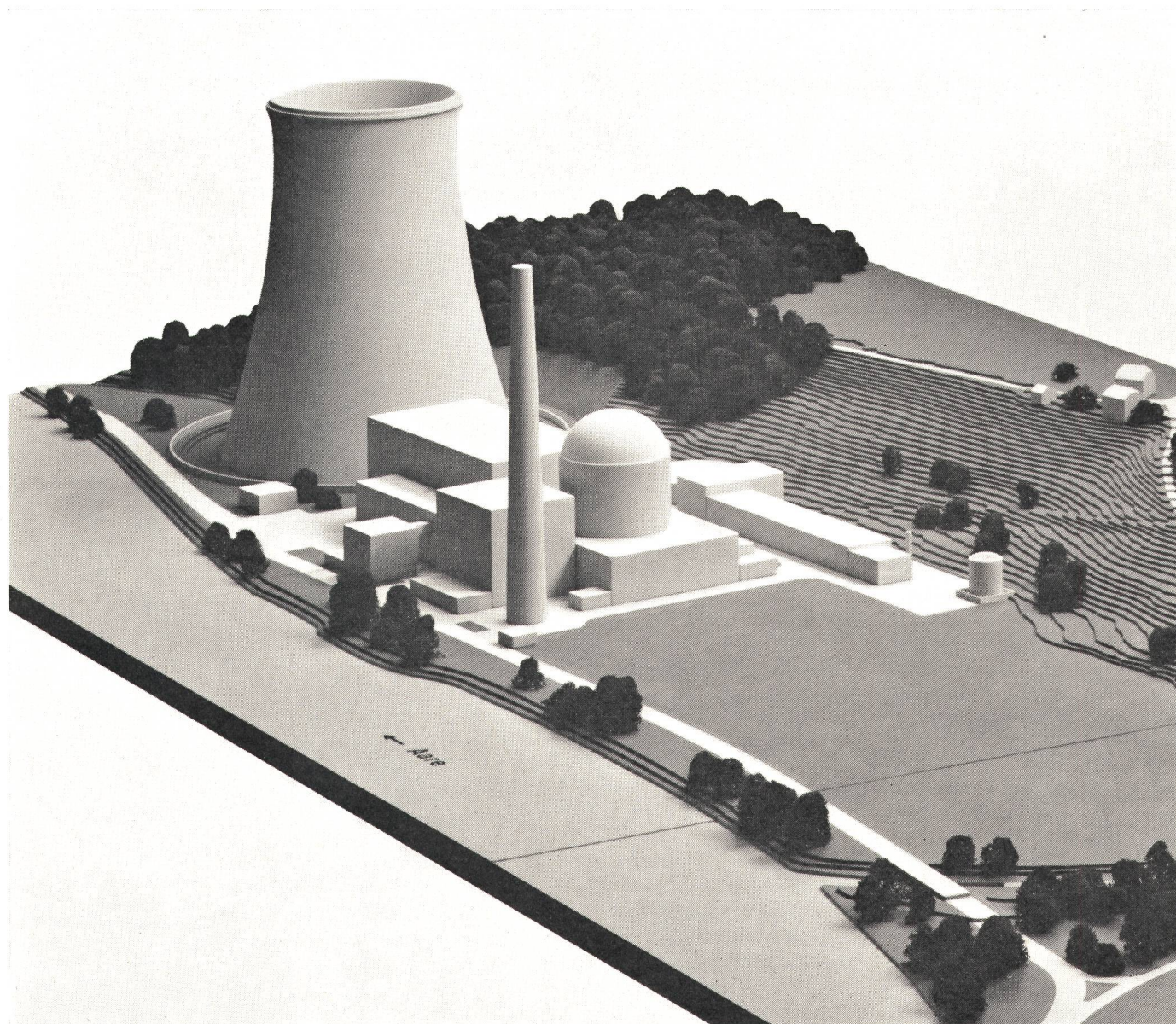


Fig. 1 Modell des Kernkraftwerks Graben I

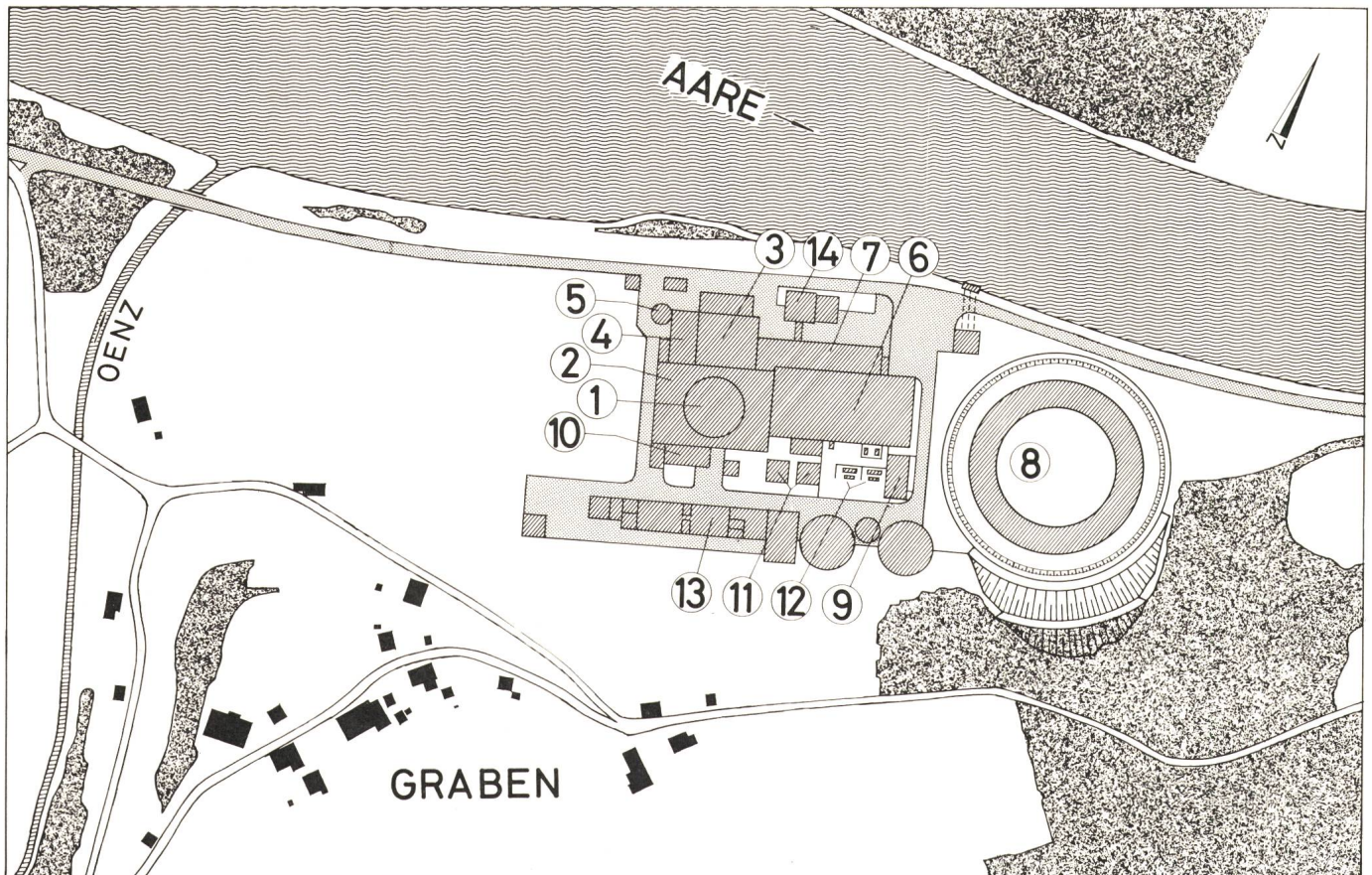


Fig. 2 Situationsplan Kernkraftwerk Graben I

1 Reaktorgebäude	5 Abluftschornstein	9 Kühlturmpumpenhaus	13 Werkstatt
2 Reaktorhilfsgebäude	6 Maschinenhaus	10 Vollentsalzung	14 Verwaltungsgebäude
3 Aufbereitungsgebäude	7 Betriebsgebäude	11 Kaltkondensatbehälter	
4 Abfallager	8 Kühlturm	12 Transformatoren	

und eine möglichst kleine Rückwirkung des Abbrandes an spaltbarem Uran-235 auf das Betriebsverhalten erreicht. Zwischen einer Gruppe von vier Brennelementbündeln kann ein kreuzförmiger Regelstab eingefahren werden. Die Regelstäbe enthalten als neutronenabsorbierendes Material Bor-karbid. Sie werden durch hydraulische Antriebe bewegt.

Der Reaktorkern wird von einem Kernmantel umgeben. Im Ringspalt zwischen der Wand des Reaktordruckgefäßes und dem Kernmantel befinden sich Wasserstrahlpumpen, die das Wasser durch den Ringspalt nach unten saugen und durch den Kern wieder zurückführen. Das Treibwasser für die Strahlpumpen wird durch Kreiselpumpen in den zwei äusseren Umwälzschleifen geliefert. Das Kühlwasser strömt zwischen den Stäben der Brennelementbündel nach oben. Es erwärmt sich und verdampft teilweise. Der im Kern entstehende Dampf wird von dem über dem Kern befindlichen Wasserabscheider vom Wasser getrennt. Der Nassdampf wird im Dampftrockner weiter vom Wasser befreit und verlässt als Sattdampf mit einer Temperatur von 286 °C das Reaktordruckgefäß.

Die Reaktorleistung wird auf zwei Arten geregelt:

- von Hand, durch Verstellen der Regelstäbe (Grobregulierung),
- automatisch, durch Änderung der Treibwassermenge für die Strahlpumpen, mittels Drosselventil in den Umwälzschleifen, wobei die Reaktivität des Reaktors und dadurch die Leistung variiert (Feinregulierung).

Das Reaktordruckgefäß ist ein stehender zylindrischer Stahlbehälter mit beachtlichen Dimensionen und Gewichten (Innendurchmesser rund 6 m, Höhe rund 22 m, Wandstärke rund 15 cm, Gewicht rund 600 Tonnen). Das Druckgefäß muss deshalb in mehreren Teilen auf die Baustelle transportiert und auf der Baustelle zusammengeschweisst werden, eine Technik, die bereits in Mühleberg mit gutem Erfolg angewendet wurde.

Alle im Reaktorgebäude befindlichen Anlagenteile werden von einem zylindrischen, freistehenden Sicherheitsbehälter aus Stahl umschlossen. Für den Druckabbau befindet sich am Boden des Behälters ein kreisringförmiges Wasserbecken.

Das Reaktordruckgefäß und die beiden Umwälzschleifen mit den entsprechenden Rohrleitungen sind in einem separaten Raum aus massivem Stahlbeton untergebracht, der diese Anlagenteile glockenförmig umschliesst. Sollte bei einem höchst unwahrscheinlichen Unfall, zum Beispiel beim Bruch einer Rohrleitung, Dampf in diesen Raum austreten, so wird dieser durch Öffnungen in das Wasserbecken geleitet und durch das kalte Wasser kondensiert. Druck und Temperatur in dem Raum sind damit begrenzt, und der Druckaufbau im Sicherheitsbehälter bleibt sehr bescheiden.

Als weiterer Schutz dient das massiv gebaute Reaktorgebäude aus Stahlbeton, welches den Sicherheitsbehälter umschliesst. Der Ringraum zwischen dem Sicherheitsbehälter und dem Reaktorgebäude ist begehrbar. Die den Sicherheitsbehälter und das Reaktorgebäude durchdringenden Rohrlei-

tungen und Lüftungskanäle sind über Durchführungen mit beiden Bauteilen druckdicht verbunden. Die Rohrleitungen und Lüftungskanäle sind auf beiden Seiten der Sicherheitsbehälterwand durch besonders rasch schliessende Ventile oder Klappen abschliessbar. Bei einem Unfall werden diese Absperrorgane automatisch geschlossen. Ferner wird die Luft aus dem Ringraum separat abgesaugt und kann in den Sicherheitsbehälter zurückgefördert werden. Die Möglichkeit einer Leckage nach aussen kann dadurch weiter reduziert werden.

Die Reaktorhilfsbetriebe und -notkühlsysteme gewährleisten einen sicheren Betrieb und schützen den Reaktorkern nach einem allfälligen Rohrleitungsbruch mit entsprechendem Kühlmittelverlust vor Überhitzung.

Das Reaktorwasser-Reinigungssystem entnimmt Wasser aus einer Umwälzschleife, treibt es durch Anschwemmfilter, welche mit Ionenaustauscher belegt sind, und speist es zurück in den Reaktor. Das Abfahrkühlsystem kühlt den Reaktor im abgestellten Zustand unter etwa 50 °C ab und hält diese Temperatur während der Stillstandszeit.

Unter Betriebsdruck stehen neben dem normalen Speisewassersystem eine dampfturbinengetriebene Hilfsspeisepumpe und das Hochdruck-Kernsprühsystem zur Verfügung. Beim Kernsprühsystem geschieht die Kühlung durch Sprühen von Wasser von oben her in die Brennelemente hinein.

Sollten diese Mittel nicht ausreichen, so kann der Reaktordruck mit Hilfe der Abblaseventile, welche Dampf in das Kondensationsbecken abblasen, reduziert werden. Damit können zusätzlich ein Niederdruck-Kernsprühsystem und drei Pumpen, welche den Kern von unten her fluten, eingesetzt werden. Somit ist in allen denkbaren Fällen eine wirkungsvolle Notkühlung des Kernes sichergestellt.

Mit dem sogenannten Vergiftungssystem kann der Reaktor bei Versagen der Steuerstäbe abgefahren und im kalten Zustand unterkritisch gehalten werden. Dazu wird eine Borsäurelösung in das Reaktorwasser gepumpt.

Für den jährlichen Brennelementwechsel, bei dem jeweils rund ein Viertel der Elemente ausgewechselt werden, muss das Kraftwerk abgestellt und der Druckgefässdeckel geöffnet werden. Die Handhabung der Brennelemente erfolgt mit Greifwerkzeugen unter Wasser von der Beladebühne aus. Die abgebrannten Brennelementebündel werden mit Hilfe eines Transfersystems aus dem Reaktorgebäude in das Reaktorhilfsgebäude transportiert. Hier werden die Elemente einige Monate im Lagerbecken für bestrahlte Brennelemente gelagert, bevor sie in abgeschirmten Bleibehältern in eine Wiederaufbereitungsanlage ins Ausland transportiert werden.

Dampfturbinenanlage

Das Kraftwerk ist mit einer Turbine, die eine Leistung von 1214 MW aufweist, ausgerüstet. Die Turbine besteht aus einem doppelflutigen Hochdruckteil und drei doppelflutigen Niederdruckteilen.

Der im Reaktor erzeugte Sattdampf mit einem Druck von 72 kg/cm² gelangt zu den kombinierten Abschluss- und Regelventilen und expandiert durch die Hochdruck-Reaktionsschaufelung auf einen Druck von etwa 11 kg/cm².

Von da gelangt der Dampf zum kombinierten Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer. Im Abscheider wird der

grösste Teil der Dampfnässe ausgeschieden. Der getrocknete Dampf strömt in den Überhitzer, wobei er durch Frischdampf auf rund 260 °C überhitzt wird. Überströmleitungen führen den Dampf in den Niederdruckteil der Turbine, wo er auf den Enddruck (Vakuum) entspannt und im darunterliegenden Kondensator kondensiert wird.

Die für die Kondensation erforderliche Kühlleistung wird durch das Wasser des Kühlturmkreislaufes erbracht, das in langen, dünnen Rohren durch den Kondensator gepumpt wird und somit mit dem Wasser des Kreislaufes Reaktor-Turbine nicht in direktem Kontakt steht.

Das Kondensat (kondensierter Dampf = Wasser) wird durch die Kondensatpumpen vorerst durch eine Reinigung geschickt, durchläuft dann die Niederdruckvorwärmer, wo es auf 135 °C erwärmt wird. Es erreicht anschliessend einen Pufferbehälter, den sogenannten Speisewasserbehälter. Dort wird es von den Speisepumpen übernommen, durchläuft die Hochdruckvorwärmer und wird in den Reaktor eingespiessen, womit der Kreislauf Reaktor – Dampf – Turbine – Kondensator – Kondensat – Speisewasser – Reaktor geschlossen ist.

Die Turbine treibt den auf der gleichen Welle befindlichen Generator von 1140 MW Netto-Nennleistung an. Die Tourenzahl der Turbogruppe beträgt 3000 U/min.

Kühlturm

Weil aus bekannten Gründen die direkte Flusswasserkühlung nicht mehr in Frage kommt, stellt die Abgabe der Verlustwärme an die Luft mit Hilfe von Kühltürmen, die nach dem Verdunsterprinzip mit Naturzug oder Ventilatoren arbeiten, die einzige Alternative dar.

Aus Gründen des Umweltschutzes und der Standorttopographie haben sich die BKW im Einvernehmen mit der «Eidgenössischen Kühlturmkommission» für einen Kühlturm mit Naturzug entschieden.

Elektrotechnik

Die im Generator erzeugte elektrische Leistung wird über zwei parallel geschaltete, dreipolige Blocktransformatoren in das 380-kV-Netz abgegeben. Die 10-kV- und 6-kV-Eigenbedarfsschienen werden über Eigenbedarfstransformatoren von der Generatorspannung versorgt. Zwischen dem Generator und den Blocktransformatoren sind Leistungsschalter eingebaut, so dass der Eigenbedarf sowohl vom Generator wie von den Blocktransformatoren gespeissen werden kann.

Für die Notstromversorgung sind drei Dieseldiesengeneratoren vorgesehen, wovon ein Dieseldiesengenerator für die Anspeisung des Hochdruck-Kernsprühsystems reserviert ist. Ferner kann die Notstromversorgung von einer 50-kV-Hilfseinspeisung übernommen werden und über einen 50/6-kV-Transformator den 6-kV-Dieselschienen zugeführt werden.

Überwachung und Steuerung

Die Überwachung der Anlage erfolgt zentral vom Kommandoraum aus. Dort werden alle wichtigen Betriebsgrössen der Anlage angezeigt oder geschrieben. Vom Kommandoraum aus lässt sich die Anlage, das An- und Abfahren eingeschlossen, fernsteuern. Die Steuerung wird von einem Pult aus vorgenommen, wobei jedes System in einem Blindschema dargestellt wird. Die Rückmeldung auf dem Blind-

schema selbst erfolgt mittels optischer Stellungsanzeigen oder mit Hilfe von Messgeräten, so dass die Betriebsmannschaft jederzeit über den Betriebszustand der Anlage orientiert ist. Die Bedienung ist zum Teil über Funktionsgruppensteuerungen automatisiert. Eine solche Steuerung besorgt zum Beispiel selbsttätig das An- und Abfahren der Turbogruppe.

Für die Alarmmeldung wird ein modernes Zweirechnersystem eingesetzt, welches alle Alarmmeldungen mit hoher Zeitauflösung auf mehreren Sichtgeräten anzeigt und gleichzeitig auswertet. Aus Gründen der Redundanz wurde ein Zweirechnersystem (Kleincomputer) gewählt. Ausserdem dient dieses System der besseren Information des Betriebspersonals, können doch wahlweise Betriebsabläufe auf den Sichtgeräten graphisch aufgezeichnet werden, wie z. B. die im nächsten Abschnitt erwähnte Leistungsverteilung.

Unabhängig davon werden die wichtigsten Alarme konventionell in Leuchtfeldern angezeigt. Ein weiterer Rechner, ein sogenannter On-line-Computer, ist dauernd über Messwertumformer und Analog-Digital-Umsetzer mit zahlreichen Meßstellen der Anlage verbunden. Der Rechner berechnet in periodischen Abständen, aufgrund der von den Neutronenflussmessungen gelieferten Daten, die Leistungsverteilung im Kern. Ausserdem liefert er andere wichtige nukleare Daten und Betriebswerte, wie z. B. ein Betriebsprotokoll von rund 200 Daten.

Die Rechnersysteme sind somit ein wertvolles Hilfsmittel für die Betriebsführung. Ausserdem erhöhen sie die Wirtschaftlichkeit der Anlage, da es durch die genauere Kenntnis der Leistungsverteilung im Kern möglich ist, dichter an die zulässigen thermischen Grenzwerte zu gehen.

Um der Gefahr einer nuklearen Katastrophe bei Flugzeugabsturz auf die Anlage, Brand und Sabotage zu begegnen, stehen für das sichere Abfahren der Anlage zwei weitere, räumlich getrennte und gebunkerte Notkommandoräume zur Verfügung.

Hilfsanlagen

Als Hilfsanlagen seien die Deionatherstellung und die Hilfskesselanlage erwähnt.

In der Deionatherstellung wird aus Trinkwasser mittels Ionenaustauschern das für den nuklearen Kreislauf benötigte reinste Wasser (Deionat) hergestellt.

Die Hilfskesselanlage liefert Prozessdampf für gewisse Betriebszustände und für die Reinigung radioaktiv verseuchter Anlagenteile. Ausserdem dient die Hilfskesselanlage der Heizung der Gebäude.

Adresse des Autors:

Bernische Kraftwerke AG, Viktoriaplatz 2, 3000 Bern 25.

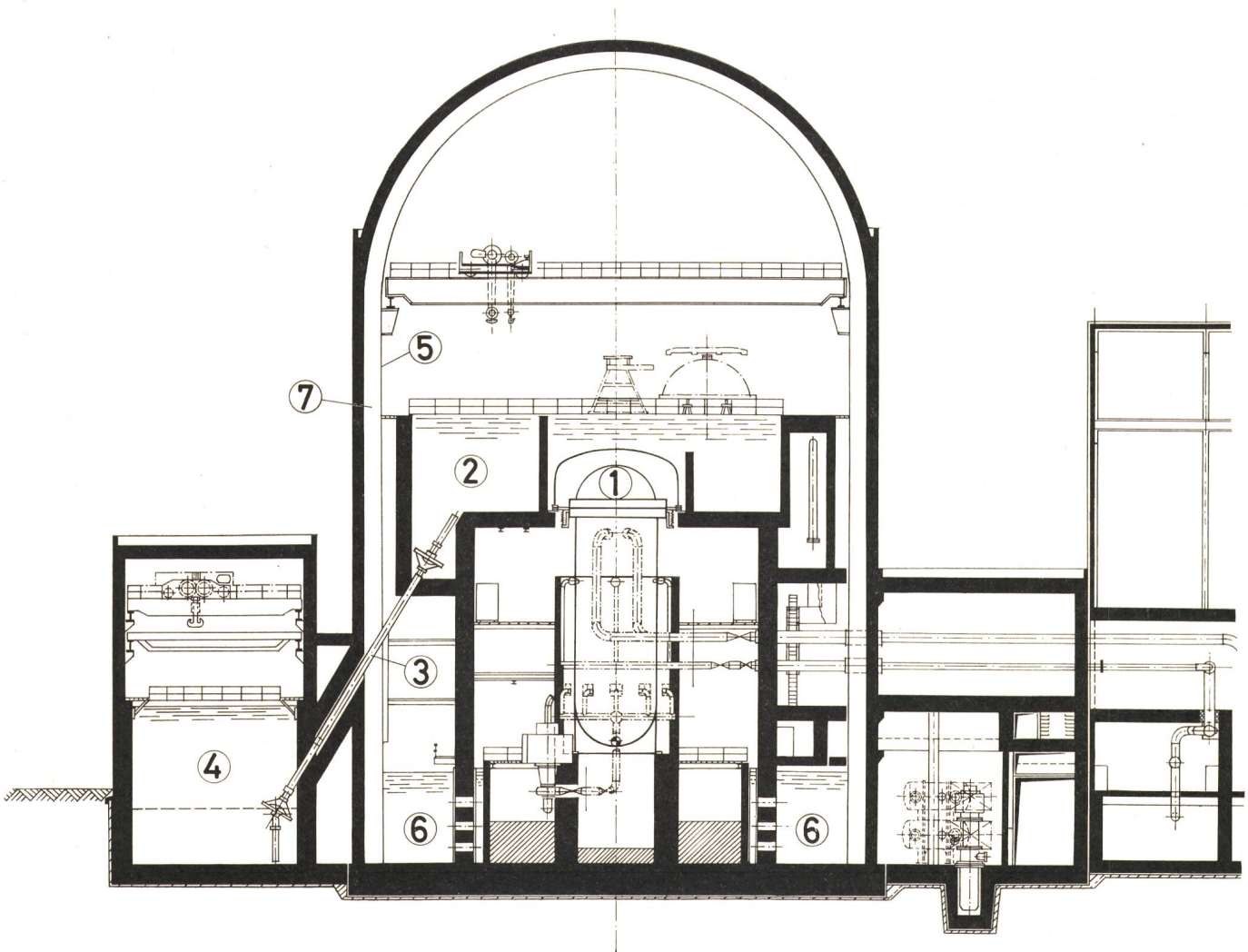


Fig. 3 Schnitt durch das Reaktorgebäude

- | | | |
|--------------------------------|------------------------------|-----------------------|
| 1 Druckgefäß | 3 Brennelement-Transportrohr | 5 Stahlcontainment |
| 2 Brennelement-Transportbecken | 4 Brennelement-Lagerbecken | 6 Kondensationskammer |

Centrale nucléaire de Verbois

Par R. Wüthrich

Bereits im Jahre 1968 wurden von der EOS die ersten Kontaktgespräche mit den zuständigen Genfer Behörden bezüglich der Möglichkeiten zum Bau eines Kernkraftwerkes aufgenommen. Nach vielen Studien und Vorarbeiten wurde dann im Mai 1974 vom Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement die Standortbewilligung für das Kernkraftwerk Verbois erteilt. Es ist zurzeit geplant, auf diesem Standort ein Kernkraftwerk mit Frischwasserkühlung aus der Rhone mit einer elektrischen Leistung von etwa 800 bis 1100 MW zu erstellen.

Historique

C'est en 1968 déjà, alors qu'EOS terminait les aménagements de la centrale thermique de Chavalon, qu'elle procédait à la mise en service de l'usine de Bitsch d'Electra-Massa et qu'elle se préparait aux essais des installations des Forces motrices de l'Hongrin-Léman, que la direction de notre société entreprit les premiers contacts avec les Autorités genevoises. Dès ce moment-là, une étude du marché des équipements nucléaires ainsi que des besoins en énergie du réseau, à long terme, était mise en route. La récolte des données existantes du site débutait en 1969 et en 1970, les premières études techniques relatives au site étaient entreprises. Le 3 juin 1970, le projet était rendu officiel par une lettre adressée au chef du Département fédéral des transports et communications et de l'énergie. Le 23 décembre de la même année, une demande d'approbation de site était déposée à l'Office fédéral de l'économie énergétique et par cette voie transmise aux Autorités genevoises qui devaient émettre un préavis.

Il fallut ensuite attendre jusqu'en octobre 1972 et mars 1973 pour recevoir de Berne deux rapports établis par la Commission pour la sécurité des installations nucléaires (CSA) indiquant qu'une centrale de 800 à 1100 MWe pouvait être exploitée sur le site de Verbois en respectant les exigences de la loi atomique concernant la sécurité, puis jusqu'en février 1974 pour que le canton de Genève donne son préavis. C'est le 7 mai 1974 que le Département fédéral des transports et communications et de l'énergie transmettait au canton de Genève et à EOS sa décision positive sur l'approbation du site de Verbois pour l'implantation d'une centrale nucléaire.

Entre-temps, de nombreuses études ont été effectuées, un appareillage de mesures météorologiques a été installé sur place, une campagne de sondages a permis de préciser les connaissances géologiques du sous-sol, l'étude technique du projet a démarré, de même que la préparation de dossiers d'appels d'offres qui seront envoyés incessamment aux constructeurs des lots nucléaire et thermique.

Avantages du site de Verbois

Le site de Verbois a été choisi en fonction des nombreux avantages qu'il rassemble. En effet, le réseau électrique à haute tension de la Suisse romande est actuellement alimenté principalement par les usines électriques du Valais et le plus gros consommateur de ce réseau se trouve être le canton de Genève, à l'extrémité opposée dudit réseau. Pour un meilleur équilibre de celui-ci, il était donc naturel de chercher à placer la prochaine centrale dans la région de Genève. Le site de Verbois est déjà équipé d'un poste électri-

C'est en 1968 déjà que l'EOS a engagé avec les autorités genevoises compétentes les premiers pourparlers relatifs à la possibilité de construire une centrale nucléaire. Après bien des études et travaux préliminaires, le Département fédéral des transports et communications et de l'énergie octroyait en mai 1974 l'approbation de site pour la centrale nucléaire de Verbois. A l'heure actuelle, il est prévu d'ériger sur ce site une centrale nucléaire à refroidissement par l'eau du Rhône avec une puissance électrique d'environ 800 à 1100 MW.

que de transformation 220/130 kV. C'est un nœud important du réseau des lignes à haute tension en provenance de Génissiat (EdF) et Romanel (EOS), ainsi que le point de départ de lignes 130 kV alimentant l'agglomération genevoise. La construction d'une centrale à Verbois permet donc d'éviter la création d'un nouveau poste électrique et de lignes à haute tension. La centrale pourra injecter sa production dans le réseau existant. Un autre point favorable, en rapport avec le raccordement électrique de l'installation, est la présence de l'usine hydro-électrique de Verbois qui constitue une alimentation électrique de secours sûre pour les services auxiliaires de la centrale en cas d'arrêt ou de défaillance.

Un autre avantage majeur du site est la présence du Rhône. Pour condenser la vapeur à la sortie de la turbine, il faut en effet une source froide importante. Le débit d'eau soutiré du Rhône pour le circuit de refroidissement sera de l'ordre de 40 à 50 m³/s. Précisons en passant que le Rhône à l'aval de Genève est la seule rivière en Suisse romande capable d'assurer ce refroidissement et que sans cette source d'eau froide il faudrait ériger, comme prévu dans les projets de Suisse allemande, une tour de réfrigération gigantesque, ce qui ne serait pas accepté à Verbois pour des raisons d'esthétique, de brouillard sur le vignoble et de sécurité aérienne.

Comme avantages nous mentionnerons encore le fait que les terrains nécessaires ont été réservés de longue date et qu'ils appartiennent en grande partie aux pouvoirs publics. Du point de vue géologique et géotechnique, les conditions sont également favorables et les bâtiments à caractère nucléaire de l'installation trouveraient une assise excellente sur le banc de molasse rouge du Chattien inférieur.

Description du site

La centrale nucléaire sera située sur la rive droite du Rhône, sur une terrasse graveleuse formée par un coude de la rivière, à l'aval du barrage hydro-électrique de Verbois. Le site se trouve sur le territoire de la commune de Russin. Il s'agit d'une plate-forme créée en partie par l'exploitation de gravières, dont l'altitude est 354 m s. m. L'aire disponible est d'environ 30 ha.

Cette plate-forme est assez encaissée. Elle est fermée au nord par la retenue de Verbois dont le plan d'eau maximum surplombe le site de 15 m environ. Sur le reste du pourtour s'élèvent une colline boisée, les falaises de Cartigny ainsi que les coteaux du vignoble de Russin. L'altitude moyenne du plateau genevois est de 400 m s. m. environ.

Les terrains sont en zone agricole, ils appartiennent principalement à l'Etat de Genève, aux Services industriels de Genève et à l'EOS.

La région proche du site est peu peuplée, aucune résidence ne se trouve dans un rayon de 500 m autour de la centrale. Le village de Russin est situé à environ 1 km à l'ouest. Dans un rayon de 5 km on trouve 11 agglomérations totalisant 13 000 habitants. A partir de 6 km, par contre, on atteint la banlieue de Genève. Le centre de la ville, 170 000 habitants, est distant de 9 km.

Le site se trouve dans la zone de sécurité de l'aéroport international de Genève-Cointrin. Mais, placée au fond de la dépression de Verbois, la centrale ne constituera pas un obstacle pour la navigation aérienne. D'autre part, l'étude du trafic aérien et des statistiques d'accidents a montré que la probabilité de chute d'un avion sur la centrale était du même ordre de grandeur que celle des autres sites du plateau suisse.

Le Rhône qui borde la plate-forme fournira l'eau pour le refroidissement direct du condensateur du circuit vapeur. Sur la base de nombreuses analyses, l'Office fédéral de la protection de l'environnement a admis que la qualité de l'eau du Rhône était suffisante (classe II) pour pouvoir être utilisée à cette fin. En période d'étiage de la rivière, soit pendant quelques jours ou quelques semaines en hiver, spécialement au cours des années de faible hydraulicité, la puissance de la centrale devra être réduite pour satisfaire aux normes fédérales en matière de réchauffement des cours d'eau par les rejets thermiques.

En ce qui concerne le danger d'inondation du site par rupture du barrage de Verbois, des études on montré que cette construction est apte à supporter sans dommages importants le plus fort séisme prévisible, mais que sous certaines conditions la percussio accidentelle d'un gros avion de ligne pourrait détruire une pile du barrage. Néanmoins, les conditions pour cette percussio sont telles que sa probabilité se trouve au-delà du seuil d'inraisemblance et que l'inondation qui en découlerait n'atteindrait pas le niveau de la plate-forme de la centrale.

Le sous-sol de la région genevoise est constitué par un massif molassique d'âge Chattien, recouvert d'alluvions. La «molasse rouge» du bed-rock, mise en évidence par de nombreux sondages, est alternativement gréseuse et marneuse. A proximité du Rhône elle s'enfonce à une profondeur telle qu'il n'est plus possible d'y fonder un bâtiment. C'est la raison pour laquelle les derniers projets d'implantation s'écartent du Rhône de quelques centaines de mètres. Recouvrant le substratum molassique, on rencontre deux couches morainiques, le Rissien et le Würmien. Grâce à la forte compression subie par ces couches en période glaciaire, toutes deux sont fort compactes et présentent de bonnes caractéristiques géotechniques.

Du point de vue sismologique, la région de Verbois est une région calme et elle ne pose pas de problème particulier par comparaison avec d'autres sites du plateau suisse.

Du point de vue nappe phréatique, le site se trouve en zone de protection des eaux, mais la nappe souterraine de cette région est de faible épaisseur et sans intérêt pour une utilisation éventuelle comme eau potable.

Description de l'installation

A l'heure actuelle, le type de réacteur n'est pas choisi. Nous entendons tirer le maximum de profit des expériences qui s'accumulent en Suisse et à l'étranger et commander une installation sûre et éprouvée. Nos critères de choix sont dans l'ordre:

- la sécurité du public, de l'exploitant et des installations,
- la continuité de marche de la centrale et la fiabilité des équipements,
- la commodité d'exploitation,
- l'économie de la production.

Dans cette optique, trois types de réacteurs sont envisagés. Il s'agit de deux types modérés et refroidis à l'eau légère,

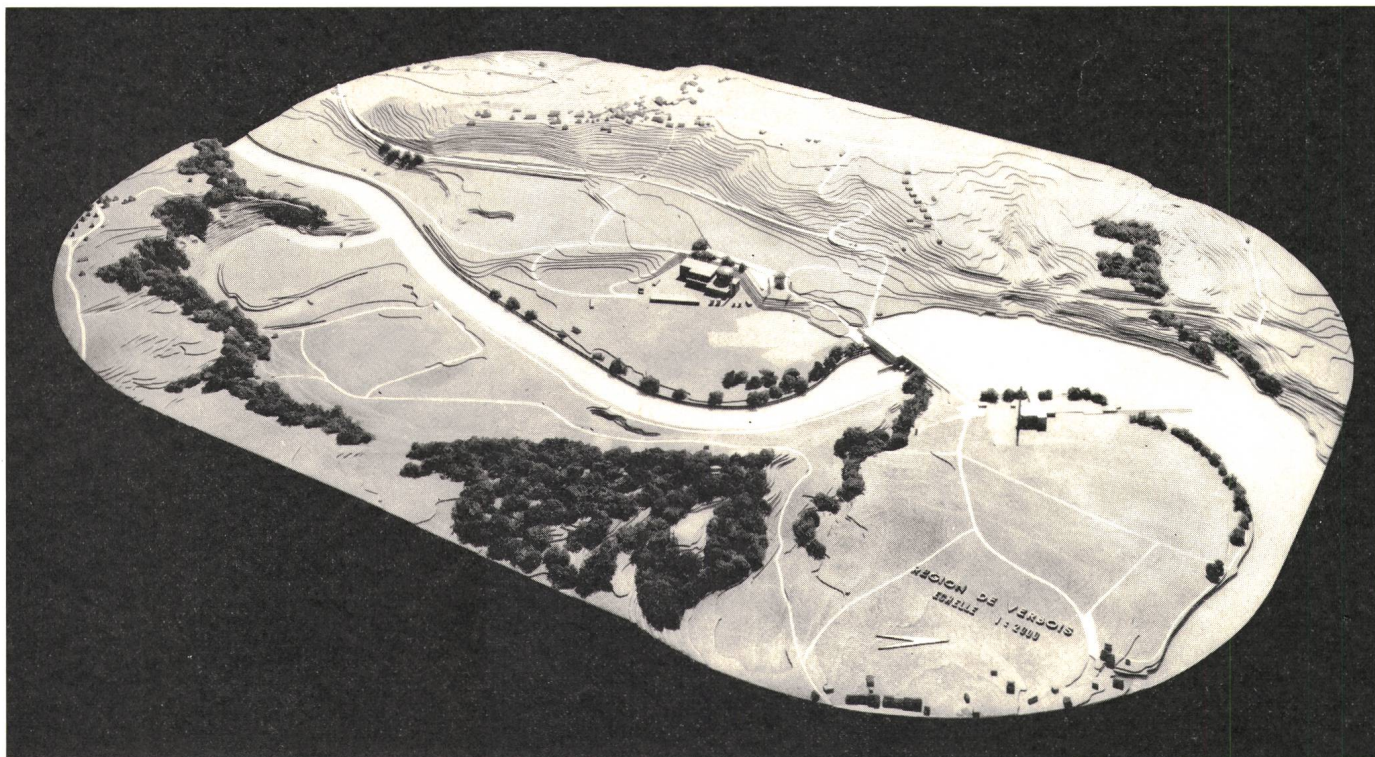


Fig. 1 Maquette de la centrale nucléaire de Verbois

(Photo Klemm, Genève)



Fig. 2 Silhouette de la centrale nucléaire de Verbois (photomontage)

(Photo Klemm, Genève)

l'un travaillant sur le principe de l'eau pressurisée (PWR), l'autre de l'eau bouillante (BWR) ainsi que d'un type modéré au graphite et refroidi au gaz d'hélium et travaillant à plus haute température (HTGR). La puissance du réacteur sera voisine de 3000 MW thermiques.

Protection de la nature et du paysage

L'emplacement prévu pour la centrale est voisin de deux sites protégés. Il s'agit de la réserve naturelle du Moulin de Vert située à 1 km au sud du site dans l'ancienne boucle du Rhône au pied des falaises de Cartigny, sur l'autre rive de la rivière, et du vallon de l'Allondon à 1,5 km à l'ouest. Il va sans dire que ces zones seront entièrement respectées et n'auront absolument pas à souffrir de la présence de la centrale. Sur ce point, les amis de la nature sont très vigilants.

Les ouvrages n'empiéteront ni sur le vignoble, ni sur des terres présentement exploitées par l'agriculture. Du point de vue esthétique, le paysage aura tout à gagner de l'aménage-

ment prévu par rapport à l'aspect tourmenté qu'il présente actuellement. Les terrains non utilisés, en bordure du Rhône notamment, seront aménagés en espace vert avec plantation d'arbres de haute futaie, ceci en accord avec les autorités compétentes pour la protection de la nature.

Pour apprécier l'impact des ouvrages de la centrale nucléaire sur le paysage, une maquette de la région comportant une centrale PWR d'environ 900 MWe a été construite. La fig. 1 montre cette maquette. D'autre part, des montages photographiques, dont l'un d'eux est reproduit (fig. 2), ont également été exécutés. En aucun point du paysage les installations ne se silhouetteront sur une ligne de crête ou d'horizon. La Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage appelée à se prononcer sur le projet a donné un préavis positif.

Adresse de l'auteur:

R. Wüthrich, S.A. l'Energie de L'Ouest-Suisse, 1001 Lausanne.

Kernkraftwerk Rüthi

Von R. Véya

A l'origine, les Forces Motrices du Nord-Est de la Suisse S.A. (NOK) à Baden envisageaient la construction d'une centrale thermique conventionnelle sur le site de Rüthi. Par la suite une violente opposition s'est élevée contre la combustion de grandes quantités de mazout avec sa séquelle de dégagement de SO₂.

Le site de Rüthi se présente favorablement du point de vue de l'économie électrique parce que s'y croisent des lignes existantes à haute tension et de grande capacité de transport qui permettent de desservir la région en énergie provenant de l'Est et assurent aussi l'alimentation en Suisse orientale des centrales, projetées ou en construction, à accumulation par pompage et cela à courtes distances de transport. C'est pourquoi, en 1966/67 déjà des études ont été engagées en vue de la construction d'une centrale nucléaire. Mais, ensuite des délais qu'exige le processus d'autorisation de construire et du temps que demande la réalisation, la centrale nucléaire de Rüthi ne pourra entrer en service au plus tôt qu'au début des années quatre-vingts. Compte tenu de la rapide croissance de la demande, sa puissance a été fixée à 900 MW au moins.

1. Die Bedeutung des Standortes Rüthi

Im Bestreben, entsprechend der Zunahme des Elektrizitätsbedarfes weitere Energieerzeugungsanlagen zu erstellen, wurde in den Jahren 1962/63 ein thermisches Kraftwerk mit 2 Blöcken von 150 MW am Standort Rüthi projektiert. Die Grundlage hierzu bildeten die dem Kanton St. Gallen zustehenden Transportrechte auf der durch das Rheintal führenden Ölpipeline Genua–Ingolstadt. Als geeigneter Aufstellungsort für das Kraftwerk bot sich das Gebiet zwischen Bahnlinie und Rheintaler Binnenkanal im nördlichen Teil der Gemeinde Rüthi dar. In der Folge entbrannte eine starke Opposition gegen die bei der Verbrennung der grossen Ölmengen entstehenden SO₂-Immissionen. Nach dem Übergang zur Kernenergie durch den Baubeschluss der NOK für das Kernkraftwerk Beznau I wurde das Projekt des ölthermischen Kraftwerkes zurückgezogen.

Aber bereits im Zusammenhang mit den Studien für den nach Beznau I zweiten Kraftwerkblock der NOK in den Jahren 1966/67 wurde Rüthi wieder in die Untersuchungen einbezogen. Der grosse Energiebedarf und dessen überdurchschnittliche Zunahme in der Ostschweiz, wo bis heute nordöstlich der Linie Schaffhausen–Zürich–Rapperswil–Walensee keine nennenswerten Energieerzeugungsanlagen vorhanden sind, begründen das Interesse der NOK an diesem Standort. Obwohl auch der zweite Kernkraftwerkblock in Beznau erstellt wurde, stand bereits damals fest, dass der Standort Rüthi einem gesunden Elektrizitätswirtschaftlichen Konzept entspricht.

Einerseits besteht bereits heute ein starkes Auseinanderfallen des Verbrauchsschwerpunktes in dem durch die neun Kantone der Ostschweiz gebildeten Versorgungsgebiet der NOK und dem Produktionsschwerpunkt, der sich aus der zur Verfügung stehenden Werkkombination ergibt. Während der Verbraucherschwerpunkt östlich von Zürich liegt, hat sich der Produktionsschwerpunkt in den letzten Jahren immer weiter in den westlichen Teil des Versorgungsgebietes verschoben.

Durch die Beteiligungen der NOK an den Kernkraftwerken Fessenheim, Gösgen, Leibstadt und Kaiseraugst findet bis Ende der siebziger Jahre eine weitere Verschiebung des

Ursprünglich wurde von der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG, Baden, am Standort Rüthi ein konventionell-thermisches Kraftwerk geplant. In der Folge entstand eine heftige Opposition gegen die Verbrennung der grossen Ölmengen und die damit zusammenhängende SO₂-Immission.

Der Standort Rüthi entspricht einem günstigen Elektrizitätswirtschaftlichen Konzept, da sich hier bestehende leistungsfähige Hochspannungsleitungen kreuzen, über die das Konsumgebiet von Osten her beliefert werden kann und auch die Anspeisung von projektierten oder im Bau befindlichen Pumpspeicherwerken in der Ostschweiz über kurze Transportdistanzen möglich wird. Deshalb wurde das Projekt des Baues eines Kernkraftwerkes bereits in den Jahren 1966/67 in die Untersuchungen einbezogen. Infolge der zeitraubenden Bewilligungsverfahren und der langen Erstellungszeit wird das Kernkraftwerk Rüthi aber frühestens Anfang der achtziger Jahre in Betrieb gehen können. Seine Leistung wurde mit Rücksicht auf den stark anwachsenden Energiebedarf auf mindestens 900 MW festgelegt.

Produktionsschwerpunktes in westlicher Richtung und somit eine immer einseitiger werdende Anspeisung des Versorgungsgebietes statt. Andererseits werden die NOK ab 1977 über eine installierte Pumpenleistung von rund 290 MW zur Veredelung von Schwachlastenergie in Pumpspeicherwerken verfügen, deren Schwerpunkt, im wesentlichen durch die 159 MW Pumpenleistung im kombinierten Pumpspeicherwerk Sarganserland bedingt, in der äusseren Ostschweiz liegt. Bekanntlich weist die Ostschweiz weitere günstige Pumpspeichermöglichkeiten auf.

Bei Betrachtung der geforderten Energieflüsse der nächsten Jahrzehnte und insbesondere im Sinne der Verlagerung der Produktionsanlagen in die Verbrauchergebiete drängt sich der Bau eines Kernkraftwerkes in der Ostschweiz geradezu auf.

Ein besonderer Vorteil des Standortes Rüthi liegt darin, dass sich hier bestehende leistungsfähige Hochspannungsleitungen kreuzen, über die das Konsumgebiet von Osten her beliefert werden kann und auch die Anspeisung von projektierten oder im Bau befindlichen Pumpspeicherwerken in der Ostschweiz über kurze Transportdistanzen möglich wird. (Beispielsweise müssen bereits ab 1977 für die Kraftwerke Sarganserland jährlich rund 350 Millionen kWh Pumpen-

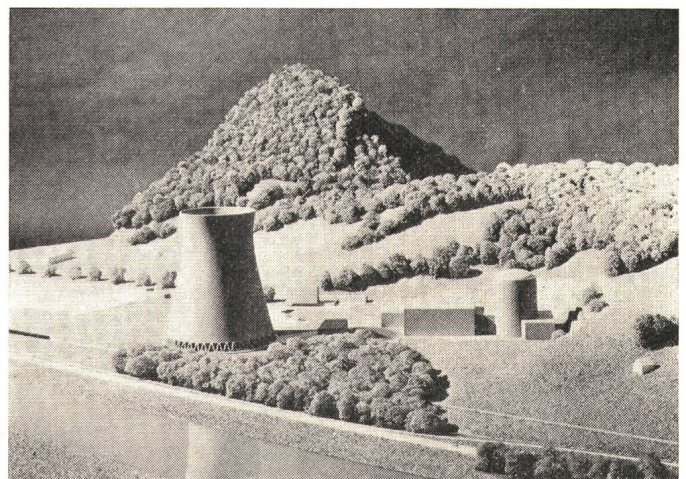
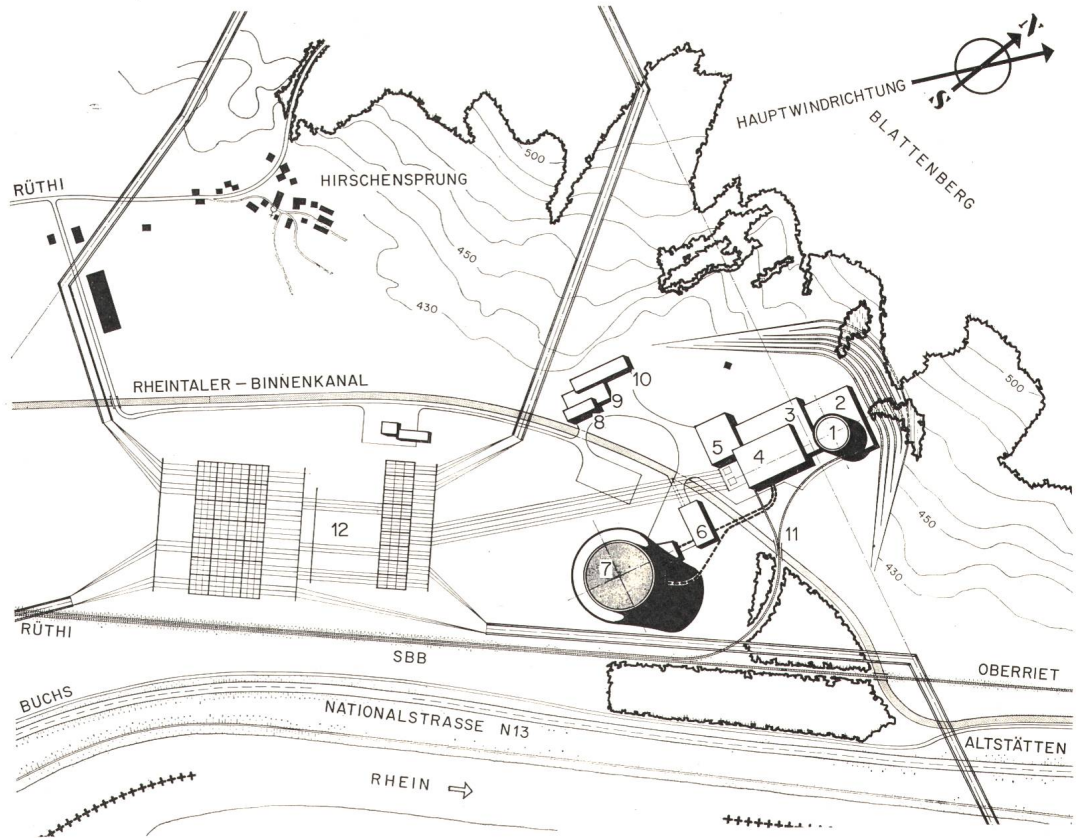


Fig. 1 Modellaufnahme des Kernkraftwerks Rüthi von Nord-Osten

Fig. 2
Lageplan
Kernkraftwerk Rüthi

- 1 Reaktorgebäude
- 2 Reaktor-Hilfsanlagen-Gebäude
- 3 Betriebsgebäude
- 4 Maschinenhaus
- 5 Werkstatt- und Lagergebäude
- 6 Kühlwasserreinigung und Pumpenhaus
- 7 Naturzugkühlturm
- 8 Bürotrakt
- 9 Kantine
- 10 Garagen
- 11 Geleiseanschluss an die Station Rüthi
- 12 Freiluftschaltanlage



antriebsenergie bereitgestellt werden.) Dieses Konzept stimmt mit den durch den Bundesrat veranlassten und in Erarbeitung befindlichen Standortkriterien für Kernkraftwerke überein, welche ebenfalls die Nähe zum Konsumgebiet und zu leistungsstarken Übertragungsleitungen in den Vordergrund stellen.

Der Standort für das Kernkraftwerk schliesst an die Industriezone der Gemeinde Rüthi an und ist talseitig begrenzt durch die Verkehrsträger SBB und N 13 und nördlich durch den Blattenberg. Die Baugrundverhältnisse sind nach den einlässlichen geologischen Untersuchungen, verbunden mit umfangreichen Bohrungen und Schürfungen, als geeignet befunden worden.

Die Erschliessung des Werkareals erfolgt ab der in der Nähe vorbeiführenden Kantonsstrasse. Für das hauptsächlich während der Bauzeit zu bewältigende grosse Transportvolumen ist von der SBB-Station Rüthi her ein Geleiseanschluss geplant.

In wasserwirtschaftlicher Hinsicht stützt sich das Werk auf den Rhein ab.

Mit Rücksicht auf den stark anwachsenden Energiebedarf, die zeitraubenden Bewilligungsverfahren und die lange Erstellungszeit wird die Anlage Rüthi bestenfalls Anfang der achtziger Jahre in Betrieb gehen. Den dazumaligen Bedürfnissen entsprechend, wurde die Leistung mit mindestens 900 MW festgelegt.

2. Disposition der Kraftwerkanlage

Für die Disposition der Kraftwerkanlage sind fundationstechnische und betrieblich-funktionelle Gründe ausschlaggebend.

Für die seinerzeit geplanten ölgefeuerten Blöcke hätten sowohl Kesselhaus wie auch Maschinenhaus auf dem Lockergestein der Rheinebene fundiert werden können. Insbe-

sondere erwies sich die oberste Kiessandschicht von 15 bis 20 m Mächtigkeit als genügend tragfähig. Durch den Übergang auf eine Kernenergieanlage musste für die Aufnahme des schweren Reaktorgebäudes eine Abstützung auf Felsformationen angestrebt werden. Die Sondierungen ergaben, dass der nach Süden flach einfallende Blattenberg links des Rheintaler Binnenkanals eine geeignete Felsunterlage darstellt (Fig. 2). Zur besseren Anlehnung an die eintauchende alpine Scholle ist die Aussprengung einer Nische vorgesehen.

Das rund 80 m lange Maschinenhaus kann auf Lockergestein fundiert werden. Die Setzungsanalysen haben ergeben, dass eine Flachfundation für das im isolierten Grundwasservorkommen zwischen Binnenkanal und Blattenberg stehende Maschinenhaus keine unzulässigen Setzungen ergibt.

Die übrigen Werkanlagen, umfassend Kommandobereich, Eigenbedarfsschaltanlagen, Garderoben usw., sowie Werkstatt- und Lagergebäude werden nach betrieblich-funktionellen Gesichtspunkten den Hauptgebäuden zugeordnet.

Die Aufstellung des Kühlturmes mit seinen ausserordentlichen Abmessungen drängt sich schon aus meteorologischen Gründen zwischen Bahnlinie und Binnenkanal auf. Einerseits ist ein Abrücken aus den gestörten Windfeldern der Talflanke und des Blattenberges erwünscht, und andererseits ist ein einheitlicher Baugrund besonders wichtig. Die Kühlturmschale hat ein rund viermal geringeres Gewicht als das Reaktorgebäude und kann mit einem Ringstreifenfundament in der Rheinebene fundiert werden. Die Setzungsempfindlichkeit der dünnwandigen Kühlturmschale erfordert entsprechende Baugrunduntersuchungen und Setzungsanalysen.

Über eine neu zu erstellende Freiluftschaltanlage der Spannungsebenen 380 und 220 kV erfolgt der Abtransport der erzeugten Energie in das Hochspannungsnetz. Die bereits bestehenden, unmittelbar am Standort Rüthi vorbeifüh-

den Hochspannungsleitungen Rothenbrunnen/Bonaduz-Winkeln und Winkeln-Brederis müssen im engeren Raum Hirschsprung-Blattenberg umdisponiert und in die Schaltanlage eingeschlaucht werden. Es sind keine neuen Freileitungen erforderlich.

3. Rückkühlanlage

Da die Wasserführung des Rheins im Mittel bei dieser Leistungsgrösse lediglich während vier Sommermonaten eine Frischwasserkühlung gestatten würde und eine Wärmeeintragung grösseren Ausmasses in den Bodensee unerwünscht ist, muss wie bei anderen schweizerischen Projekten auch im Falle von Rüthi der Einsatz von Kühltürmen in Betracht gezogen werden. Dem gegenwärtigen Stand der Technik entsprechend kommt bei der Grösse der abzuführenden Abwärmemenge nur der auf dem Effekt der Verdunstungskälte beruhende sogenannte nasse Kühlturm in Frage, und zur Minimalisierung der Umweltbeeinflussung drängt sich die Abgabe des Feuchtlufschwadens in grosser Höhe und somit der Turm mit natürlichem Luftzug auf, womit sich im Falle von Rüthi eine Bauwerkhöhe von rund 140 m bei einem Basisdurchmesser von rund 120 m ergibt.

Da der Standort Rüthi sowohl von der Topographie als auch von der Meteorologie her direkt nicht vergleichbar ist mit den Standorten im Mittelland, sind auch die meteorologischen Untersuchungen auf die lokalen Verhältnisse auszurichten. Unter der Leitung der Meteorologischen Zentralanstalt (MZA) bzw. des Dienstes für Luftreinhaltung in Payerne ist ein umfangreiches Messprogramm seit Winter 1971/72 im Gange. Mit den dauernd registrierenden Geräten auf dem 60 m hohen Turm am Standort des projektierten Kühlturmes und dem 30 m hohen Turm auf dem Blattenberg, wobei die Meßstellen des letzteren bereits 20 m über dem Kühlturmaustritt liegen, werden die Windstruktur, die Feuchtigkeit und die Temperatur in den interessierenden Luftschichten gemessen. Mit Ballonsonden werden auch die höheren Luftschichten erfasst, die für die Einschichtung bzw. Auflösung der Feuchtlufftahnne von Bedeutung sind. Weiters werden die Ergebnisse von zwei neuerrichteten Meßstationen an der Talflanke und auch die Resultate der vorhandenen Meßstationen in Altstätten, Feldkirch, Vaduz und auf dem Säntis zur Beurteilung herbeigezogen.

Die Lage des Kühlturmes nahe dem Blattenberg machte besondere Untersuchungen erforderlich. Mit Modellversuchen im Windkanal der ETH (Fig. 3) wurden die aerodynamischen Wirkungen und Störungen des Windfeldes, verursacht durch die besondere Topographie und deren Auswirkung auf die Schwadenausbreitung, insbesondere bei höheren Windgeschwindigkeiten, untersucht. Die Resultate zeigen eindeutig, dass der Kühlturmaustritt weder in den Hangstörzonen der Talflanke noch im Hangwindssystem liegt, sondern sich im wesentlichen im Hauptsystem der talgerichteten Winde befindet. Ein die Schwadenausbreitung störender Einfluss des Blattenberges konnte nicht festgestellt werden.

Ferner ist im meteorologischen Gutachten ein mögliches Zusammenwirken der an sich geringen SO_2 -Abgabe der Öluerschlaganlage Sennwald mit dem Feuchtlufschwaden des Kühlturmes einlässlich untersucht worden.

Der Kühlturm Rüthi wird für die nähere Umgebung eine optische Dominante werden und durch seine strenge Form der Landschaft eine technische Prägung verleihen. Der Kühlturm kommt an den Rand des 6 bis 7 km breiten Tales zu stehen und lehnt sich gut an die hohe Talflanke an (Fig. 4). Aus den meisten Blickwinkeln betrachtet, wird der Kühlturm vom Bergkamm der hohen Talflanke überragt.

In akustischer Hinsicht wird das Kernkraftwerkareal talseitig begrenzt durch die lärmintensiven Verkehrsträger Staatsstrasse N 13 und SBB, nördlich durch die schalldämmend wirkende Topographie des Blattenberges. Der Weiler Hirschsprung liegt noch im potentionellen akustischen Immissionsbereich des Kühlturmes und der Industriezone. Für diesen Dorfteil sind, wie auch bei anderen Kühlturmstandorten in der Schweiz, Schalldämmungsmassnahmen vorzusehen, um das durch den Sprühregen im Kühlturm verursachte Geräusch auf das für ruhige Wohnzonen einzuhaltende Mass zu reduzieren. Die vorgesehene Plazierung des Kühlturmes kann in bezug auf die heute bestehende Lärmsituation der Umgebung als günstig bezeichnet werden.

4. Wasserwirtschaftliche Verhältnisse

Je nach den meteorologischen Verhältnissen muss bei Vollastbetrieb mit einem Wasserverlust infolge Verdunstung von minimal etwa $0,3 \text{ m}^3/\text{s}$, maximal etwa $0,7 \text{ m}^3/\text{s}$ und im Mittel mit $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ gerechnet werden. Neben diesem Ver-



Fig. 3
Versuche im Windkanal



Fig. 4 Ansicht des Kühlturmes (Pfeil) des projektierten Kernkraftwerks Rüthi
Photomontage ist eine Ansicht vom Viktorsberg (Vorarlberg) aus.

dunstungsverlust wird zur Begrenzung der Salzkonzentration im Kühlturmkreislauf ständig eine gewisse Wassermenge abgeflutet. Insgesamt soll der Wasserbedarf für Verdunstung und Abflutung $1 \text{ m}^3/\text{s}$ nicht übersteigen.

Die Entnahme dieses Betriebswassers erfolgt aus dem Rheintaler Binnenkanal (RBK), der aber geringe Niederwasserabflüsse aufweist, die nicht weiter geschmälert werden dürfen. Es ist deshalb vorgesehen, den RBK während des Betriebes ständig mit $1 \text{ m}^3/\text{s}$ zu beschicken, und zwar mit einer Pumpüberleitung aus dem Rhein bei Salez/Ruggell, wo aus flussbaulichen Gründen im Rhein ohnehin der Einbau

einer Schwelle vorgesehen ist. Das Rheintaler Binnenkanalsystem dient somit lediglich als Zulaufkanal.

Die Betriebsabwässer, die keiner Klärung bedürfen, werden unter Beachtung der behördlichen Richtlinien in den Rhein zurückgegeben. Die häuslichen oder sonstwie zu klärenden Abwässer werden der bei Hirschensprung projektierten Kläranlage der Gemeinde Rüthi zugeleitet.

Adresse des Autors:

R. Véya, Vizedirektor der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG,
5401 Baden.

Kernkraftwerk Inwil

Von A. Gugler

Les Forces Motrices de la Suisse centrale à Lucerne envisagent l'érection d'une centrale nucléaire dans la région de la Schweissmatt à Inwil. En 1972/73, elles ont pu s'assurer les droits d'acquisition d'un terrain d'environ 500 000 m². Le 8 juillet 1973 les électeurs d'Inwil ont approuvé l'inclusion de ce terrain dans la zone industrielle. Les plans actuellement en cours d'exécution sont menés de telle manière que, selon l'évolution des besoins d'électricité en Suisse, la construction d'une centrale nucléaire d'environ 1000 MW puisse être rapidement entreprise.

Die Centralschweizerischen Kraftwerke, Luzern, planen die Erstellung eines Kernkraftwerkes im Gebiet der Schweissmatt, Inwil. In den Jahren 1972/73 konnte das nötige Land im Ausmasse von rund 500 000 m² durch Kaufrechte gesichert werden. Am 8. Juli 1973 haben die Stimmbürger von Inwil der Einzonung dieses Landes in die Industriezone zugestimmt. Die zurzeit laufenden Planungsarbeiten werden so durchgeführt, dass je nach der Entwicklung des schweizerischen Elektrizitätsbedarfs rasch an den Bau eines Kernkraftwerkes mit einer Leistung von rund 1000 MW herangetreten werden kann.

Die Centralschweizerischen Kraftwerke (CKW), Luzern, haben seit einigen Jahren Überlegungen angestellt über die Möglichkeit des Baues von Kernkraftwerken in der Zentralschweiz. Im Herbst 1971 orientierten wir die Behörden des Kantons Luzern und der Gemeinde Inwil, dass sich auf Grund unserer Voruntersuchungen das Gebiet der Schweissmatt, Inwil, für den Bau eines Kernkraftwerkes eignen könnte.

Dieser Standort liegt abseits von grösseren Siedlungen und ist mit Strassen und Eisenbahn gut erschlossen. Die naheliegende Reuss liefert das für den Betrieb und die Kühlung nötige Wasser. Gefährdungen durch Katastrophenhochwasser sind ausgeschlossen. Dank dem naheliegenden Unterwerk Mettlen, einem bedeutenden Energieknotenpunkt der Schweiz mit leistungsfähigen Verbindungen zu mehreren

grossen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, kann die in einem Kernkraftwerk Inwil anfallende Energie mit einem Minimum an neuen Leitungen abtransportiert werden.

In den Jahren 1972/73 konnte alles für den Bau eines Kernkraftwerkes nötige Land (rund 500 000 m²) durch Kaufrechte gesichert werden. Der Regionalplanungsverband Luzern und Umgebung und der Regierungsrat des Kantons Luzern haben die Einzonung des uns interessierenden Terrains als Industriegelände befürwortet. In der Folge haben auch die Stimmbürger von Inwil am 8. Juli 1973 der Einzonung zugestimmt. Voraus ging ein lebhafter Abstimmungskampf, der vor allem von einer auswärtigen Gegnerschaft kräftig geschürt wurde. Die Opposition richtete sich nicht gegen die Einzonung als Industriegelände als solche, sondern gegen die spätere Verwendung dieses Industrie-



Fig. 1 Standortgelände für das Kernkraftwerk Inwil

Reproduziert mit Bewilligung der Eidg. Landestopographie vom 5. 6. 1974

geländes für den Bau eines Kernkraftwerkes. Nachdem eine Beschwerde gegen die Abstimmung zunächst vom Regierungsrat des Kantons Luzern und dann auch vom Bundesgericht abgewiesen wurde, ist die Einzonung im März 1974 rechtskräftig geworden. Damit waren für die CKW die Voraussetzungen gegeben, das Gebiet der Schweissmatt zu Eigentum zu erwerben.

Parallel zu den Landerwerbsverhandlungen wurden seit Anfang 1972 umfangreiche Studien durchgeführt, um das Gebiet der Schweissmatt auf seine Eignung als Standort für ein Kernkraftwerk zu untersuchen. Alle bisherigen Abklärungen, so insbesondere die Bodenuntersuchungen, die meteorologischen Messungen in Zusammenarbeit mit dem Dienst für Luftreinhaltung der Schweizerischen Meteorologischen Zentralanstalt, Payerne, Grundwasseruntersuchungen

im Einvernehmen mit den zuständigen Gewässerschutzämtern und Transportstudien lassen erwarten, dass sich der Standort Inwil für den Bau und Betrieb eines Kernkraftwerkes eignet. In den nächsten Wochen wird bei den zuständigen Behörden das Standortbewilligungsverfahren eingeleitet. Die zurzeit laufenden Planungsarbeiten dienen dazu, den Standort Inwil so vorzubereiten, dass je nach Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs rasch an den Bau eines Kernkraftwerkes mit einer Leistung von rund 1000 MW herangetreten werden kann.

Adresse des Autors:

Dr. A. Gugler, Direktor der Centralschweizerischen Kraftwerke, Luzern.

Nationale und internationale Organisationen Organisations nationales et internationales



UNIPEDE-Expertengruppe für Landwirtschaft, Gewerbe und Handel

Anlässlich des UNIPEDE-Kongresses von Den Haag wurde oft auf einen möglichen kommenden Versorgungsengpass mit elektrischer Energie aufmerksam gemacht. Um diesen Engpass möglichst hinauszuzögern, muss die Elektrizität sinnvoll und rationell verwendet werden. Der Konsument sollte mit einem geringeren Leistungs- und Energiebedarf seine Komfortansprüche beibehalten oder sogar leicht erhöhen können.

Dieses Prinzip der rationellen Verwendung der Energie ist im Dienstleistungssektor wichtiger als im Haushalt, weil der Wettbewerb mit anderen Energieträgern besser spielt. Aus diesem Grunde haben die Elektrizitätswerke alles Interesse, die rationelle Verwendung der Energie zu fördern.

Die Expertengruppe hat deshalb an ihrer Zusammenkunft vom 10. Dezember 1973 beschlossen, die Möglichkeiten der Rationalisierung in der Verwendung der elektrischen Energie gründlich zu studieren. Zu diesem Zweck wird auch eine Erhebung durchgeführt an Objekten, die bereits mit Installationen zur Verminderung oder zur Verschiebung der Lastspitze und zur Reduktion des Energieverbrauches ausgerüstet sind.

Der Schlussbericht dieser Studie soll Grundprinzipien festhalten, welche durch Erfahrungen an ausgeführten Objekten und einzelnen Daten aus der Umfrage ergänzt werden können.

Erdöl-Vereinigung

Im Geschäftsbericht der Erdöl-Vereinigung, welcher der Mitgliederversammlung vom 12. Juni 1974 vorgelegt wurde, wird auf ein in die Annalen der Ölwirtschaft ausserordentliches Jahr eingegangen, in dem die Knappheitserscheinungen durch politische Umstände zur eigentlichen Versorgungskrise ausarteten. Der Sturm ist zwar nun vorüber, zu einer voreiligen Ruhe besteht jedoch kein Anlass, denn die Ursachen, die zur Krise geführt haben, bestehen noch immer, haben sich auf der politischen Ebene und dem Währungssektor sogar noch verstärkt. Grund genug, aus den vergangenen Monaten die Lehre zu ziehen, d. h. das Krisenmanagement auszubauen, die Rationierung und flankierenden Massnahmen vorzubereiten, die Lagermöglichkeiten auszuweiten sowie den Informationsfluss zwischen Behörden und Wirtschaft zu verbessern.

UNIPEDE: Groupe d'experts de l'agriculture, de l'artisanat et du commerce

Lors du congrès de la Haye, l'attention a été attirée souvent sur un manque possible d'énergie électrique. Afin de reporter la période de pénurie autant que possible, il faut rationaliser l'utilisation de l'énergie électrique. Le client doit pouvoir atteindre un confort identique ou légèrement altéré avec une puissance et une consommation réduites.

Ce principe d'utilisation rationnelle de l'énergie est plus important dans le secteur tertiaire que dans le secteur domestique, parce que la compétition avec d'autres sources d'énergie y est plus directe.

Il résulte de ce qui précède – pénurie d'énergie et compétition dans le secteur tertiaire – que les distributeurs ont tout intérêt à promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Par conséquent, lors de sa réunion à Bruxelles, le 10 décembre 1973, le Groupe d'experts a choisi comme nouveau sujet une étude détaillée sur la rationalisation de l'utilisation d'énergie électrique.

Une enquête sera effectuée pour des cas-pilotes d'établissement où on a installé des dispositifs ou des systèmes, destinés à diminuer ou à déplacer la pointe de charge et à diminuer la consommation.

Le rapport final de cette étude peut procurer des principes de base, illustrés par des cas et des chiffres résultant de l'enquête.

Union Pétrolière

Dans le rapport annuel de l'Union Pétrolière qui a été présenté à l'Assemblée générale du 12 juin 1974, il fut question dans les annales de l'économie pétrolière d'une année exceptionnelle, pendant laquelle les premiers indices de pénurie ont dégénéré par des circonstances politiques en une véritable crise d'approvisionnement. La tempête a passé, mais il serait toutefois erroné d'aller se reposer, car les causes fondamentales de la crise existent toujours. Elles se sont même renforcées sur les plans politique et monétaire. Il est donc temps de tirer la leçon des mois passés. En l'occurrence, il y a lieu de consolider l'état-major de crise, préparer le rationnement et les mesures adjacentes, augmenter les capacités de stockage, améliorer le contact entre les autorités et les milieux économiques et informer régulièrement le public.