

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 39 (1947)
Heft: 9

Artikel: Das Thermische Krafwerk Beznau der Nordostschweizerischen Kraftwerke A.-G.
Autor: Engler, A.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-921859>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 14.03.2025

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

pagnie ne s'en est pas tenue à Génissiat et aux ouvrages, qui en dépendent. Actuellement elle a entamé sa seconde tranche de travaux et commencé la construction de l'*Usine de Donzère-Mondragon*. Mais elle se préoccupe du fait que les prix deviennent de plus en plus élevés et que le coût de ce qui reste à faire aug-

mente aussi vite que la part déjà faite. Elle a conscience que des travaux comme ceux de Génissiat et de Donzère-Mondragon sont d'une urgence vraiment capitale et doivent bénéficier d'une priorité absolue.

Souhaitons-lui d'arriver à ses fins pour l'*Usine de Génissiat* et pour la suite de ses travaux.

Das Thermische Kraftwerk Beznau der Nordostschweizerischen Kraftwerke A.-G.

(Gasturbinenanlage von 40 000 kW)

Von Dir. A. Engler, Ing. Baden

I. Zweck der Anlage. Energiewirtschaftliche Grundlagen

Die technisch mögliche Energieerzeugung der Wasserkraftwerke hängt ab von den Niederschlägen im Einzugsgebiet und den daraus resultierenden Abflüssen. Die Schwankungen der Erzeugungsmöglichkeit sind im Winterhalbjahr grösser als im Sommerhalbjahr. Da es kaum je gelingen wird, in der schweizerischen Energiewirtschaft durch den Bau von Speicherwerken einen Überschuss von Winterenergie gegenüber Sommerenergie bereitzustellen, der imstande ist, den grösseren natürlichen Energiebedarf im Winter gegenüber dem Sommer zu decken, so wird das Winterhalbjahr die für die schweizerische Energieversorgung kritische Saison bleiben.

Nach Angaben des Eidgenössischen Amtes für Elektrizitätswirtschaft schwankt die Erzeugungsmöglichkeit sämtlicher der allgemeinen Elektrizitätsversorgung dienenden Wasserkraftwerke der Schweiz (Bestand Winter 1946/47) zwischen 2960 Mio kWh bei extrem ungünstiger Wasserführung wie im Winter 1920/21 und 4300 Mio kWh in einem extrem nassen Winter wie 1944/45. Gegenüber einem Winter mit mittleren Wasserverhältnissen wie 1945/46 mit einer Erzeugungsmöglichkeit von 3880 Mio kWh betragen die Schwankungen demgemäss — 23,7% und + 10,8%. Auch durch den Bau neuer Speicherkraftwerke kann die Schwankung der winterlichen Erzeugungsmöglichkeit nur relativ etwas verbessert werden; absolut wird die Differenz der Erzeugungsmöglichkeit zwischen trockenem und nassem Winter aber grösser werden, weil mit jedem neuen Speicherwerk auch eine neue Differenz in der Erzeugungsmöglichkeit aus dem Anteil der natürlichen Zuflüsse im Winter hinzukommt, es sei denn, dieses Werk wäre mit einem übergrossen Staubecken versehen, das einen Ausgleich über mehrere Jahre gestattet (wie Wäggital).

Als hauptsächlichste Mittel für den Ausgleich der

Differenz der Erzeugungsmöglichkeit zwischen trockenen und nassen Wintern kommen in Betracht:

1. Energieimport aus dem benachbarten Ausland, sei es durch Kauf von Energie oder im Austausch gegen Sommerenergie.

Der Energieimport kann nur dann in den Dienst eines weitgehenden Ausgleiches gestellt werden, wenn die Bezugsmöglichkeiten sehr elastisch sind, d. h. wenn die vertraglichen Abmachungen so lauten, dass in einem trockenen Winter sehr viel mehr Energie bezogen werden kann als in einem nassen Winter, bzw. wenn Abmachungen über den Energieaustausch (Bezug von Winterenergie gegen die Lieferung von Sommerenergie) einen Ausgleich über Perioden von mindestens 5 Jahren gestatten. So sehr uns solche Abkommen über den Energieimport oder über den Energieaustausch mit dem Ausland nützlich sein können, so werden sie sich doch nie in dem Ausmasse durchführen lassen, dass ein voller Ausgleich der möglichen Schwankung in der winterlichen Erzeugungsmöglichkeit, die für die ganze Schweiz heute schon 1340 Mio kWh beträgt, zu erreichen sein wird.

2. Erzeugung der Fehlmenge in thermischen Anlagen in der Schweiz selbst, wozu Brennstoffe aus dem Ausland eingeführt werden müssen.

Für die Nordostschweizerische Kraftwerke A.-G. (NOK), deren winterlicher Energieumsatz ca. ein Fünftel der gesamtschweizerischen Produktionsmöglichkeit ausmacht, sind die Verhältnisse noch ungünstiger als die, welche dem Durchschnitt der gesamtschweizerischen Energieversorgung entsprechen. Die Erzeugungsmöglichkeit aus eigenen Werken mit den Anteilen bei Tochtergesellschaften schwankt im Winterhalbjahr für die Werkkombination 1946/47 zwischen 341,3 Mio kWh im Minimum (Abflussverhältnisse Winter 1920/21) und 601,2 Mio kWh im Maximum (Abflussverhältnisse Winter 1935/36). Das relativ ungünstige Schwankungsverhältnis ist darauf

zurückzuführen, dass ein grosser Teil der Energie aus Laufwerken mit hohem Ausbau gedeckt wird und dass die Energiespeicher im Voralpengebiet liegen, wo die Schwankungen der winterlichen Zuflüsse verhältnismässig grösser sind als im Hochgebirge.

Wohl haben auch die NOK die technische Möglichkeit des Energieverkehrs mit dem Ausland und sie sind seit Jahren mit benachbarten ausländischen Unternehmungen im Energieaustausch gestanden. Da im Ausland aber heute und für die nächste Zukunft ein noch grösseres Missverhältnis zwischen Angebot und Nachfrage an Winterenergie besteht als in der Schweiz, sind die Möglichkeiten des Energieausgleiches durch Energieimport nur beschränkt und genügen bei weitem nicht zur Deckung des Energieausfalles in einem trockenen Winter. Aus diesem Grund haben sich die NOK entschlossen, zum Ausgleich der Erzeugungsmöglichkeit zwischen trockenen und nassen Jahren eigene thermische Anlagen aufzustellen, denen in den nächsten Wintern eine um so grössere Bedeutung zukommen wird, als selbst bei günstigsten Wasserverhältnissen die Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke kaum mehr ausreichen wird, um den während der Kriegsjahre stark angestiegenen und seit Kriegsende weiter und stärker ansteigenden Energiebedarf im Winter zu decken.

Als am raschesten realisierbare Anlage haben die NOK im Sommer 1946 in Winterthur eine Dieselenzentrale von 3000 kW installieren lassen, die schon im Winter 1946/47 in Betrieb gekommen ist. Beim Elektrizitätswerk Beznau wird ein Gasturbinenkraftwerk errichtet, dessen erste Maschinengruppe von 13 000 kW auf den Winter 1947/48 und dessen zweite Gruppe von 27 000 kW auf den Winter 1948/49 betriebsfertig sein wird. Ferner ist der Bau eines weiteren Gasturbinenkraftwerkes bei Weinfelden beschlossen, dessen Maschinengruppe von 20 000 kW den Betrieb auf den Winter 1949/50 aufnehmen kann. Damit verfügen die NOK insgesamt über eine Leistung von 63 000 kW in thermischen Kraftwerken. Bei im Grenzfall 3000-stündiger Betriebszeit in einem extrem trockenen Winter lassen sich damit ca. 190 Mio kWh erzeugen, womit ca. 73 % ihres Ausfalles gegenüber einem Winter mit günstigsten Wasserverhältnissen gedeckt werden können.

Da die Erfahrungen immer wieder gelehrt haben, dass in extrem trockenen und kalten Wintern die Brennstoffzufuhr vorübergehend versagen kann (Niederwasser im Rhein, Einfrieren der Kanäle, Störungen im Bahnverkehr), werden die thermischen Kraftwerke mit Brennstofflagern ausgerüstet, die einer maximal möglichen Ausnützung der Kraftwerke im Winterhalbjahr entsprechen.

Mit der Rückversicherung der eigenen thermischen

Kraftwerke ist eine weitergehende Ausnützung der Speicherwerke möglich, da es dann nicht mehr notwendig sein wird, gegen Ende des Winters für den Fall eines kalten oder trockenen Frühjahres eine «eiserne Reserve» in den Staubecken zurückzuhalten, was eine starke Beanspruchung der Speicherwerke bis Mitte Mai zur Folge haben kann (zum Beispiel im Jahre 1938). Die durch das thermische Kraftwerk Beznau ermöglichte durchschnittliche Mehrausnutzung der Speicherwerke im Winterhalbjahr beträgt ca. 26 Mio kWh.

II. Beschreibung des thermischen Kraftwerkes Beznau

Nach der Entschliessung, thermische Kraftwerke zum Ausgleich der Erzeugungsmöglichkeit zwischen trockenen und nassen Wintern zu bauen, stellte sich die Frage nach dem zu wählenden System. Voruntersuchungen für eine Leistungseinheit von 25 000 kW, die durch Prof. Dr. Bauer, Berater der NOK, durchgeführt worden sind, ergaben folgende Vergleichszahlen für die Erstellungskosten und den Ölverbrauch, die sich auf Lieferofferten für den elektromechanischen und Voranschläge für den baulichen Teil stützen:

Ausführung der Anlage:	Erstellungskosten* Fr./kW	Ölverbrauch gr/kWh
<i>Dampfturbinenanlage</i> , Kessel für 80 at u. 500°C mit Ölfeuerung		
1 Gruppe zu 25 000 kW	326.—	300
<i>Gasturbinenanlage</i>		
1 Gruppe zu 25 000 kW	334.—	264
2 Gruppen zu 12 500 kW	386.- bzw. 480.-	300 bzw. 253
<i>Dieselmotorenanlage</i>		
2 Gruppen zu 12 500 kW	545.—	242
8 Gruppen zu 3 100 kW	511.—	242

* Ohne Transformatoren und Oberspannungsschaltanlage, aber mit Tankraum für Brennstoffreserve für 2500- bis 3000-stündigen Betrieb.

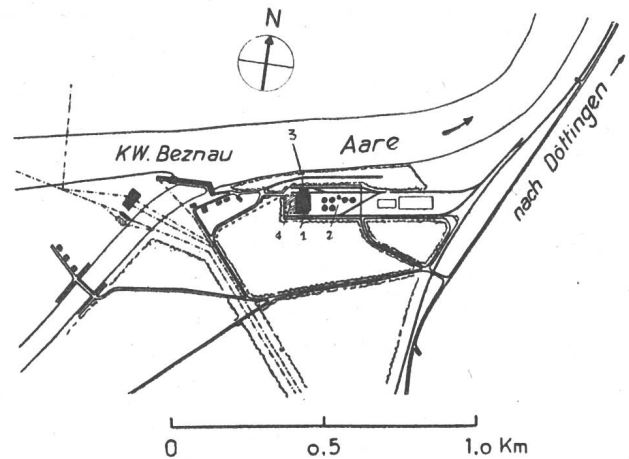


Abb. 1 Situation: 1 = Maschinenhaus, 2 = Oellager- und Umschlagsanlage, 3 = Kühl- und Löschwasserpumpenhaus, 4 = Freilufttransformatoren und -Schaltanlage.

Die niedrigen Erstellungskosten, der geringe Ölverbrauch und der zu erwartende einfache Betrieb gaben den Ausschlag zugunsten einer *Gasturbinenanlage*.

Als *Aufstellungsort* für das erste Gasturbinenkraftwerk von 40 000 kW wurde die Nachbarschaft des bestehenden hydraulischen Kraftwerkes Beznau an der Aare gewählt. Das Werk Beznau ist zugleich ein bedeutender Leitungsknotenpunkt, von dem der Abtransport der thermisch erzeugten Leistung ohne weitere Netzverstärkungen möglich ist. Zudem liegt das Werk Beznau ungefähr im Schwerpunkt der den NOK zurzeit zur Verfügung stehenden Leistungen aus den Laufwerken Beznau, Eglisau, Ryburg-Schwörstadt, Rapperswil-Auenstein, Klingnau und Albruck-Dogern. Diese den NOK zur Verfügung stehenden Laufwerkleistungen betragen maximal ca. 118 000 kW bei einer Wasserführung des Rheins von ca. 1200 m³/s. Bei Niederwasser im Rhein von ca. 500 m³/s geht diese Laufwerkleistung auf ca. 65 000 kW zurück. Der Ausfall von ca. 53 000 kW kann also durch das thermische Kraftwerk Beznau mit 40 000 kW zum grossen Teil im Zentrum seines Entstehens gedeckt werden. Die

Lage des thermischen Kraftwerkes an einem Fluss erleichtert auch die Beschaffung des für den Betrieb benötigten Kühlwassers von ca. 600 l/s. Das Werk Beznau liegt ferner günstig für den Antransport des Brennstoffes. In Gemeinschaft mit einem neben der thermischen Anlage geplanten Industriebetrieb kann mit verhältnismässig geringen Mitteln ein Anschlussgleise von der Bahnlinie Koblenz—Turgi erstellt werden. Nach Ausbau der Binnenschiffahrtswege am Rhein und der unteren Aare kann das Öl der Anlage auch direkt per Tankschiff zugeführt werden.

Die Verbindung des thermischen Kraftwerkes mit dem Hochspannungsnetz der NOK erfolgt für die Gruppe von 13 000 kW über einen Transformator 8/50 kV von 16 000 kVA auf die 50-kV-Sammelschienen der bestehenden 50-kV-Schaltanlage. Die 27 000-kW-Gruppe wird mit einem Dreiwicklungs-Transformator von 8/50/150 kV mit Wicklungsleistungen von 32 000/38 000/38 000 kVA gekuppelt und kann so ihre Leistung gleichzeitig in das 50- und das 150-kV-Netz abgeben. Der Dreiwicklungs-Transformator kann zugleich auch als Kuppel-Transformator zwi-

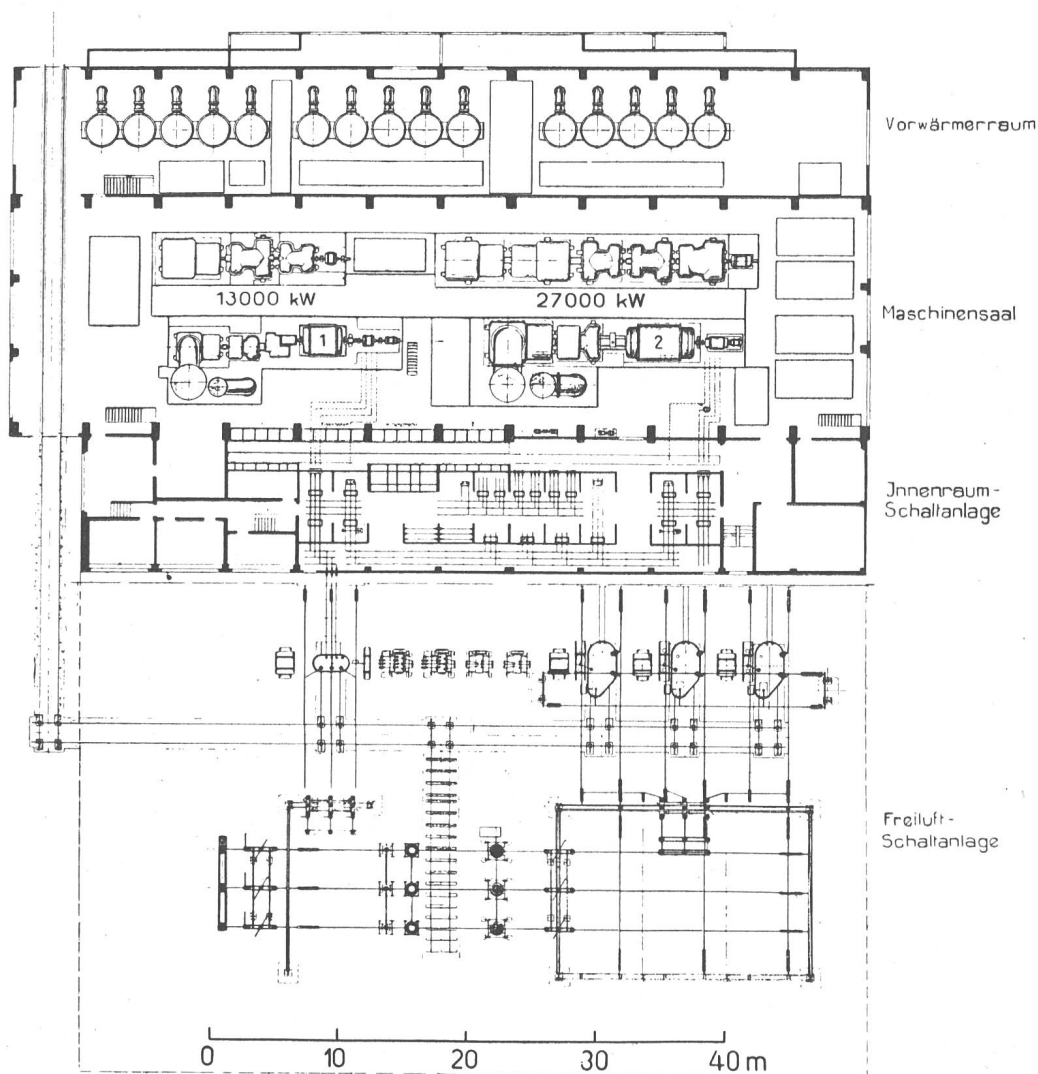


Abb. 2 Grundriss des Maschinenhauses.

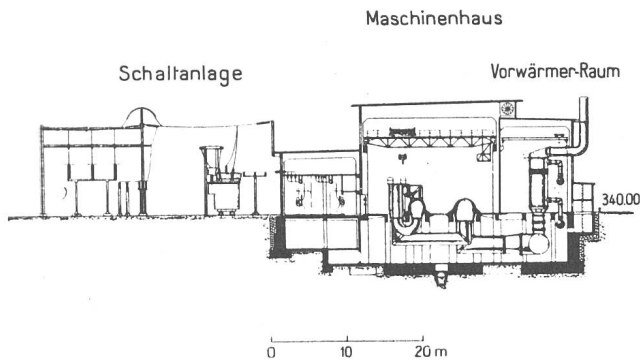


Abb. 3 Querschnitt des Maschinenhauses.

schen den beiden Netzen dienen, wofür seine 50-kV-Wicklung mit unter Last schaltbarem Stufenschalter zur Spannungsregulierung versehen ist.

Als Bauplatz wurde ein im Döttinger Wald gelegenes Areal östlich des hydraulischen Kraftwerkes Beznau gewählt, das ca. 21 m über der Aare auf einem Plateau liegt. Rings vom Wald umgeben, werden das Maschinenhaus und die Öltanks nach aussen kaum in Erscheinung treten. Auch das Betriebsgeräusch dürfte durch den umliegenden Wald stark gedämpft werden.

Die ganze Anlage (Abb. 1) umfasst:

- a) das Maschinenhaus,
- b) die Öllager- und Umschlagseinrichtungen,

- c) Die Kühl- und Löschwasserversorgungsanlage,
- d) die Freilufttransformatoren- und Schaltanlagen.

a) Das *Maschinenhaus* (Abb. 2 und 3) enthält als grössten Teil der Grundfläche den *Maschinensaal* mit den Turbomaschinen und Brennkammern, und den Montageplatz, die beide auf der Höhe des Umgeländes und der Anschlussgeleise liegen. Im Rohrkeller, 6,5 m unter dem Maschinensaal, sind die Leitungen für Luft, Gas, Wasser, Öl und die Kühler für die komprimierte Luft, sowie die Hoch- und Niederspannungsleitungen untergebracht. Östlich an den Maschinensaal angebaut befindet sich die *Vorwärmerhalle*, in der auf der Südseite je ein ölbeheizter und ein Elektrodampfkessel, und in deren Kellerraum die Tagestanks und die Zubringer-Ölpumpen untergebracht sind. Der Maschinensaal wird von einem 3-Motoren-Laufkran von 50 t Tragkraft, die Vorwärmerhalle von einem solchen von 25 t Tragkraft bestrichen.

An die Westseite des Maschinensaales sind die *elektrischen Schaltanlagen* angebaut. Auf der Maschinensaalbodenhöhe befindet sich der Schalter- und Sammelschienenraum für die Maschinenspannung von 8 kV sowie eine 3-kV-Hilfsschiene zur Speisung der Anwurfmotoren. Im Untergeschoss sind die Verteilanlagen für die 380/220-V-Hilfsbetriebe untergebracht. In die Längswand zwischen Maschinensaal und Schaltanlagebau sind in Pfeilernischen die Be-

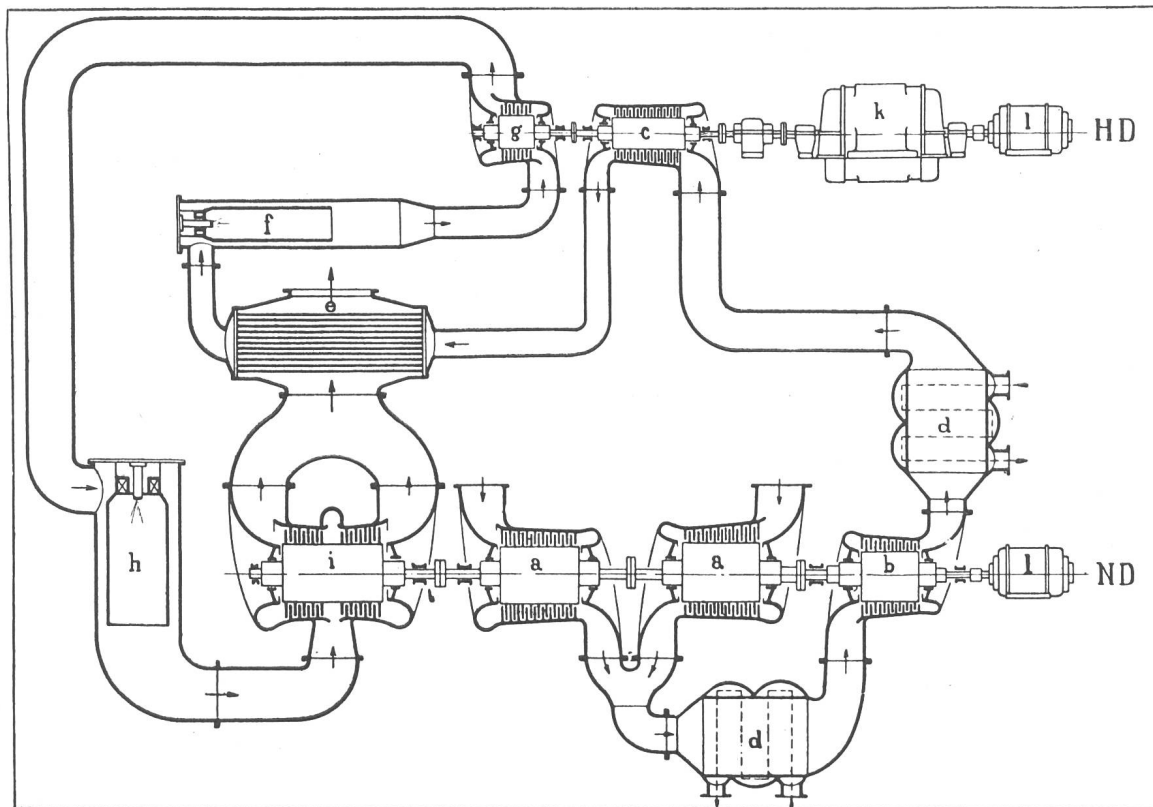


Abb. 4 Schema der 27000-kW-Gasturbinengruppe: HD = Hochdruckgruppe, ND = Niederdruckgruppe, a = Niederdruckkompressor, b = Mitteldruckkompressor, c = Hochdruckkompressor, d = Zwischenkühler, e = Vorwärmer, f = Hochdruckbrennkammer, g = Hochdruckturbine, h = Niederdruckbrennkammer, i = Niederdruckturbine, k = Generator, l = Anfahrmotoren.

dienungstafeln für die Hauptgruppen sowie die Eigenbedarfs- und Hilfsbetriebe mit Betätigung vom Maschinenraum aus eingebaut. Normalerweise erfolgt die Schaltung und Steuerung der thermoelektrisch erzeugten Energie von der zentralen Kommandostelle im hydroelektrischen Werk aus, während der maschinelle Teil des thermischen Werkes und seine Hilfsbetriebe vom Maschinensaal aus überwacht werden. Der westliche Anbau enthält ferner die bei jedem grösseren Kraftwerk zu findenden Nebenräume.

Die eigentliche *Maschinenanlage* besteht aus 2 BBC-Gasturbinengruppen mit einem Hoch- und einem Niederdruckteil.

Die Hauptdaten der beiden Maschinengruppen sind:

Klemmenleistung des Generators in kW	13 000	27 000
Nennleistung des Generators in kVA	16 000	33 000
Nennspannung des Generators in kV	8	8
Drehzahlen		
Hochdruckwelle der Turbine und Kompressoren U/min	4 750	3 000
Welle des Generators, U/min	3 000	3 000
Niederdruckwelle, veränderlich bis max. U/min	3 000	3 000
Erregermaschine		
Nennleistung in kW	50	80
Anwurfmotoren		
Nennleistung Hochdruckgruppe in kW	280	630
Nennleistung Niederdruckgruppe in kW	460	900

Die Gasturbinen arbeiten nach Schema Abb. 4 im offenen Kreislauf.

Die Generatoren sind als Dreiphasen-Turbomaschinen mit 3000 U/min Normaldrehzahl und 4200 U/min Schleuderdrehzahl gebaut. Dem Generator der 13 000-kW-Gruppe ist ein Zahnradgetriebe zur Reduktion der Drehzahl von 4750 auf 3000 U/min vorgeschaltet. Die Generatoren erhalten geschlossenen Luftkreislauf mit Wasserkühlung und Kohlensäure-Löscheinrichtung.

Die Anordnung der Gasturbinenanlage im Maschinenhaus ist aus den Abb. 5 und 6, Photographien eines Modelles der Anlage Beznau, ersichtlich.

Für den Betrieb der Gasturbinengruppen können Schweröle verwendet werden. Bei einem untern Heizwert von 9800 kcal/kg des Öles sind folgende thermische Wirkungsgrade, bezogen auf die Generatorklemmen, und Ölverbrauchszahlen für Maximallast garantiert worden:

	Kleine Gruppe	Grosse Gruppe
Thermischer Wirkungsgrad in %	30,6	34,0
Ölverbrauch in gr/kWh	287,5	258,5

Für die beiden Gruppen zusammen ergibt sich unter Einrechnung des Energieverbrauches der Hilfsbetriebe und der Transformatorenverluste ein durchschnitt-

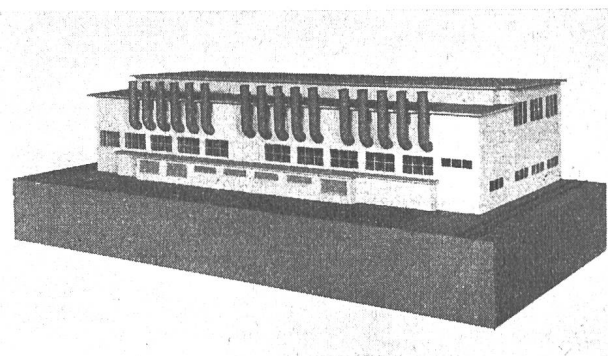


Abb. 5 Modell der Gasturbinenanlage. Ansicht von der Vorwärmerseite.

licher Wirkungsgrad loco Hochspannungsklemmen der Transformatoren von 32,4 % und ein Brennölverbrauch von 272 gr/kWh.

Da trotz guter Isolation die Brennkammern, Turbinen, Luft- und Gasleitungen, die Vorwärmer und die im gleichen Raum aufgestellten Dampfkessel für die Hilfsbetriebe ziemlich grosse Wärmemengen abstrahlen, müssen der Maschinensaal, der Unterbau und der Vorwärmerraum künstlich belüftet und entwärmt werden. Wo irgend möglich wurde eine Quer- oder Diagonaldurchlüftung vorgesehen, wobei die Luft durch Ventilatoren sowohl in das Gebäude gedrückt, als auch durch Ventilatoren daraus abgesaugt wird. Durch grosse Querschnitte der Luftzu- und -ableitungen sollen Zugscheinungen möglichst vermieden werden. Die ganze Belüftungsanlage benötigt im Vollausbau eine Ventilatorenleistung von 180 PS, während für die Heizung der Anlage eine Leistung von 490 kW installiert werden muss.

b) Die *Öllager- und Umschlagseinrichtungen* östlich des Maschinenhauses umfassen sechs Tanks mit je 5000 m³ Inhalt. Die Tanks sind gebaut als freistehende zylindrische Behälter von 20,6 m Durchmesser und 15,5 m Höhe mit gewölbtem Deckel. Sie bestehen aus Stahlblech folgender Wandstärken:

Deckel 4 mm; Zylinderwand 5,5—15,5 mm; Boden 9 mm

Die Behälter sind vollständig elektrisch geschweisst; die Schweissnähte werden laufend durch Röntgenaufnahmen kontrolliert. Die Abb. 7 und 8 zeigen verschiedene Montagestadien.

Um auch ganz dickflüssige Öle verwenden zu können, sind die Tanks mit einer Dampf-Bodenheizung und einem heizbaren Auslauf versehen. Im Hinblick auf den grossen Wert des in den Lagertanks aufgespeicherten Öls sind diese mit mechanischen und elektrischen Präzisionsölstandsanzeige-, Fernmelde- und Signaleinrichtungen versehen. Eine sechsfache Standmeldung und Registrierung der Hauptlagertanks erfolgt ausserdem nach dem Kommandoraum des benachbarten Laufwerkes, wo die Kontrolle der kleinsten Niveau-

änderung von einer ständigen Bedienung ausgeübt wird. Ausser durch eine leistungsfähige Hydrantenanlage sind die Tanks gegen Ölbrände durch eingebaute Kohlensäure-Löscheinrichtungen geschützt. Berieselungsanlagen schützen die Tanks vor zu starker Erwärmung bei intensiver Sonnenbestrahlung oder bei Brand eines Nachbartanks.

Die Abladeeinrichtung zwischen den beiden nördlichen Anschlussgleisen umfasst 12 Anschlußstellen, womit gleichzeitig 12 Bahnwagen über Filter und Spezialpumpen in die Tanks entladen werden können. Die in begehbaren Unterflurkanälen verlegten Rohrleitungen und die Pumpenanlagen gestatten folgende Manöver:

- Füllen der Tanks;
- Entleeren der Tanks;
- Umfüllen von einem Tank in einen andern Tank;
- Umwälzen des Öls im Tank;
- Sammeln von Ölverlusten.

Die Ölleitungen können zur Verminderung des Durchflusswiderstandes dicker Öle vermittelst eingelegerter Dampfleitungen geheizt werden. Eine in die Hauptölleitung eingebaute Venturi-Messeinrichtung gestattet das Volumen des abgefüllten Öls als Kontrolle zur Gewichtsbestimmung zu messen, dass täglich in 11 stündigem Betrieb bis 500 t Öl entladen werden können.

Von den Tanks gelangt das Öl durch eine der

Sammelleitungen ins Maschinenhaus und wird durch Förderpumpen in die beiden Tagestanks von je 15 m³ Inhalt gedrückt. Von den Tagestanks gelangt das auf ca. 50–60° vorgewärmte Öl durch Zubringerpumpen und einen Filter sowie durch einen Vorwärmer, in den es durch die Abgase der Niederdruckturbinen auf ca. 100° erwärmt wird, zu den Brennkammern der Turbinen.

Die Hauptdaten der je zweifach vorhandenen Ölpumpen sind:

	Entladepumpen 2 × je	Förderpumpen 2 × je	Zubringerpumpen	
Fördermenge in m ³ /h	50	16	7,5	15
Förderdruck in atü	7	3	35	35
Pumpenleistung in PS	26	3,5	15	30
Motorleistung in PS	45	8	18	36

Als Hilfsbetrieb der Öllager- und Umschlagseinrichtungen ist die Dampfanlage zu betrachten, die für das Heizen der ankommenden Tankwagen, der Lagertanks, der Tagestanks, der Ölpumpen und der Ölleitungen benötigt wird. Im Vorwärmerraum sind über den Tagestanks zwei Dampfkessel aufgestellt, ein Elektrokessel für eine stündliche Dampferzeugung von 2000 kg, gebaut als Elektrodenkessel für 8 kV Betriebsspannung und 1500 kW Leistungsaufnahme, sowie ein ölbefuerter Kessel für eine stündliche Dampfleistung von 600 kg. Im Sommer wird man sich für den Stossbetrieb des Abladens der ankommenden Tankwagen in der Hauptsache des Elektro-

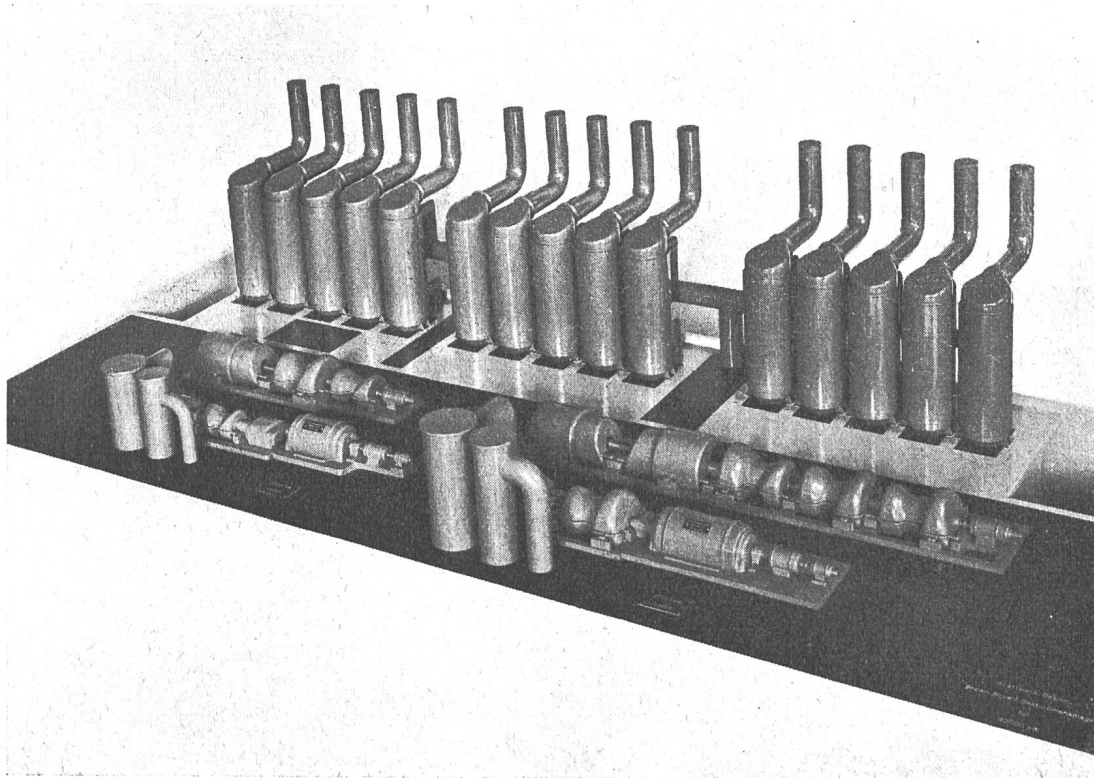


Abb. 6 Modell der Gasturbinenanlage. Ansicht der Brennkammern, Turbomaschinen und Vorwärmer.

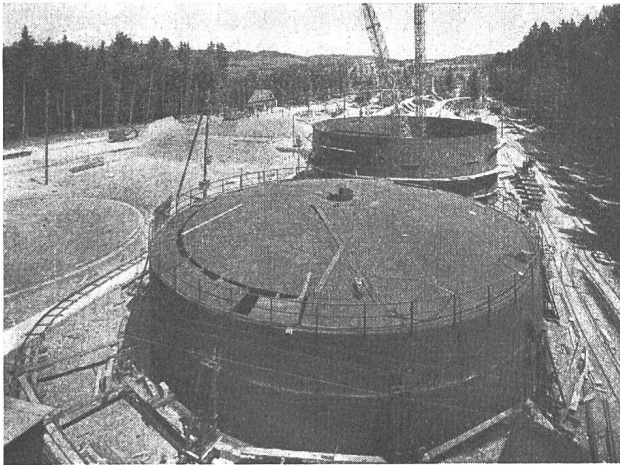


Abb. 7 Tankmontage. Bauzustand vom 28. Mai 1947.

kessels bedienen, im Winter für das Heizen der Tanks und Rohrleitungen des ölbeheizten Kessels.

c) Die *Kühl- und Löschwasserversorgungsanlage* umfasst als Hauptobjekt ein am Aareufer unterhalb des hydraulischen Kraftwerkes Beznau erstelltes Pumpenhaus. Es sind zwei Tauchpumpen vorgesehen, von denen jede die volle benötigte Wassermenge zu fördern vermag. Ausserdem hängt in einem besondern Schacht die Löschwasserpumpe.

Die Daten der Pumpen und ihrer Motoren lauten:

	Kühlwasserpumpen	Löschwasserpumpe
Fördermenge in l/s	600	60
Förderhöhe in m	26	80
Pumpenleistung in PS	252	70
Motorleistung in PS	280	88
Drehzahl U/min	975	1450
Anzahl Druckstufen	2	11

Die Kühlwasserpumpen speisen die Kühler im Maschinenhaus. Das aus diesen abfliessende erwärmte Wasser wird durch eine Leitung aus Schleuderbetonröhren in die Aare zurückgeleitet. Das in einer Zweigleitung durch eine Geschwemmselrinne geführte Warmwasser kann auch zur Verhinderung eventueller Eisbildung über die Einlaufrechen geleitet werden. Die Löschwasserpumpe fördert in ein separates Hydrantennetz.

d) Die *Freilufttransformatoren- und Schaltanlage* ist dem Maschinenhaus auf der Westseite vorgebaut.

Der der kleinen Maschinengruppe zugeordnete 16 000-kVA-Transformator 8/50 kV ist als normaler Zweiwicklungs-Dreiphasentransformator mit Dreiecksternschaltung gebaut. Der grossen Maschinengruppe ist eine Transformatorengruppe, bestehend aus drei Dreiwicklungs-Einphasen-Transformatoren 8/50/150 kV, die in Dreieck/Stern/Stern geschaltet sind, zugeordnet. Die dreiphasige Leistung der Transformatorengruppe beträgt:

- 32 000 kVA für die 8-kV-Wicklung
- 38 000 kVA für die 50-kV-Wicklung
- 38 000 kVA für die 150-kV-Wicklung

Die 50-kV-Wicklungen sind mit Regulierwicklungen versehen, die gestatten, die Spannung über bei Last schaltbare Stufenschalter in Stufen von $\pm 10 \times 1560$ V zu regulieren zwecks Verwendung des Transformators als Kuppeltransformator zwischen dem 50- und dem 150-kV-Netz. Alle Transformatoren sind mit separat aufgestellten Kühlaggregaten mit Ölumlagerung versehen, in denen das Öl durch Luft gekühlt wird. Die Transformatoren und die Kühlaggregate stehen auf

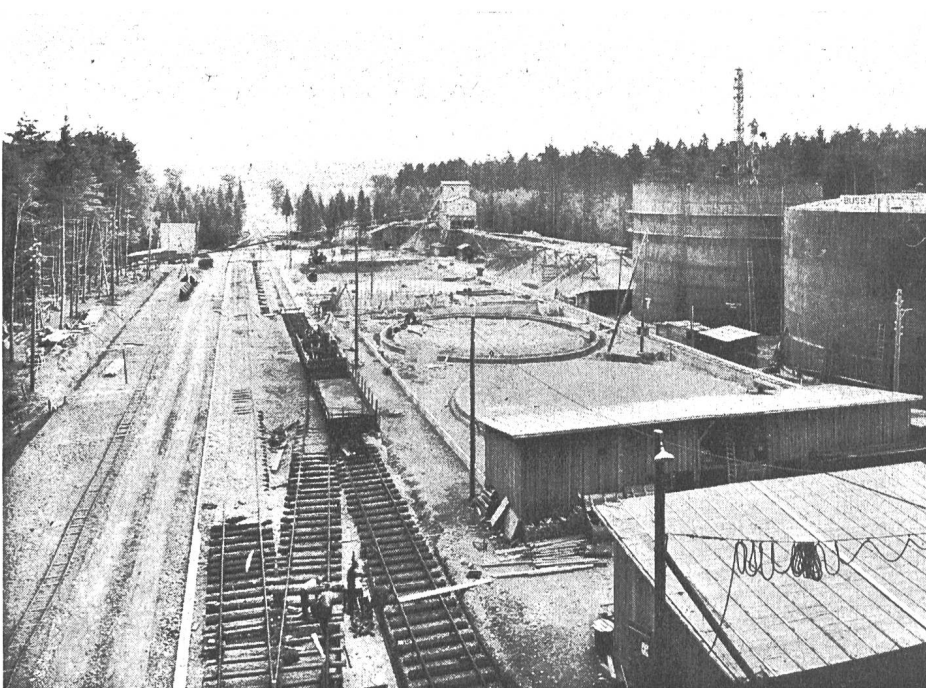


Abb. 8 Tankmontage. Bauzustand vom 1. Juli 1947.

Fahrgestellen mit drehbaren Rollen und können über Längs- und Quergeleise mit Kreuzungsstücken in den Maschinensaal unter den Kran gefahren werden. Im Maschinensaalboden ist eine abdeckbare Öffnung vorgesehen, durch welche die Transformatoren mit dem Kran auf den Kellerboden abgestellt werden können. Damit wird genügend Hubhöhe gewonnen, um den aktiven Teil der Transformatoren zu Revisions- und Reparaturzwecken ausheben zu können.

Die Hauptdaten der Transformatoren lauten:

Spannung	kV	8/50	8/50/150
Leistung	kVA	16 000	32 000/38 000/38 000
Bauart		dreiphasig	3×einphasig
Verluste im Eisen	kW	25	100,5
Verluste im Kupfer	kW	106	138,0/157,5/183,0
Total	kW	131	238,5/258,0/283,5
Leistungsaufnahme der Umwälzpumpen	kW	5,6	16,8
Leistungsaufnahme der Ventilatoren	kW	3,7	11,1
Gewichte:			
Transformator ohne Öl	t	20,0	98,1
Kühler ohne Öl	t	2,4	7,2
Ölgewicht	t	5,6	42,0
Total	t	28,0	147,3
Auszuhebender Teil	t	16,5	26,3
Grösstes Transportgewicht	t	25,0	43,2

Die Transformatoren können mit Spezialwagen, fertig montiert, über das Anschlussgeleise zugeführt werden. Unterspannungsseitig sind die Transformatoren durch blanke Leitungen an die 8-kV-Innenraum-Generatoren-Schaltanlage angeschlossen.



Abb. 9 Aushub der Maschinenhausbaugrube. Bauzustand vom 27. November 1946.

Um eine neue Waldschneise für Freileitungen vermeiden zu können, sind die überspannungsseitigen Ableitungen auf eine Länge von ca. 500 m als unterirdische Kabelleitungen verlegt, bis zur grossen Leitungsstrasse, die quer durch den Döttinger Wald zu den Schaltanlagen des Kraftwerkes Beznau führt.

In der 50-kV-Schaltanlage beim thermischen Kraftwerk sind keine Leistungsschalter eingebaut. Diese befinden sich erst vor dem Sammelschienenanschluss in der 50-kV-Schaltanlage des hydraulischen Werkes. Dagegen ist im Abgang des 150-kV-Anschlusses, der auf freier Strecke in eine der 150-kV-Verbindungsleitungen Beznau-Töss einmündet, ein Leistungsschalter ölarmer Bauart eingebaut.

In der Freilufttransformatoren- und Schaltanlage sind auch noch die vier Eigenbedarfstransformatoren

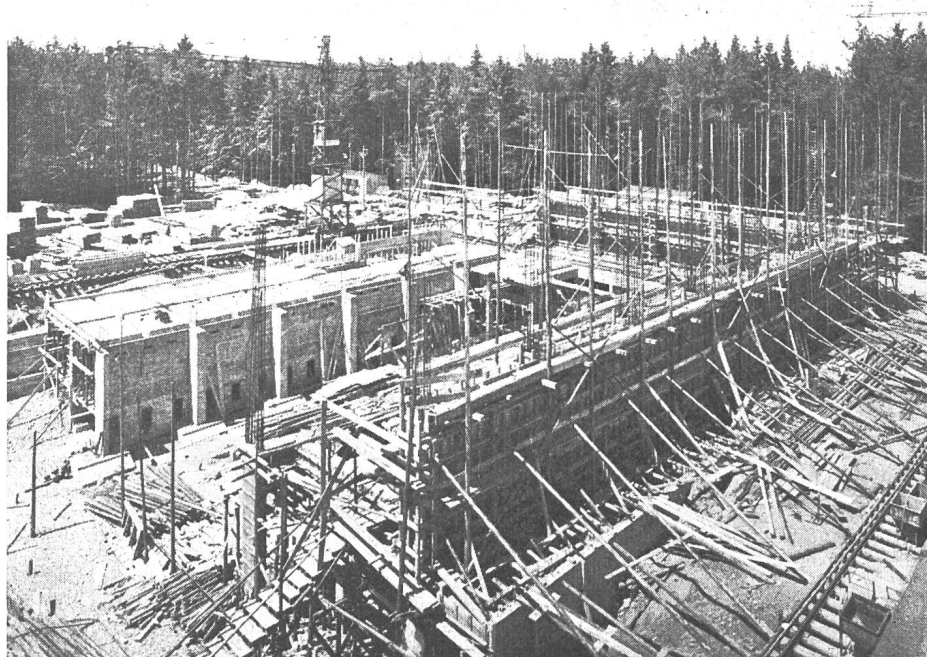


Abb. 10 Betonierung der Fundamente. Bauzustand vom 28. Mai 1947.

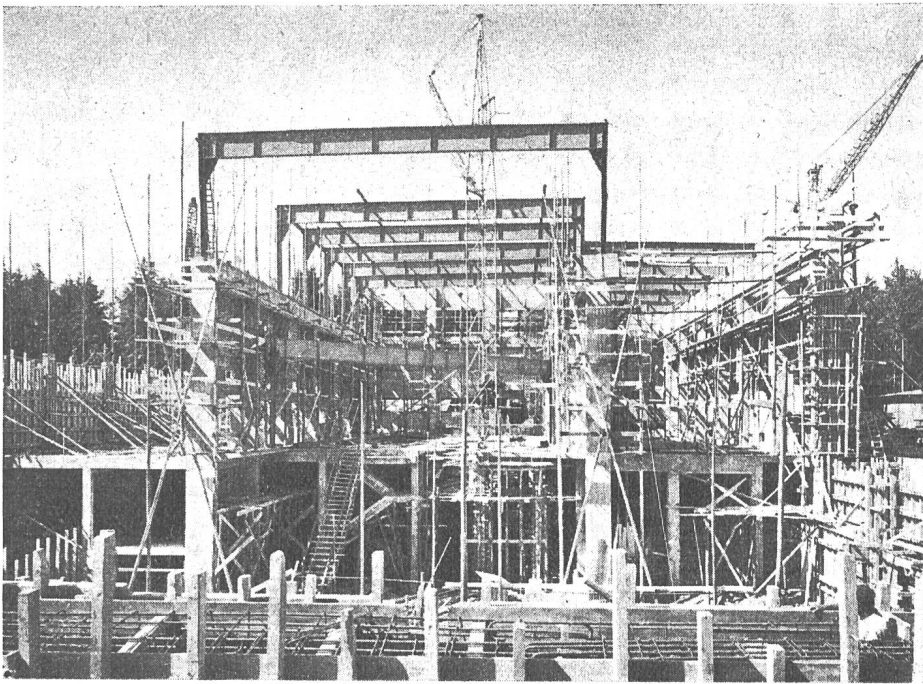


Abb. 11
Erstellung des Hochbaues.
Bauzustand vom 25. Juli 1947.

aufgestellt, wovon zwei Transformatoren 8/3 kV von je 3500 kVA intermittierender Leistung zur Speisung der 3-kV-Sammelschiene dienen, an welche die Anlassmotoren angeschlossen sind und zwei Transformatoren 8/0,38/0,22 kV von je 800 kVA Dauerleistung der Speisung der 380/220-Volt-Schiene für die allgemeinen Eigenbedarfsbetriebe. Jeder der Eigenbedarfstransformatoren ist für den vollen Leistungsbedarf ausgelegt, so dass eine volle Reserve besteht. Die Eigenbedarfstransformatoren sind sowohl ober- wie unterspannungsseitig durch Kabel mit der Innenraumanlage verbunden. Zur Sicherstellung der Eigenbedarfsbetriebe ist nur der eine der beiden 800-kVA-Transformatoren an die 8-kV-Sammelschiene angeschlossen, während der andere über ein Kabel mit der 8-kV-Werkschiene des hydroelektrischen Kraftwerkes verbunden ist. Diese Verbindung dient auch der Versorgung des Eigenbedarfs des thermischen Kraftwerkes während der Zeit in der die Gasturbinengruppen ausser Betrieb sind. Eine Parallelschaltung der beiden 800-kVA-Transformatoren auf der Niederspannungsseite ist nicht vorgesehen.

III. Bau des Werkes

Der Bau des thermischen Kraftwerkes wurde im September 1946 mit der Rodung des Waldes begonnen. Der Aushub der Maschinenhausbaugrube konnte noch im Herbst unter starkem Einsatz mechanischer Aushub- und Transportgeräte bewerkstelligt werden. Die lang andauernden Frostperioden des Winters 1946/47 und ein zeitweiser Mangel an Bau- und besonders an Spezialarbeitern brachten die nachfolgenden

Betonierungsarbeiten etwas in Rückstand. Ende Juli 1947 sind die Fundamente der kleinen Maschinengruppe fertiggestellt, die Wände des Maschinenhauses auf halbe Länge bis zur Kranbahn geführt und die Eisenkonstruktionen des Daches in Montage. Anfangs August beginnt die Kranmontage, so dass gegen Mitte August mit der Maschinenmontage begonnen werden kann. Die Anschlussgeleise sind fertiggestellt.

Anfangs April wurde mit der Montage von zwei Tanks, anfangs Juli mit der des dritten Tanks begonnen. Ende Juli sind die ersten beiden Tanks bereit zur Füllung mit Wasser zwecks Dichtigkeitsprobe. Mitte August beginnt der Antransport von Öl für die Winterbetriebsperiode 1947/48. Die Fundamente des Gebäudes für die Kühl- und Löschwasserpumpen an der Aare, die im Schutze eiserner Spundwände errichtet

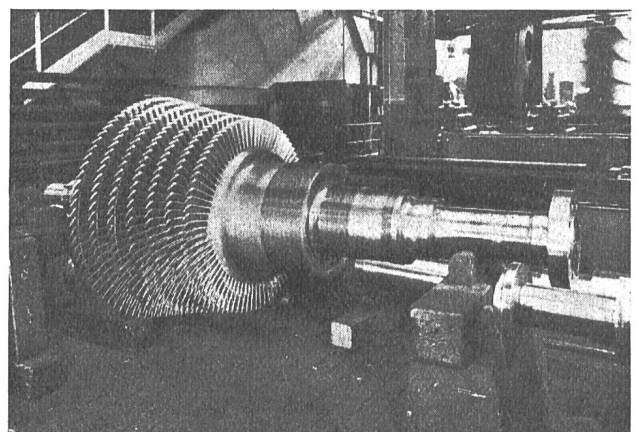


Abb. 12 Rotor der Hochdruckgasturbine der 13 000-kW-Gruppe, vollständig beschaufelt.

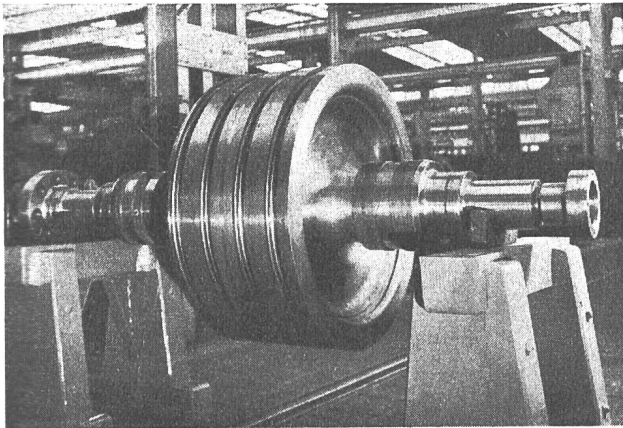


Abb. 13 Rotor der Niederdruckgasturbine der 13 000-kW-Gruppe vor der Beschau felung.

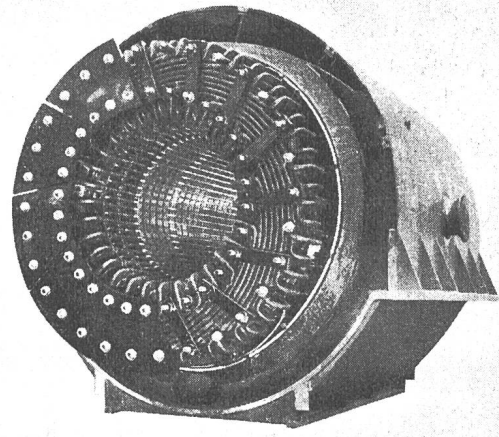


Abb. 14 Stator des 16 000-kVA-Generators, 8000 V, zur 13 000-kW-Gruppe

werden mussten, sowie die Kühlwasserableitungen zwischen Maschinenhaus und Pumpenhaus sind fertiggestellt. Die Abbildungen 9, 10 und 11 zeigen verschiedene Baustadien.

Die Arbeiten an der 13 000-kW-Gruppe sind in den Werkstätten von BBC so weit fortgeschritten, dass Mitte August mit den Montagearbeiten begonnen werden kann. Die Abbildungen 12, 13 und 14 zeigen interessante Bestandteile der Gasturbinengruppe in den Werkstätten der BBC.

In gleicher Weise wie die Entwicklung der Konstruktion der Gasturbine der Lieferfirma BBC viele und schwierige Aufgaben stellte, so bedeutet auch die Projektierung des baulichen Teils und der Nebenanlagen für die NOK eine neue Aufgabe, die gegenüber dem Bau hydraulischer Kraftwerke ihre besonderen Probleme stellt.

IV. Bau- und Betriebskosten

Die Baukosten des thermischen Kraftwerkes sind wie folgt veranschlagt:

1. Landerwerb	Fr.	250 000.—
2. Bauarbeiten, einschliesslich Geleiseanschluss und Zufahrtsstrasse	Fr.	3 700 000.—
3. Mechanische Einrichtungen (Gasturbinen mit Generatoren) und Öltank- und Umschlagseinrichtungen	Fr.	9 600 000.—
4. Elektrische Einrichtungen und Transformatoren, einschliesslich Anschlusskosten ans Netz	Fr.	2 150 000.—
5. Bauleitung NOK	Fr.	300 000.—
Baukosten total:	Fr.	16 000 000.—

entsprechend 400.— Fr./kW.

Mit einem Ansatz von 3,5 % für Verzinsung und 4,5 % für Amortisation (entsprechend einer Erneuerung der Anlage nach im Mittel 17 Jahren bei 3 % Verzinsung des Erneuerungsfonds) und 1 % für Unterhalt, stellen sich die sogenannten *festen Jahreskosten* (Kapitalkosten) auf 9 % der Erstellungskosten, d. h. auf 36.— Fr./kW und Jahr. Die *beweglichen Kosten* setzen sich zusammen aus dem Ölkostenanteil und den Bedienungskosten. Bei einem durchschnittlichen Brennstoffverbrauch von 272 gr Öl pro erzeugte kWh und einem Ölpreis von P in Fr/t beträgt der *Ölkostenanteil* 0,0272 · P Rp/kWh. Rechnet man mit einer Besetzung von drei Mann pro Schicht (zwei Maschinisten und ein Hilfsmaschinist), die gemäss vertraglicher Abmachung auf eine gewisse Zeit von der Lieferfirma der Gasturbinenanlage zu stellen sind, so berechnen sich die *Bedienungskosten* bei voller Belastung der Anlage zu 0,04 Rp/kWh.

Aus vorstehenden Elementen berechnet gestalten sich die *Gestehungskosten e* der im thermischen Kraftwerk Beznau erzeugten Energie wie folgt:

$$e = \left(\frac{3600}{T} + 0,0272 \cdot P + 0,04 \right) \text{ Rp./kWh}$$

feste Kosten *Brennstoffkosten* *Bedienungskosten*
(T = Gebrauchsdauer in Stunden) (P = Ölpreis in Fr./t)

Beim heutigen Ölpreis von ca. 140.— Fr./t ergeben sich damit für verschiedene Gebrauchsdauern folgende *Energiegestehungspreise*:

Gebrauchsdauer h		1000	2000	3000
feste Kosten	Rp./kWh	3.60	1.80	1.20
Brennstoffkosten	Rp./kWh	3.81	3.81	3.81
Bedienungskosten	Rp./kWh	0.04	0.04	0.04
Total	Rp./kWh	7.45	5.65	5.05