

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 42 (1951)  
**Heft:** 12

**Artikel:** Die Energieversorgung Norwegens  
**Autor:** Vogt, F.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-1060998>

### **Nutzungsbedingungen**

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

### **Conditions d'utilisation**

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

### **Terms of use**

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

**Download PDF:** 03.04.2025

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

# BULLETIN

## DES SCHWEIZERISCHEN ELEKTROTECHNISCHEN VEREINS

### Die Energieversorgung Norwegens

Vortrag, gehalten an der Jahresversammlung des SEV und VSE vom 10. Juni 1950 in Winterthur,  
von F. Vogt, Oslo

621.311(481)

*Im Vortrag wird eine allgemeine Übersicht der Norwegischen Elektrizitätsversorgung gegeben. Es wird darin über die ausbauwürdigen Wasserkräfte, über die Produktionsverhältnisse und über Energietarife berichtet. Zuletzt wird auf einige im Bau befindliche und auf geplante Wasserwerke eingetreten.*

*Aperçu général du ravitaillement de la Norvège en énergie électrique. Renseignements sur les forces hydrauliques susceptibles d'être aménagées, les conditions de production et les tarifs de vente de l'énergie électrique. Description de quelques usines hydroélectriques en construction ou projetées.*

Es ist nicht möglich in so kurzer Zeit alle verschiedenen Zweige unserer Energieversorgung zu beschreiben. Ich möchte bei dieser Gelegenheit nur versuchen, das Wesentlichste hervorzuheben und bitte im voraus um Entschuldigung, falls mein Vortrag zu unsystematisch und sprunghaft wird.

Sowohl die Schweiz wie auch Norwegen sind ausgeprägte Gebirgsländer, jedenfalls ihr grösserer Teil. Ein Vergleich der beiden Länder zeigt trotzdem grosse Unterschiede. Die typisch schweizerischen Gebirgsformationen haben spitze Gipfel und steile Felsen, die oft von breiten Tälern unterbrochen sind. Auch in Norwegen haben wir einige alpine Formationen. Typisch für Norwegen sind aber die grossen Massive, wo jeder Gipfel nur wenige hundert Meter über das Gebirgsplateau ragt. Es gibt auch grosse, schwach hügelige Hochebenen; die Bergmassive und die Hochebenen werden hie und da, jedoch nur von engen Tälern durchquert.

Die Fig. 1, 2 und 3 geben einen Eindruck von den in den Hochebenen gebräuchlichen Talsperren.

Wir haben in Norwegen viele Eisenbetonsperren, aber auch schlanke Gewölbbestaumauern, bei denen die Material- und die Transportkosten kleiner sind. Mit Rücksicht auf die militärische Sicherheit haben wir in letzter Zeit angefangen, grosse Erd- und Steinfüllungsdämme zu bauen.



Fig. 2

Niedere Eisenbetonstaumauer

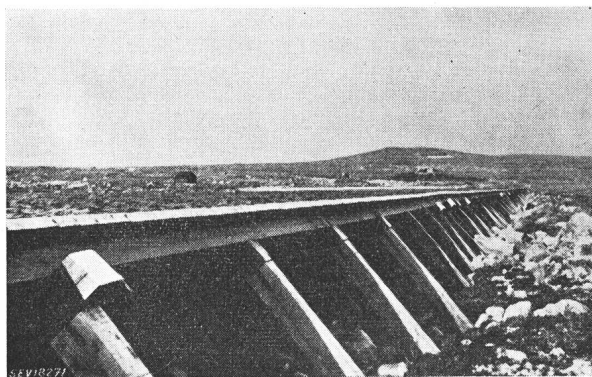


Fig. 1

Speicher mit Holzsperrre in einer Hochebene Norwegens

Wie in der Schweiz gibt es im Tiefland von Norwegen viele und grosse Seen. Aber auch die Hochebenen sind reich an natürlichen Seen, die sehr gute und wirtschaftliche Voraussetzungen für Speichermöglichkeiten, zum Ausgleich zwischen Sommer und Winter, geben.

Die norwegische Küste ist durch zahlreiche Fjorde zerklüftet, die, vom offenen Meer an gerechnet, Längen bis zu 100...200 km aufweisen. Die grosse skandinavische Wasserscheide folgt im grossen und ganzen der schwedischen Grenze vom Norden bis Trøndelagen; weiter südwärts verläuft sie aber innerhalb Norwegens, teilweise gerade im Fjordgebiet. Westlich der Wasserscheide ist Norwegen reich an Niederschlägen, die den westlichen Winden zu verdanken sind. Durchschnittlich kann man da mit Niederschlägen von 2000 mm pro Jahr rechnen, in den Gletschergebieten aber bis zu 6000 mm.

Östlich der Wasserscheide, in Südost-Norwegen, haben wir Niederschläge von durchschnittlich 700 mm. Das Minimum der Niederschläge von

350 mm ist dabei in einigen sehr trockenen Gebieten zu verzeichnen, das Maximum von 1400 mm dagegen im Hochgebirge, nahe der Wasserscheide. In Finnmark haben wir der Küste entlang Niederschläge bis zu 2000 mm. In der innern Finnmark aber, die sehr trockenes Klima aufweist, betragen die Niederschläge nur etwa 300 mm. Die grossen Gefälle, besonders in West-Norwegen von der Hochebene bis an die Fjorde hinunter, die hohen Niederschläge und die guten Regulierungsmöglichkeiten

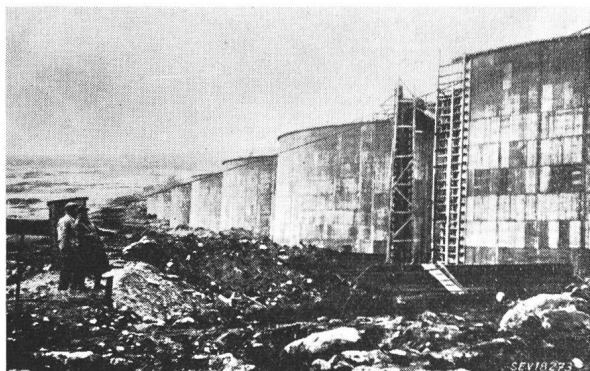


Fig. 3  
Bogensegment-Staumauer

ten der natürlichen Seen ergeben besonders günstige Verhältnisse für die Wassernutzung.

An der Westküste gibt es infolge der Fjorde nur wenig grosse Flüsse. Auf der 1600 km langen Distanz von Stavanger bis Tromsø fliessen nur zwei Flüsse mit Einzugsgebieten von etwa 6000 km<sup>2</sup> und 15 andere mit mehr als 1000 km<sup>2</sup>. Dagegen haben wir ungefähr 80 Flüsse mit Einzugsgebieten zwischen 200 und 1000 km<sup>2</sup> und eine grosse Zahl unter 200 km<sup>2</sup>.

Die am wirtschaftlichsten nutzbaren Wasserkraft Norwegens verteilen sich auf die vielen mittelgrossen und kleinen Flüsse, weil bei diesen die Gefälle grösser sind und der Energieinhalt relativ grösser ist als bei den grösseren Flüssen. Es ist bedauerlich, dass dadurch die Energie in diesen Gegenden nur in vielen kleinen Maschineneinheiten erzeugt werden kann.

Das nutzbare Gefälle der westlichen Wasserkraft beträgt meistens mehr als 300 m, oft 600...900 m, ausnahmsweise etwa 1000 m. Gefälle über 1000 m — wie in den Schweizer Alpen — kommen nicht vor.

Im nördlichsten Teil Norwegens, der *Finnmark*, gibt es, wie bereits erwähnt, nur geringe Niederschläge, etwa 300 mm im Landesinnern. Hier fliessen zwei Flüsse mit Einzugsgebieten von 15 000 bis 20 000 km<sup>2</sup>: der Pasvik, der die Grenze gegen Russland bildet, und der auf mehrere hundert Kilometern schiffbare Tana. Dieser Landteil (Fig. 4), in der Grösse etwa der Schweiz entsprechend, hat nur 60 000 Einwohner. Die Bevölkerung lebt hauptsächlich vom Fischfang, weshalb sich fast alle Siedlungen an der Küste befinden. Die Elektrizitätsversorgung in diesem Gebiet war früher nicht befriedigend, weil die geringe Einwohnerzahl bzw. die

Bevölkerungsdichte den Ausbau der Verteilanlagen wirtschaftlich untragbar machte. Der Aufschwung der Fischverarbeitungsindustrie bedingte aber eine im Rahmen des Wiederaufbaus erfolgte Elektrifizierung dieses Landesteiles. Zur Energieproduktion wurde eine Reihe kleinerer Gewässer mit Gefällen von 100...180 m herangezogen. Diese Wasserkraft genügen gerade zur Deckung des örtlichen Bedarfes. Diese Art von Lokalversorgung findet in den zu grossen Entfernungen ihre Berechtigung.



Fig. 4  
Hochebene in der Finnmark

Wie bereits erwähnt, biegt die skandinavische Wasserscheide bei Trøndelagen nach Westen ab und bildet damit einen Landesteil, Oestlandet, östlich der Scheide. Ungefähr die Hälfte der Bevölkerung Norwegens lebt in Oestlandet, auf einer Fläche von nicht ganz dreimal jener der Schweiz, wobei nicht vergessen werden darf, dass Norwegen mit seiner Fläche von rund 324 000 km<sup>2</sup> 8mal so gross ist wie die Schweiz, und doch nur 3,25 Millionen Einwohner zählt, gegenüber 4,7 Millionen Einwohner der Schweiz. Besonders die Gebiete in der Nähe von Oslo gehören zu den relativ am dichtesten bevölkerten. Hier gibt es verhältnismässig viel Ackerland, und hier ist auch das wirtschaftliche und industrielle Zentrum des Landes.

Oestlandet besitzt ausser einigen kleineren Gewässern einen Fluss, Glomma, mit einem Einzugsgebiet von 40 000 km<sup>2</sup> (etwa so gross wie die Schweiz) und zwei andere mit 17 000 bzw. 10 000 km<sup>2</sup>. Der untere Lauf dieser Flüsse ist durch Stufenprofile gekennzeichnet. Der grösste z. B. hat in seinem unteren Lauf 6 konzentrierte Gefälle, die zusammen beinahe 120 m ausmachen. Sie sind, ein solches von 7 m ausgenommen, alle für eine maximale Wassermenge von rund 500 m<sup>3</sup>/s ausgebaut. Die Winterwasserführung kann aber trotz einer weitgehenden Saisonregulierung bis auf 300 m<sup>3</sup>/s zurückgehen.

Die meisten Energiequellen im Oestlandet finden wir jedoch in den oberen Teilen dieser Gewässer. Wenn auch die Einzugsgebiete hier verhältnismässig klein sind, ist dafür das nutzbare Gefälle um so grösser, im allgemeinen 200...400 m, ausnahmsweise bis zu 800 m für jede Stufe.

Aus den bisherigen Erörterungen ist ersichtlich, dass in Norwegen alle Grössen von Gefällen vor-

kommen, von ganz kleinen Gefällen mit grossen Wassermengen bis zu grossen Gefällen (ausnahmsweise bis zu 1000 m) mit kleineren Wassermengen.

Nur ein sehr kleiner Teil der total erzeugten Energie stammt jedoch von Wasserkraften, die sich für Kaplan-turbinen eignen. Dagegen überwiegen die für Hochdruck-Francis-turbinen und Peltonturbinen geeigneten Wasserkräfte. Das hatte zur Folge, dass unsere grösste Turbinenbaufirma — Kvaerner Bruk in Oslo — bei den Hochdruck-Francis-turbinen grosse Entwicklungsarbeiten geleistet hat.

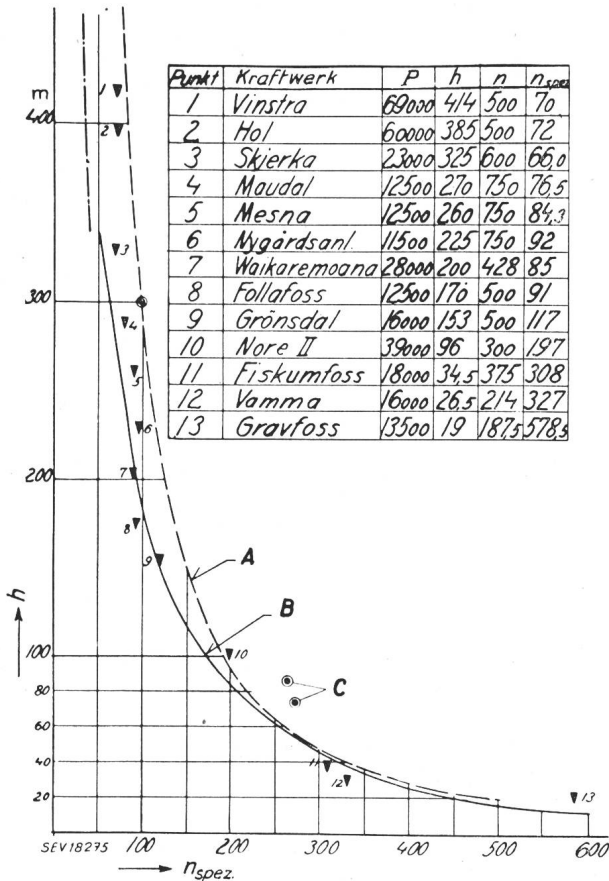


Fig. 5

Spezifische Drehzahlen von Francis-turbinen in Funktion des Gefälles in einigen norwegischen Kraftwerken

P installierte Leistung; h Nettogefälle; n Drehzahl pro min; n<sub>spez</sub> spezifische Drehzahl; A Grenzkurve nach Kvaerner Bruk; B Grenzkurve nach Oesterlen; C Turbinen nicht norwegischen Ursprungs, die Schwierigkeiten verursachten

Diese Francis-turbinen arbeiten mit einem besseren Wirkungsgrad als die Peltonturbinen und erlauben auch eine höhere spezifische Drehzahl (Fig. 5). Dadurch werden die Generatoren kleiner, somit billiger, und erfordern auch weniger Platz, so dass auch die Bauarbeiten entsprechend billiger werden. Mit diesen Hochdruck-Francis-turbinen haben wir jetzt mehr als 20 Jahre hindurch gute Erfahrungen gemacht. Allerdings sind die grössten Turbinen noch nicht so alt. Eine Francis-turbine mit einer Leistung von rund 17 000 kW (23 000 PS) für ein Nettogefälle von 325 m und 600 U./min ist erst seit 1943 in Betrieb. Zwei weitere Francis-turbinen mit einer Leistung von rund 50 000 kW

(69 000 PS) für Gefälle von 414...438 m und einer Drehzahl von 500 U./min sind seit 1949 in Betrieb.

Hier kommen natürlich nur vertikale Maschinen mit einem Laufrad in Frage. Auch sind die Turbinen ziemlich tief eingebaut, um Kavitations-schäden zu verhüten. Wir haben nur die besten Erfahrungen gemacht und hoffen auf eine Anwendungsmöglichkeit dieser Turbinen für noch grössere Gefälle.



Fig. 6  
Maschinenhaus mit Schaltanlage des Kraftwerkes Nore II

Bemerkenswert ist noch, dass wir an den Turbinenrädern nur geringe Abnützung durch Sand beobachtet haben. Selbst in den Gletschergebieten wird der Sand in den Seen abgelagert, so dass die Lebensdauer der Turbinen im wesentlichen nur durch allfällige Kavitationsschäden beeinträchtigt wird.

Man hat auch in Norwegen viele Mitteldruckturbinen von hohen spezifischen Drehzahlen ohne Kavitationsschwierigkeiten in Betrieb, so z. B. im

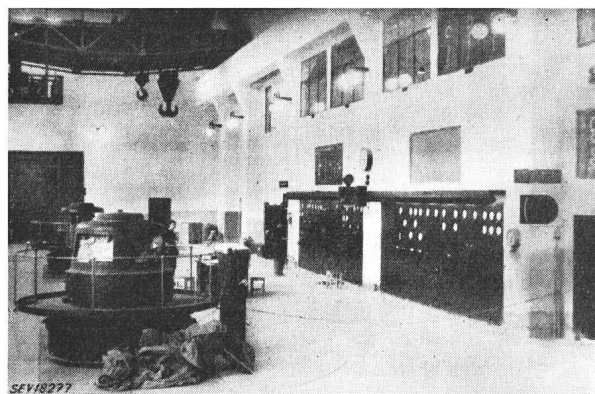


Fig. 7  
Maschinensaal des Kraftwerkes Nore II

Kraftwerk Nore II (Fig. 6, 7), dessen zwei 29 000-kW-Turbinen bei einer Drehzahl von 300 U./min und einem Gefälle von 96 m unmittelbar nach dem Kriege in Betrieb gesetzt worden sind. Dieses neue Kraftwerk liegt unterhalb des älteren Kraftwerkes und hat 7 Peltonturbinen von je 27 000 kW Leistung bei einem Gefälle von 316...360 Metern. Seinerzeit war eine Ausrüstung der Kraftwerke für dieses Gefälle mit Peltonturbinen selbstverständlich. Heute wäre die Gesamtleistung ohne

Zweifel auf eine geringere Zahl grosser Francisturbinen verteilt worden.

Natürlich werden Francisturbinen für grosse Gefälle nur dann verwendet, wenn es sich um grosse Leistungen handelt. Für geringere Leistungen greifen wir auf die Peltonsturbinen zurück, welche in Norwegen fast immer mit horizontaler Achse gebaut werden.

Für unsere 3,25 Millionen Einwohner produzierten wir 1949 mehr als 15,2 TWh<sup>1)</sup> Energie, d. h. 4700 kWh pro Einwohner. Die gesamte installierte Leistung beträgt 3 GW<sup>2)</sup> (Fig. 8)<sup>3)</sup>.

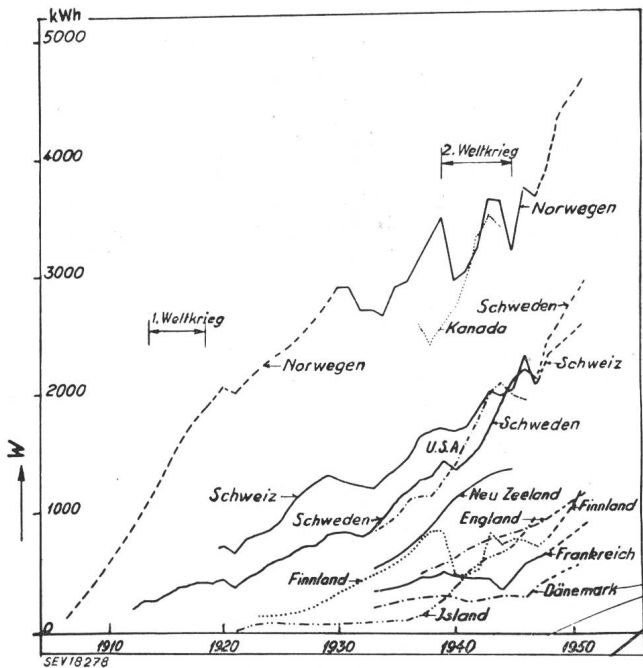


Fig. 8

Energiekonsum verschiedener Länder in kWh pro Einwohner

Wie gross ist nun der Energieinhalt unserer Wasserkräfte? Leider ist es nicht möglich, eine exakte Antwort zu geben. Eine «vorläufige» Erhebung wurde im Jahre 1920 durchgeführt. Die Untersuchung sollte sämtliche Wasserkräfte einschliessen, die sich mit mässigen Kosten ausbauen liessen, und die nach einer praktisch durchführbaren Saisonregulierung mindestens 736 kW (1000 PS) konstante Winterleistung liefern könnten. Das Ergebnis dieser Erhebungen ist eine Dauerleistung von 80 TWh, bei einem Gesamtwirkungsgrad von 75 %, Hochwasserenergie nicht inbegriffen.

Trotz unseres grossen Energiekonsums haben wir bis heute nur einen kleinen Bruchteil dieser Wasserkräfte ausgebaut; eine Revision der alten Erhebungen ist deshalb nicht dringend und leider auch nicht durchgeführt worden, da z. Z. unsere Ingenieure mit dringenden Bauarbeiten sehr stark in Anspruch genommen sind.

Die alte Erhebung wurde für einen grossen Teil des Landes auf ungenügenden hydrologischen

<sup>1)</sup> 1 TWh (Terawattstunde) =  $10^{12}$  Wh =  $10^9$  (1 Milliarde) kWh

<sup>2)</sup> 1 GW (Gigawatt) =  $10^9$  W =  $10^6$  (1 Million) kW

<sup>3)</sup> Die Jahresproduktion von 1950 hat etwa 17,5 TWh erreicht.

Grundlagen aufgebaut. Für viele Gegenden lagen Niederschlagsmessungen nur im Tieflande vor. Es standen aber weder Niederschlagsmessungen im Hochgebirge, noch Ablaufmessungen zur Verfügung. Die während der letzten 30 Jahre vorgenommenen Ablaufmessungen ergaben viel mehr Wasser, als damals angenommen wurde.

Unser Kartenwerk war damals auch ganz unvollständig. Bis heute haben wir das Kartenwerk 1 : 100 000 noch nicht fertigstellen können, sind aber doch weiter gekommen, sowohl mit den allgemeinen Karten, als auch mit Spezialmessungen. Dadurch wurden viele neue Möglichkeiten erschlossen. Ganz besonders ist es in vielen Fällen möglich geworden, die Gewässer besser zusammenzufassen und dadurch zuweilen auch mehr Energie zu erhalten.

Wie bekannt, ist der Wirkungsgrad der Wasserkraftmaschinen während der letzten 30 Jahre verbessert worden, was auch einen namhaften Zuwachs an nutzbarer Leistung erbrachte. Alles in allem resultiert eine effektive Leistung, die für ausgebaute Wasserkräfte die alten Erhebungen oft mit 20...50 % übersteigt, vereinzelt noch viel mehr. Andererseits müssen wir in vielen Fällen auf an und für sich technisch mögliche und wirtschaftliche Erstellung von Speicherseen verzichten. Wir haben in Norwegen viel zu wenig bebaubares Land und

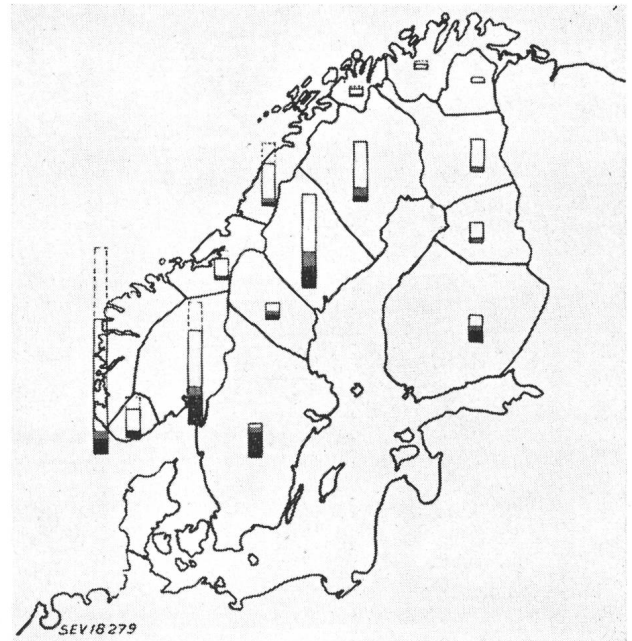


Fig. 9

Wasserkräfte Norwegens, Schwedens und Finnlands

- ▤ nicht ausbauwürdig
- noch ausbauwürdig
- ▒ im Bau
- ausgebaut

müssen soweit als möglich Überflutungen vermeiden. Wir müssen auch mit unseren Wäldern sehr haushälterisch sein, da sie die Grundlage einer unserer wichtigsten Industrien bilden. Vom Bau

einiger Speicherwerke, die früher geplant waren, sehen wir daher jetzt ab.

Die erwähnten Umstände werden dazu führen, dass wir wahrscheinlich die gesamte nutzbare Energie Ost-Norwegens geringer veranschlagen müssen. Die Energiequellen West- und Nord-Norwegens hängen dagegen mehr von den Speichermöglichkeiten im Hochgebirge ab. Hier werden auch die Schäden durch den Ausbau geringer. Diese Wasserkräfte können wir sicherlich wesentlich höher als früher schätzen. Alles in allem halte ich 100 TWh Dauerleistung für das ganze Land als eine sehr vorsichtige Schätzung. Dabei sind der Energiegewinn durch Verbundbetrieb und die mögliche Saisonenergie noch nicht berücksichtigt.

Wenn es östlich der Wasserscheide ein wasserarmes Jahr gibt, dann sind die Niederschläge westlich und nördlich der Scheide erfahrungsgemäss über Jahresmittel oder erreichen wenigstens ungefähr das Jahresmittel, und umgekehrt. Ein Verbundbetrieb zwischen West und Ost wird daher unsere Dauerleistung vergrössern. Dasselbe ist natürlich auch der Fall bei Verbundbetrieb von Kraftwerken, die aussergewöhnliche Speichermöglichkeiten haben. Zahlenmässig wissen wir nicht, wieviel wir auf diese Weise durch den Verbundbetrieb gewinnen können, und es wird noch lange dauern, bevor wir die jetzt angefangenen Studien beendigt haben.

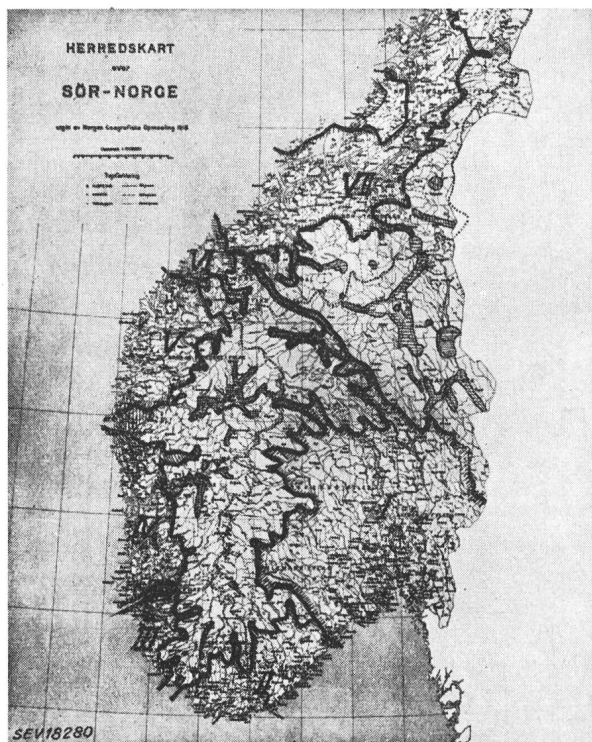


Fig. 10

Aufteilung Süd-Norwegens in Hinsicht auf den Verbundbetrieb

Die Verteilung der Wasserkräfte in Norwegen im Vergleich mit Schweden und Finnland zeigt Fig. 9.

Ich habe bereits versucht, ein Bild über unsere Entfernungen und über die kleine Bevölkerungsdichte zu geben. In der Luftlinie ist Norwegen

1800 km lang, gegen 350 km der Schweiz. Dazu kommt, dass das Land durch die Fjorde zerklüftet ist, und dass ausgedehnte unbesiedelte Gebirgssteile die einzelnen Gebiete trennen. In höherem Masse als gewöhnlich in andern Ländern ist daher unsere Elektrizitätsversorgung auf einzelne voneinander getrennte Kraftwerke aufgebaut.

Die Karte in Fig. 10 zeigt die Aufteilung Süd-Norwegens in Kreise in Hinsicht auf den Verbundbetrieb, wenn die bereits beschlossenen Verbindungsleitungen ersetzt werden. Oestlandet (I) ist der grösste Kreis mit mehr als der Hälfte der gesamten Energieproduktion. Wir haben hier ein 130-kV-Netz und eine einzelne 220-kV-Leitung ist in Betrieb, andere sind im Bau. Höhere Spannungen sind bei uns noch nicht ins Auge gefasst worden. Wir hoffen später das östliche Netz mit den verschiedenen westlichen Netzen durch 220-kV-Leitungen zu verbinden. Als erstes können wir die bestehenden 220-kV-Leitungen verlängern. Die Ausführung gehört aber noch der Zukunft an.

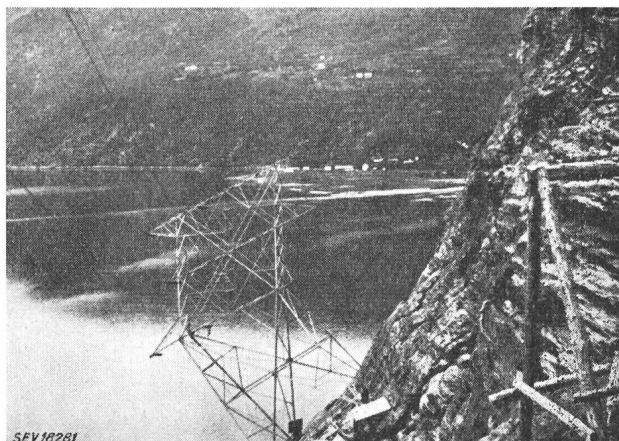


Fig. 11

Winkelmast einer 100-kV-Leitung auf schwierigem Gelände

Auch der Küste entlang sind Schwierigkeiten zu überwinden. Wir haben bis jetzt einige Fjorde mit Fernleitungen von fast 3 km langen Weitspannfeldern durchquert. Es gibt auch ziemlich viele Seekabelkreuzungen, bis jetzt aber für nicht mehr als 60 kV. Die breiten Fjorde setzen der Durchquerung wirtschaftliche Grenzen. Einige charakteristische oder interessante Maste zeigen die Fig. 11...15.

Wie gestalten sich die Produktions- und Belastungsverhältnisse?

Die Jahresproduktion hängt natürlich von den Niederschlagsverhältnissen ab (Fig. 16). Die letzten Jahre waren sehr wasserreich und ergaben eine Rekordproduktion. Abgesehen davon steigt die Energieproduktion in Norwegen rasch an. In den ersten Nachkriegsjahren installierten wir jährlich neue Generatoren mit einer Leistung von rund 110 MW. Im Jahre 1949, für uns ein Rekordjahr, gelang uns aber die Installation von beinahe 270 MW. Für die kommenden Jahre rechnen wir mit folgenden neu installierten Leistungen: 1950: 110 MW, 1951:

130 MW, 1952: 180 MW, 1953: 190 MW, 1954: 140 MW. Im weiteren sind Maschinen für rund 230 MW zur Lieferung im Jahre 1955 und später be-

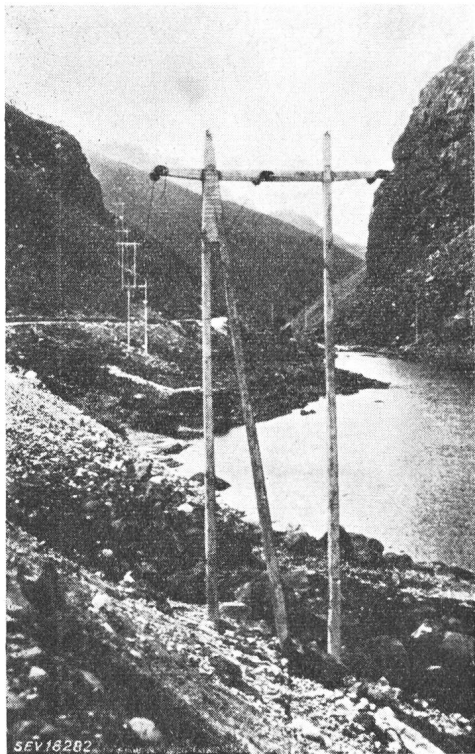


Fig. 12  
Betonwinkelmast

reits bestellt. Der durchschnittliche Zuwachs an Produktionsmöglichkeiten wird damit jährlich rund 150 MW betragen. Die Verwirklichung dieses Pro-

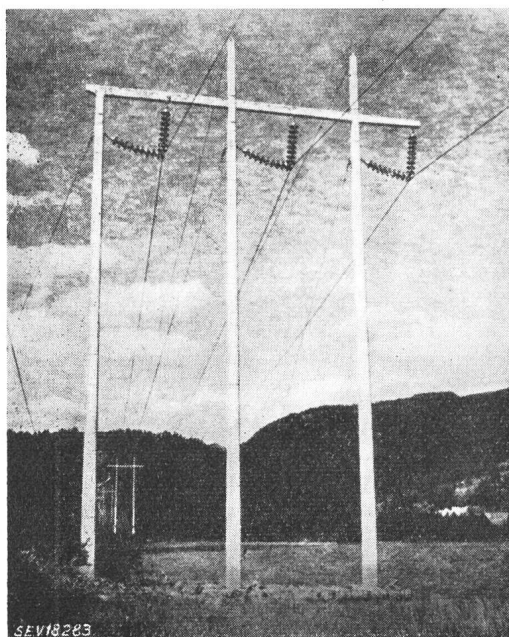


Fig. 13  
Betonwinkelmast einer 130-kV-Leitung

grammes sollte in den Jahren 1956 oder 1957 eine Jahresproduktion von 20 TWh ermöglichen.

Die Monatsleistungen verteilen sich etwas unregelmässig über das Jahr, sie hängen stark von der Wasserführung ab. Der Winter 1947/48 war auch

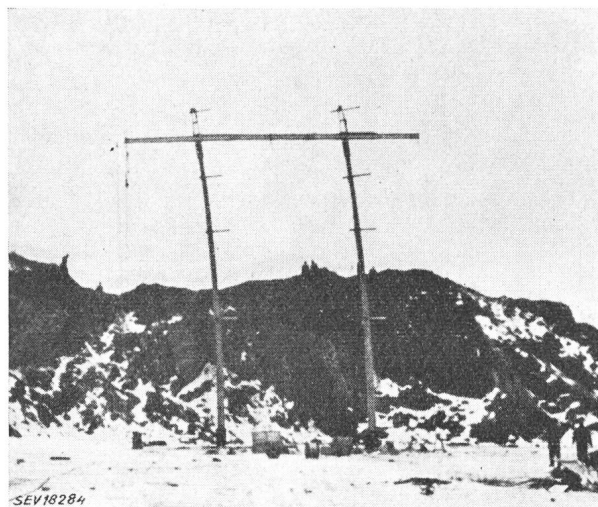


Fig. 14  
Elastischer Biegungsversuch eines Eisenbetonmastes für 220 kV

bei uns ungewöhnlich trocken, so dass strenge Einschränkungen in der Energieproduktion (Nachtausschaltungen usw.) nötig wurden. Mit der reichlicheren Wasserführung seit dem Sommer 1948 ist der Verbrauch nun normalisiert. Das Jahr 1949 brachte einen Energieüberfluss, so dass nachts Elektrowärme für die Industrie abgegeben wurde.

In Norwegen wird sehr wenig elektrische Energie in thermischen Anlagen produziert. Die in vielen Ländern übliche Spitzenbrechung mit Energie aus

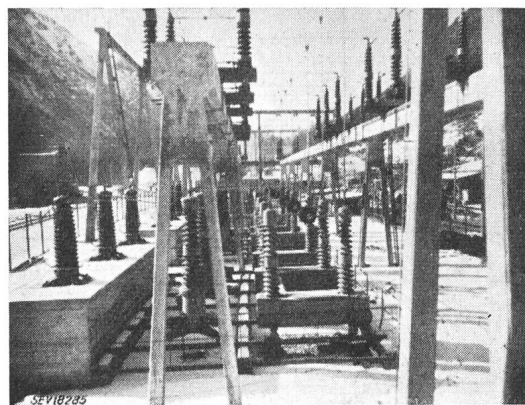


Fig. 15  
Freiluft-Schaltanlage mit Eisenbetongerüst

thermischen Kraftwerken ist deshalb bei uns nicht möglich. Statt einer Regulierung auf der Produktionsseite regulieren wir mit Elektrowärme auf der Konsumentenseite. Wir haben Elektrokessel für etwa 550 MW. Die Holzverarbeitungsindustrie ist der grösste Abnehmer von Elektrowärme. Es gibt aber auch viele andere Abnehmer, die Elektrokessel besitzen und dazu noch mit Kohlen oder Öl befeuerte Kessel als Reserven.

Das für uns gegebene Programm ist dasselbe wie für die Schweiz: Ausbau der Wasserkräfte, um dem Energiebedarf selbst in trockenen Jahren genügen zu können und verbilligte Abgabe von Überschussenergie im Sommer sowie auch in wasserreichen

alle können eine gewisse Tagesspeicherung ausnützen. Dieses Jahr haben wir recht viel Winterzufluss gehabt. Andere Jahre sind wir mehr von den Speichern abhängig. Fig. 19 zeigt die Energieproduktion von Ost-Norwegen in 1948/49, wobei die

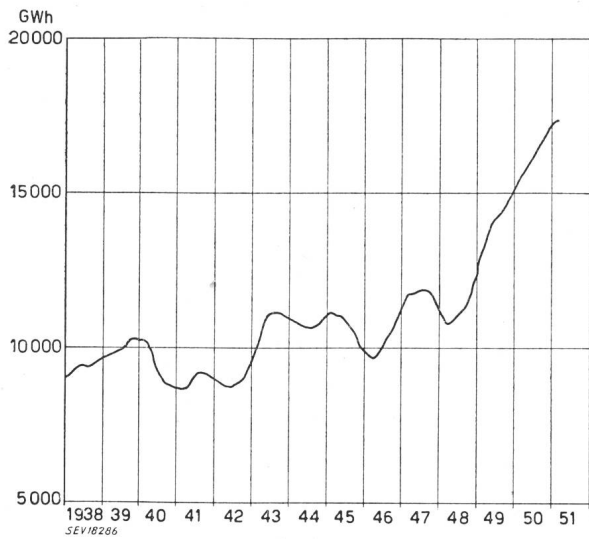


Fig. 16

Energieproduktion in den Jahren 1937...1950 der Kraftwerke Norwegens mit über 1000 kW installierter Leistung

Wintern. Fig. 17 zeigt Wasserführungskurven eines nur teilweise regulierten Flusses. Wie ersichtlich, bleibt im Sommer noch ein gewisser Wasserüberschuss gegenüber der Ausbauwassermenge des Kraftwerkes von 500 m<sup>3</sup>/s. Unreguliert würde die Wasserführung im Winter bis auf 100...130 m<sup>3</sup>/s herabsinken. In einem gut regulierten Fluss lässt sich die Sommerwasserführung sogar niedriger halten als die Wasserführung im Winter (Fig. 18).

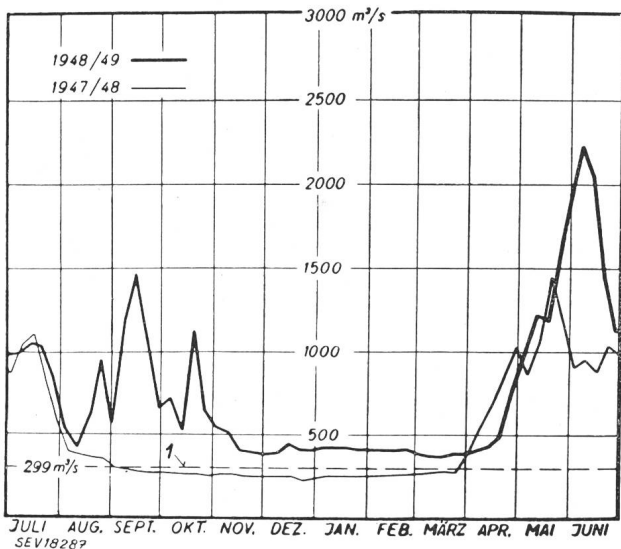


Fig. 17

Wasserführungskurven der Glomma bei Solbergfoss

- Mittlere Wasserführung 1948/49: 761 m<sup>3</sup>/s
- Mittlere Wasserführung 1947/48: 495 m<sup>3</sup>/s
- 1 regulierte Niederwasserführung: 299 m<sup>3</sup>/s
- Ausbauwassermenge rund 500 m<sup>3</sup>/s

Was Sie in der Schweiz Laufkraftwerke nennen, haben wir in Norwegen eigentlich nicht. Alle Kraftwerke erhalten im Winter Speicherwasser und fast

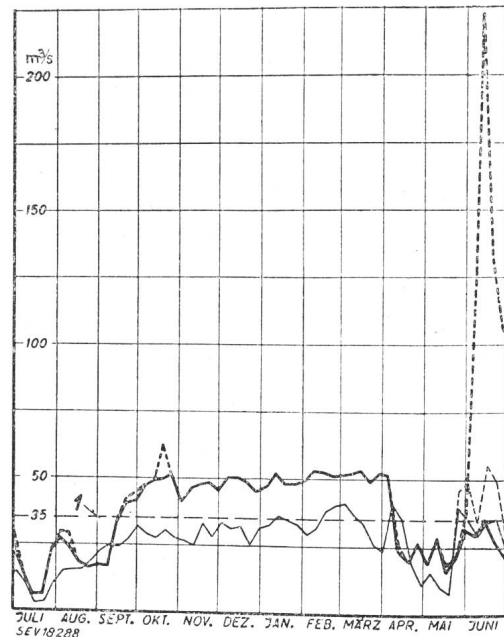


Fig. 18

Wasserführungskurven beim Kraftwerk Nore I

- 1948/49 (solid line)
- 1947/48 (dashed line)
- im Kraftwerk Nore I verwendet (solid line)
- totale Wassermenge (dashed line)

Energieproduktion aus Speicherwasser separat aufgeführt ist.

Der hohe Energiekonsum von 4700 kWh pro Einwohner<sup>4)</sup> findet seine Begründung zum Teil in den Energielieferungen in Form von Überschussenergie. Viel wesentlicher ist es aber, dass Norwegen eine verhältnismässig grosse elektrochemische und me-

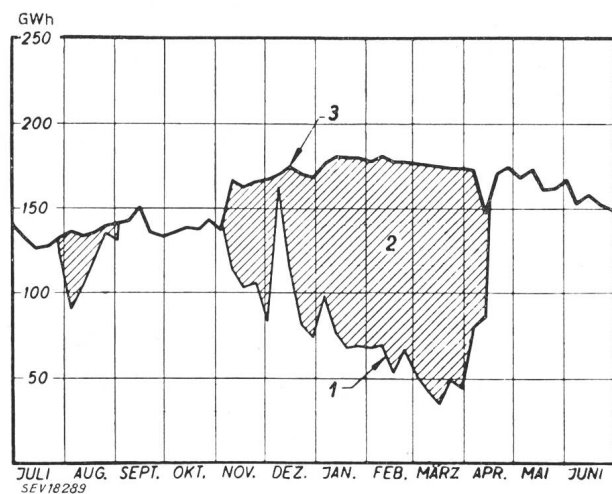


Fig. 19

Wöchentliche Energieproduktion Ostnorwegens

- 1 Produktion aus natürlichen Zuflüssen
- 2 Produktion aus Speicherwasser
- 3 Gesamtproduktion

4) Für 1949. Im Jahr 1950 wurden fast 5400 kWh pro Einwohner erreicht.



tallurgische Industrie hat. Ihre wichtigsten Erzeugnisse sind Stickstoffdünger auf der Basis von durch Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff, ferner Ferrolegierungen, Aluminium, Karbid, Nickel und Zinkraffinerung. Ausserdem werden Karborund, Spezialstähle usw. produziert. Schon heute wird Roheisen elektrisch geschmolzen, nach Methoden, die in Norwegen ausgearbeitet wurden. Ein grosses, neues Eisenwerk ist übrigens jetzt in Nord-Norwegen im Bau, in dem Roheisen und Stahl elektrisch geschmolzen werden. Diesem Werk wird ein elektrisch betriebenes Walzwerk angegliedert. Die Ferrolegierungsindustrie wird auch erweitert, und eine beträchtliche Erweiterung der Stickstoff- und der Aluminiumindustrie ist geplant. Durch diese Umstände werden ungefähr  $\frac{2}{3}$  der gesamten Elektrizitätsproduktion von der Industrie konsumiert.

Da die meisten dieser Unternehmungen ihre eigenen Kraftwerke haben, ist es nicht leicht, eine korrekte Statistik der Energiepreise zu geben. Als Beispiel kann erwähnt werden, dass wir für ein neues grosses Eisenwerk, evtl. auch für eine neue grosse Aluminiumfabrik, denen die staatliche Organisation, die ich vertrete, die Energie liefern wird, mit Energiepreisen in der Grössenordnung von 0,5 Rp./kWh rechnen dürfen. Für neue Kraftwerke, die beim jetzigen Preisniveau gebaut werden, ist dies selbstverständlich nur möglich, wenn die Fabriken ganz in der Nähe des Kraftwerkes liegen. Um diese niedrigen Preise einhalten zu können, müssen wir unsere wirtschaftlichsten Wasserkräfte an der Westküste und im Norden ausnützen. In einem anderen Fall verkaufen wir die Energie eines alten, aber jetzt erweiterten und umgebauten Kraftwerkes mit Gewinn für 0,35 Rp./kWh. Der übliche Engrospreis unserer Organisation für Energie, übertragen an die grösseren Verbrauchszentren, geliefert in Form von Mittelspannung, setzt sich zusammen aus einer Leistungsgrundtaxe von 21.50 Fr./kW plus 0,43 Rp./kWh im Winter, bzw. 0,22 Rp./kWh im Sommer. Bei einer Verbrauchszeit von 6000 h, was für unsere Verhältnisse in Ost-Norwegen normal ist, entspricht dies im Jahresdurchschnitt 0,71 Rp./kWh, die Grundgebühr inbegriffen. Die Preise sind niedrig, weil die Kraftwerke zum Teil in einer billigeren Zeit gebaut wurden. Wir verzinsen und amortisieren mit diesem Energiepreis die Anlagekosten der Kraftwerke und der Leitungen und decken natürlich auch die unmittelbaren Betriebs- und Unterhaltskosten.

Bei verhältnismässig grossem Verbrauch pro Haushalt gestalten sich auch die Verteilungskosten in den Städten mässig. In Oslo z. B. ergibt sich für teils vom Staat, teils von eigenen Werken gelieferte Energie für Haushaltsverbrauch nach kombinierten Tarifen eine durchschnittliche Einnahme von etwa 2 Rp./kWh, was einen namhaften Überschuss für das Elektrizitätswerk bedeutet. Eine Stadt mit eigenen Kraftwerken, wie Stavanger, verkauft elektrische Energie für Beleuchtung zu einem jährlichen Preis von 120 Fr. pro installiertes kW. Für Kochen und Heizen wird die Energie dagegen nach

kWh verkauft, im Sommer- und Winterhalbjahr für 1,3 bzw. 2,7 Rp.

In Nord-Norwegen arbeiten wir jetzt auf der Basis eines fallenden kWh-Tarifes. Z. B. werden für eine Wohnung mit drei Zimmern und Küche die ersten 240 kWh pro Jahr zu 18 Rp./kWh verrechnet, die folgenden 1600 kWh pro Jahr zu 3 Rp./kWh und der Mehrverbrauch zu 1,8 Rp. Man rechnet dann die ersten 240 kWh als für Licht verwendet, die folgenden 1600 kWh für das Kochen und den Mehrverbrauch für die Heizung. Der Durchschnittspreis kommt damit ungefähr auf 2,5...3 Rp./kWh zu stehen.

Bei diesen niedrigen Preisen wird selbstverständlich der Energieverbrauch in den Haushaltungen gross. Die mit Energie am besten versorgten Städte sind bestrebt, eine weitgehende elektrische Heizung in allen Neubauten einzuführen. Zusätzliche Ofenheizung wird nur an kalten Tagen verwendet. Selbst in Oslo, das in der Elektrifizierung vorausgeht, ist man der Auffassung, dass man neben der elektrischen Heizung einen Holz- oder Kohlenofen haben soll.

Vielleicht scheint Ihnen unser Elektrizitätsverbrauch luxuriös. Das Ziel ist aber, importierte Kohle und Öl zu ersparen. Wir betrachten das in der Elektrifizierung investierte Kapital auf die Dauer als Sparvermögen.

Norwegen erreicht jetzt eine jährliche Produktion von etwa  $0,5 \cdot 10^6$  t Kohle in Spitzbergen; trotzdem muss zusätzlich Kohle importiert werden. Während des Krieges wurde in grossem Masse Holz zur Heizung verwendet; auch Torf wird in einzelnen Gebieten stets verwendet. Das Holz kann man aber vorteilhafter in der Holzverarbeitungsindustrie ausnützen, und darum ist das Brennholz in den Städten ziemlich teuer. Wenn man auch in den Waldgebieten stets Holz verbrennt — es gibt ja immer Abfälle —, so ist die Verwendung von Holz als Heizmaterial in den Städten unwirtschaftlich. Besonders wenn man den Mangel an Arbeitskräften in den Haushaltungen beachtet, ist die Verwendung elektrischer Energie wirtschaftlicher. Wie sich die Verhältnisse später entwickeln werden, im Falle allfällig sinkender Kohlenpreise, kann nicht im voraus gesagt werden.

Die heutige total installierte Leistung der Wasserkraftwerke Norwegens von etwa 3 GW ist auf eine grosse Zahl von Kraftwerken verteilt. Es sind z. Z. 8 grosse Kraftwerke mit je mehr als 100 MW in Betrieb, die zusammen 37 % der gesamten installierten Leistung aufweisen. Dann folgen 6 Werke mit Leistungen von je 50...100 MW. Die Kraftwerke mit Leistungen über 50 MW umfassen ca. 50 % der total installierten Leistung. Die Zahl der Kraftwerke über 20 MW beträgt 35, mit zusammen 70 % der totalen installierten Leistung. Daraus ist ersichtlich, dass die Grosskraftwerke die Produktion beherrschen. Wir haben aber auch etwa 180 Werke mittlerer Grösse, mit Leistungen von 1...20 MW. Sie besitzen zusammen etwa 25 % der Gesamtleistung. Bei den Kleinanlagen unter 1000 kW, inbegriffen die Kleinwerke, die nur einen einzelnen

oder einige Bauernhöfe versorgen, finden wir weiter etwa 1800 Kraftwerke, welche zusammen die letzten 5 % der total installierten Leistung aufweisen.

Wegen der dünnen Besiedlung des Landes werden wir noch lange einen bedeutenden Teil unserer Energieversorgung den kleinen, isolierten Kraftwerken überlassen müssen. Die Tendenz ist trotzdem vorhanden, die Netze so auszudehnen, dass ein Verbundbetrieb mehrerer Kraftwerke ermöglicht wird.

Die allgemeine Energieverteilung in Norwegen geschieht überwiegend durch öffentliche oder halb-öffentliche Institutionen, wie durch den Staat, durch Gemeindegruppen oder Einzelgemeinden, oder auch durch Genossenschaften, in denen die Gemeinden meist die dominierenden Genossenschafter sind. Die Ortsverteilung wird in der Regel von den Gemeinden besorgt. Viele Gemeinden haben ihre eigenen Kraftwerke, oder sie beziehen die Energie z. T. vom eigenen Werk, z. T. vom Staat, zuweilen auch von privaten Kraftwerken.

Die besonders viel Energie konsumierende Grossindustrie bezog früher in der Regel die elektrische Energie von eigenen Werken, neuerdings aber werden Staat und Gemeinden in immer steigendem Masse für die Energielieferung zugezogen.

Die Niederspannungsverteilanlagen wurden auf wirtschaftlicher Grundlage in der Hauptsache von den Gemeinden erstellt, so dass bis 1938 etwa 75 % der Bevölkerung mit elektrischer Energie versorgt waren. Damit waren praktisch alle Städte mit Energie versorgt. Auf dem Lande ist aber die Elektrifizierung noch nicht so weit fortgeschritten. Der Grund dafür ist, dass es in Norwegen keine Dörfer gibt. Die Bauernhöfe liegen verstreut, viele von ihnen weit entfernt von den nächsten Nachbarn. Die Verteilanlagen kommen damit in vielen Gegenden unverhältnismässig teuer zu stehen. Eine totale Elektrifizierung kann somit nicht wirtschaftlich durchgeführt werden. Um die Elektrifizierung trotzdem zu fördern, hat der Staat seit 1938 für die Elektrifizierung der am meisten vernachlässigten Gebiete Subventionen bewilligt. Damit konnte diese Arbeit seit dem Kriege mit grosser Energie gefördert werden. Dazu kommt, dass wir nach dem Kriege Finnmarken und das nördliche Troms nach der totalen Zerstörung wieder aufbauen mussten. Bisher wurden 12 Millionen Schweizer Franken vom Staat allein für den Ausbau der Elektrizitätsversorgung in Finnmarken verwendet. Von 1938 bis heute wurden weitere 36 Millionen Franken als Staatsbeitrag zur Elektrifizierung der anderen vernachlässigten Gebiete verwendet. Damit haben heute etwa 85 % der Bevölkerung eine gut geregelte Elektrizitätsversorgung. Wenn die Verteilnetze, die z. Z. im Bau sind, fertig sind, werden wir 89 % erreichen. Es sind ferner Kraftwerke im Bau, die auch einen Teil der restlichen 11 % mit Energie versorgen können. Wenn der Bau der Verteilnetze folgt, werden wir dadurch etwa 93 % erreichen. Die Bewilligung für diese Verteilnetze ist noch ausstehend.

Wir hoffen, allmählich weiter zu kommen und haben insofern Pläne für die Ausdehnung der versorgten Gebiete von 93 bis etwa 95 %. Wir müssen uns aber bewusst sein, dass die Versorgung immer teurer wird, je mehr wir uns den 100 % nähern wollen. Es werden auf alle Fälle Gebiete zurückbleiben, die wir nicht mit Energie versorgen können.

Das Prinzip der Staatshilfe bei der Versorgung dieser Gebiete mit Energie ist, dass die Beiträge zur Finanzierung und nicht für den Betrieb dienen. Durch die Staatsbeiträge werden die Zinslasten reduziert, so dass die lokalen Elektrizitätswerke in der Lage sind, bei mässigen Energiepreisen die Betriebskosten, die übrigen Kapitalzinsen und die Amortisationskosten zu decken. Es wird auch grosser Wert darauf gelegt, dass die zu elektrifizierenden Gebiete selbst, soweit ihre Tragfähigkeit es erlaubt, eigenes Kapital für die Elektrifizierung aufbringen.

Verglichen mit den Verhältnissen im dicht bevölkerten Zentraleuropa scheint diese staatliche Hilfspolitik wahrscheinlich wirtschaftlich unbegründet zu sein. Der Staat erhält ja keine Zinsen oder andere Erträge aus den zur Verfügung gestellten Mitteln, jedenfalls nicht direkt. Aber die Gebiete, die ohne Elektrizität waren, standen in Gefahr, allmählich entvölkert zu werden, da die Arbeitskräfte dort ausserhalb der Saison nur schlecht ausgenützt werden konnten, weil keine Energie für Handwerk und für Kleinindustrie vorhanden war. Wenn der Staat sich für die Elektrifizierung dieser Gebiete einsetzte, so war es deshalb, weil zu mässigen Energiepreisen gelieferte Elektrizität ein wichtiges Hilfsmittel für die Bevölkerung ist, um die vorhandenen Erwerbsmöglichkeiten auszunutzen und die sozialen und wirtschaftlichen Verhältnisse zu verbessern. Dadurch wird die Produktion des Landes gesteigert und die Bevölkerung stabilisiert.

Ein wesentliches Moment ist auch, dass unser ganzer Fischereibetrieb und besonders die Fischverwertung zurzeit modernisiert wird. Was die Fischerei für Norwegen bedeutet, wird vielleicht am besten illustriert, wenn man beachtet, dass unsere Fischereien jährlich etwa 400 kg Fische pro Einwohner ergeben. Da die Produktion unsern Bedarf weit übersteigt, werden die Fische zum grössten Teil exportiert. Wir müssen aber, um eine gute Exportware zu erhalten, die Fische konservieren oder tiefkühlen. Dazu braucht man elektrische Energie. Auch andere Verarbeitungsverfahren brauchen elektrische Energie, wie die Herstellung von Tran, Heringöl, Heringmehl usw. Die Fischereigebiete waren früher betreffend Elektrizitätsversorgung sehr vernachlässigt, sie haben aber einen Vorrang bei der heutigen Elektrifizierung.

Unsere Organisation hat die Oberleitung und die Kontrolle dieser Elektrizitätsarbeiten. Prinzip ist aber, dass die örtlichen Instanzen selber die Initiative ergreifen und ihre Pläne ausarbeiten. Sie müssen auch selber die Verantwortung für die Durchführung der Pläne tragen, und übernehmen technisch und wirtschaftlich die volle Verantwortung für den späteren Betrieb.

Im übrigen hat unsere Organisation heute auf eigene Rechnung Kraftwerke mit etwa 540 MW Leistung in Betrieb und neue Werke im Bau, so dass wir voraussichtlich im Jahre 1954 Kraftwerke mit etwa 720 MW Leistung in Betrieb haben werden.

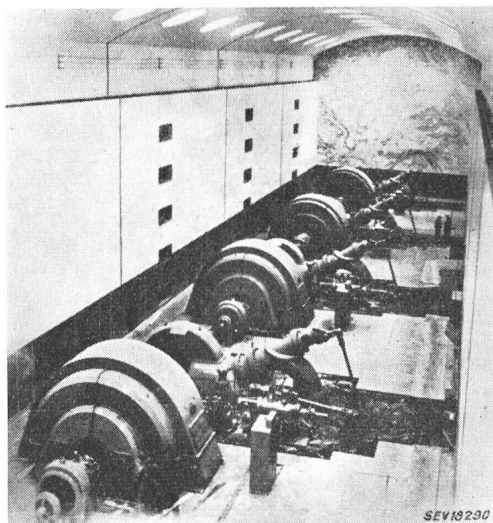


Fig. 20

Unterirdischer Maschinensaal des Kraftwerkes Maar

Der Staat verfügt ausserdem über eine Kraftwerksleistung von beinahe 160 MW in Kraftwerken für die Eisenbahnen und für einige industrielle Unternehmungen, die er in Alleinbesitz hat. Ausserdem ist er Grossaktionär in einzelnen unserer grössten Industriegesellschaften mit eigenen Kraftwerken.

Neben dem bereits erwähnten Kraftwerk Nore sind noch die Kraftwerke Maar und Glomfjord erwähnenswert.

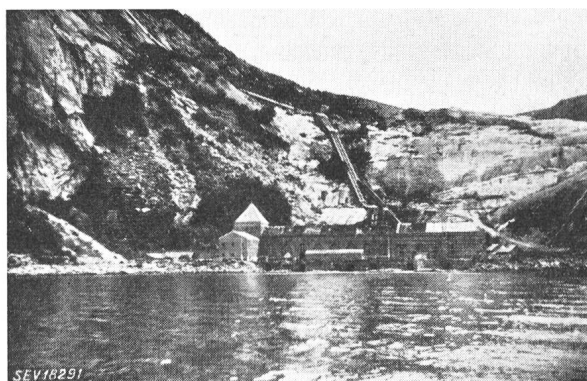


Fig. 21  
Kraftwerk Glomfjord

Maar (Fig. 20) ist ein unterirdisches Kraftwerk, das im Jahre 1949 mit einer installierten Leistung von  $4 \cdot 36 = 144$  MW in Betrieb gesetzt wurde. 60 % der Energieproduktion dienen der Allgemeinversorgung, 40 % werden in der Düngindustrie verwendet.

Glomfjord (Fig. 21) wurde nach den Kriegszerstörungen wieder aufgebaut und erweitert auf  $6 \cdot 20 = 120$  MW Leistung. Die Energie geht in die Düngindustrie.

Unsere Organisation hat heute weitere zwei Grosskraftwerke im Bau: *Aura* und *Rössaga*. Bei vollem Ausbau werden sie 240 bzw. 220 MW Leistung abgeben können. Vorläufig sind aber nur Maschinengruppen für 60 und 110 MW bestellt worden. *Aura* ist im besonderen für die allgemeine Elektrizitätsversorgung bestimmt, mit einem Versorgungsgebiet von rund 300 000 Einwohnern. *Rössaga* wird in erster Linie dem neuen Stahlwerk mit elektrischen Roheisenschmelzöfen dienen. Ausserdem wird es ein Gebiet mit 50 000 Einwohnern versorgen, die heute sehr knapp mit elektrischer Energie versehen sind. Diese beiden Neuanlagen werden aus militärischen Gründen in Felsen gebaut.

Eine empfindliche Stelle in Bezug auf die Landesverteidigung bilden die Staumauern. Glücklicherweise benötigen wir in Norwegen nach internationalem Massstab nicht sehr hohe Staumauern. Aber schon bei den Höhen, die wir haben, ist das Problem aktuell. Wo es nur möglich ist, ziehen wir deshalb vor, Speicher durch Senkung natürlicher Seen zu gewinnen. Das ist im allgemeinen sehr wirtschaftlich, und solche Anlagen bilden im Kriegsfall keine Katastrophengefahr. Solche Möglichkeiten sind aber begrenzt. Wir halten die Steinfüllungs-dämme als die sichersten gegen Bombenangriffe und gegen Sabotage.

Eine Reihe unserer Kraftwerke erhält jetzt in Felsen eingebaute Druckrohrleitungen und Maschinenhäuser, wodurch die Anlagen bombensicherer werden. Im ganzen werden wir bei vollem Ausbau 18 bombensichere Kraftwerke mit etwa 1500 MW Leistung haben, wovon etwa 950 MW bis 1955 in Betrieb sein sollten.

Ich persönlich bin der Ansicht, es sei für die militärische Sicherung der Energieversorgung am wichtigsten, dass wir uns durch Verbundbetriebe ein ausgedehntes Netz schaffen.

In Ost-Norwegen ist der Verbundbetrieb sehr gut entwickelt worden. Die ganze Lastverteilung für gegenwärtig 8..9 TWh pro Jahr wird von einer einzigen Lastverteilungszentrale in Oslo geleitet. Alle grösseren Energieproduzenten sind Mitglieder dieser Organisation.

Unser Ziel ist es, den Wirkungskreis dieser Verteilzentrale auszudehnen und weitere entsprechende Verteilzentren in den anderen Landesteilen zu organisieren.

Adresse des Autors:

Dr. techn. *Fredrik Vogt*, Generaldirektor der Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen, Oslo.