

<b>Zeitschrift:</b>	Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
<b>Band:</b>	55 (1963)
<b>Heft:</b>	4
<b>Artikel:</b>	Die wirtschaftliche Bedeutung von thermischen Kraftwerken : und deren Einsatzmöglichkeit im Verbundbetrieb von Wasserkraftreichen Ländern gezeigt am Beispiel der österreichischen Elektrizitätsversorgung
<b>Autor:</b>	Musil, L.
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-921528">https://doi.org/10.5169/seals-921528</a>

### Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### 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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### 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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 18.02.2026

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

# Die wirtschaftliche Bedeutung von thermischen Kraftwerken

UND DEREN EINSATZMÖGLICHKEIT IM VERBUNDBETRIEB VON WASSERKRAFTREICHEN LÄNDERN  
GEZEIGT AM BEISPIEL DER ÖSTERREICHISCHEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

Prof. Dr. E. h. L. Musil, Graz, Vorstandsmitglied der  
Steirischen Wasserkraft- und Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Steweag)<sup>1</sup>

DK 621.1.003.1 (436)

## A. WIRTSCHAFTLICHE GESICHTSPUNKTE FÜR DIE VERWENDUNG VON THERMISCHEN KRAFTWERKEN IN ÖSTERREICH

Die Schweiz und Österreich zählen zu den wasser-kraftreichen Ländern, und trotzdem verlief die Entwicklung der Stromerzeugung in verschiedener Weise. Gründe hierfür gibt es mehrere; sie seien zunächst kurz gestreift. Der wesentlichste liegt in den von der Natur gegebenen unterschiedlichen Voraussetzungen: Österreich verfügt über eigene Brennstoffvorkommen, an deren Verwertung schon frühzeitig herangegangen wurde. Welchen Anteil die inländischen Rohenergieträger an der Deckung des Gesamtenergiebedarfes haben, zeigt die österreichische Energiebilanz für das Jahr 1959 (Fig. 1). Das Schaubild stellt eine vereinfachte Auswertung der vom Bundesministerium für Handel und Wiederaufbau in zweijährigen Abständen herausgegebenen Energieflußdiagramme dar und wurde in der Darstellungsweise der in der Schweiz üblichen angepaßt. Wie aus dem Schaubild hervorgeht, waren im Jahre 1959 die heimischen Brennstoffe mit 59 % am gesamten Rohenergiebedarf beteiligt.

So entstanden zu einem Zeitpunkt, als von einem Verbundbetrieb noch keine Rede war, vor allem in den größeren Städten, thermische Kraftwerke, die im Laufe der Zeit entweder erneuert und vergrößert wurden, wie z. B. in Wien, oder mit dem Ausbau eines leistungsfähigen Hochspannungsnetzes später aufgelassen und durch Fernstrom aus Wasserkraftwerken ersetzt worden sind. Seit den Anfängen der österreichischen Elektrizitätsversorgung besteht also die kombinierte Stromerzeugung mit im Laufe der Zeit veränderlichem thermischen Anteil.

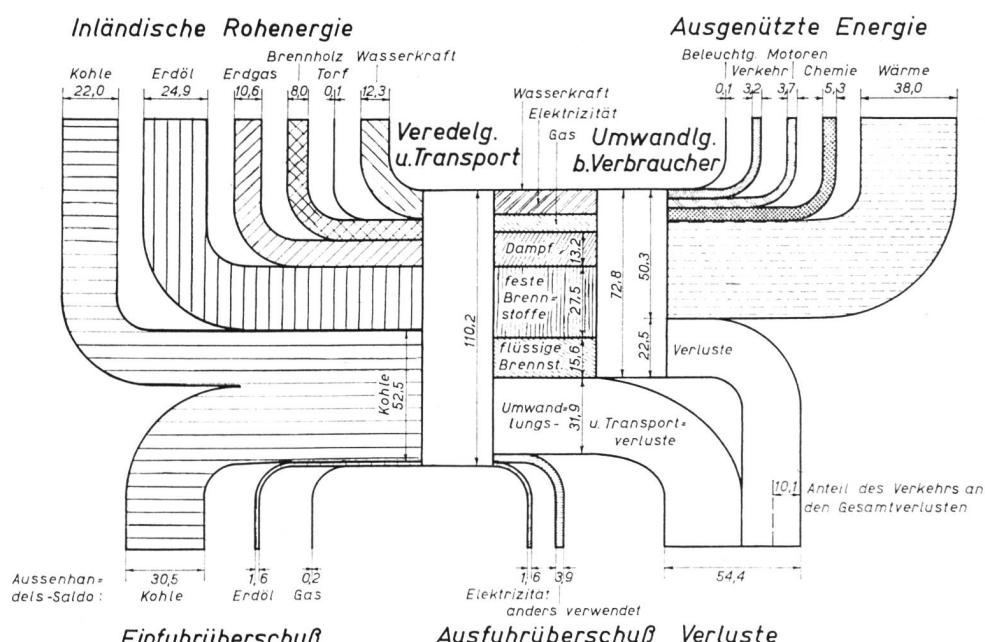
<sup>1</sup> Vortrag, gehalten vor dem Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband und dem Zürcher Ingenieur- und Architektenverein am 14. November 1962 an der ETH in Zürich.

Die Nachkriegszeit brachte einen neuen Aufschwung der thermischen Stromerzeugung. Waren im Jahre 1948 die thermischen Kraftwerke der öffentlichen Versorgung noch mit 12,8 % an der Bedarfsdeckung beteiligt, so lautete die gleiche Ziffer für das Jahr 1961 25,1 %. Einen Überblick über die wichtigsten thermischen Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung mit ihren Auslegungsdaten gibt die nachstehende Tabelle 1.

Die Kraftwerke Simmering und Engerthstraße in Wien verfeuern Kohle, Heizöl und Erdgas; Timelkam, Voitsberg, St. Andrä und Zeltweg verwenden heimische Braunkohle, ebenso im wesentlichen die drei angeführten Fernheizkraftwerke, Pernegg nur Heizöl, Korneuburg und Neusiedel Erdgas und Heizöl. Die Besitzverhältnisse sind folgende: Voitsberg, St. Andrä, Zeltweg und ein Teil von Korneuburg gehören dem Verbundkonzern, die Fernheizkraftwerke Klagenfurt und Salzburg den städtischen Elektrizitätswerken, die übrigen angeführten Anlagen den Landesgesellschaften, die sinngemäß etwa den kantonalen Unternehmungen der Schweiz entsprechen. Noch nicht enthalten in der Tabelle ist das erst kürzlich begonnene thermische Kraftwerk der niederösterreichischen Landesversorgung, das als kombinierte Gas-Dampfturbinenanlage für eine Blockleistung von 68 + 10,3 MW für Kohle, Erdgas und Heizöl geeignet ist.

Für den Anteil der thermischen Stromerzeugung in wasser-kraftreichen Ländern ist aber noch ein anderer Faktor von erheblicher Bedeutung, das ist die Höhe des Zinssatzes. Es ist eine alte Faustregel, daß einer Differenz von 1 % des Zinssatzes eine solche von 10 % bei den Erzeugungskosten von Wasserkraftwerken entspricht. Die schweizerischen Versorgungsunternehmen können mit einem Zinssatz von etwa 3½ bis 4 % rechnen, die österreichischen müssen 7 bis 8 % für Fremdkapital aufwenden. Dieser Unter-

Fig. 1  
Österreichische  
Energiebilanz 1959  
(Zahlenangaben in 10<sup>12</sup> kcal;  
1959 = 1163 GWh)



# KALORISCHE KRAFTWERKE IN ÖSTERREICH

Tabelle 1

Kraftwerk	Inbetriebnahme	Höchstleistung des Kraftwerkes MW	Jahreserzeugung 1961 GWh	Dampfdaten beim Eintritt in die Turbine	
				Druck atü	Temperatur °C
Simmering	1926—1958 1962	145 64	727	32 bzw. 64 180	425 bzw. 500 530
Engerthstraße	1926, 1931	28	144	20	375
Timelkam	1937—1957 im Bau	62 60	254	37 88	450 530
Voitsberg I	1940, 1952	60	371	35	450
Voitsberg II	1956	65	405	110	525
St. Andrä I	1950	70	295	38	450
St. Andrä II	1956	110	424	180	525
Zellweg	1962	130		180	530
Pernegg	1958, 1962	104	74	70	510
Korneuburg	1960, 1961	150	441	126 bzw. 15	525 bzw. 450 Gasturbine 650
Neusiedl a. Zaya	1943, 1959	21	87	37	412 Gasturbine 650
FHKW Klagenfurt	1948—1958	13	46	35 bzw. 110	425 bzw. 525
FHKW Salzburg	1956 im Bau	8 8	28	67	480
FHKW Graz	im Bau	56		90	520

schied macht bei den Gestehungskosten bereits 35 bis 45 % aus. Da die Anlagekosten von Wasserkraftwerken ein mehrfaches von thermischen Anlagen betragen, so tritt mit steigendem Zinsfuß das thermische Kraftwerk in immer stärkerem Maße in einen wirtschaftlichen Wettbewerb. Es schiebt sich zwischen Jahresspeicher- und Laufwerken in das Belastungsdiagramm hinein. Welche Rolle dabei der Zinssatz spielt, mögen die folgenden Diagramme zeigen.

Figur 2 zeigt das Ergebnis einer Untersuchung über die Wirtschaftlichkeitsgrenze zwischen Langzeitspeicherwerken und ölfgefeuerten Dampfkraftwerken. Die Ausgangswerte sind im Diagramm eingetragen. Bei einem Zinssatz von 7 % liegt die Grenzbenutzungsdauer bei etwas über 1000 Std./Jahr, unter Berücksichtigung einer 220-kV-Übertragung für das Speicherwerk sogar nur bei 700 Std./Jahr. Wie sich diese Grenze mit dem Zinssatz verschiebt, lässt das rechte Diagramm erkennen. Bei einem Zinssatz von 4 % würde sie bei 2400 Std./Jahr liegen.

Bezogen sich diese Betrachtungen auf die Grenze zwischen Speicherwerken und thermischen Anlagen im oberen Teil des Belastungsdiagramms, so gibt eine für

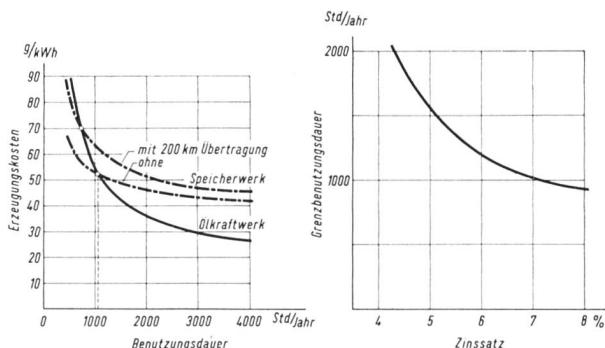


Fig. 2 Einsatzgrenzen von Langzeitspeicherwerken und Öl kraftwerken

das österreichische Verbundsystem durchgeföhrte Untersuchung einen Anhalt für die wirtschaftliche Einsatzgrenze zwischen Laufkraftwerken und thermischen Anlagen. Man denke sich bei gegebenem Belastungsdiagramm den Spitzenbereich durch Speicheranlagen entsprechend den Ergebnissen von Figur 2 gedeckt und den Rest der Belastung auf Laufwasserkraftwerke und Wärmekraftwerke aufgeteilt (Fig. 3).

Vergrößert man die Ausbauleistung der Laufkraftwerke, so wird die Überschüssenergie aus diesen größer, Leistung und Benutzungsdauer der Wärmekraftwerke kleiner. Ermittelt man nun unter Zugrundelegung von wirklichkeitsnahmen Annahmen die gesamten Jahreskosten von Laufkraftwerken und thermischen Kraftwerken für verschiedene Ausbauleistungen der Laufwasserkraftwerke für verschiedene Zinssätze, so ergibt sich die in Fig. 4 dargestellte Kurvenschar. Für die Laufwasserkraftwerke wurden dabei mittlere spezifische

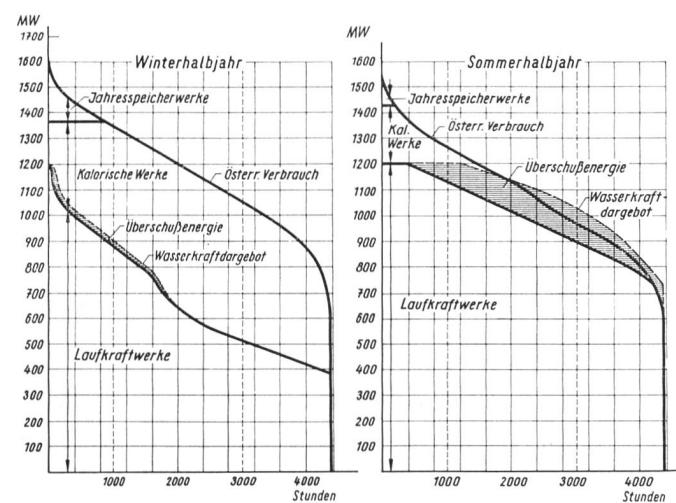


Fig. 3 Strombedarf des Österreichischen Verbundnetzes (Inland ohne Pumpspeicherung) und Dargebot der Laufkraftwerke (wasserreiches Jahr)

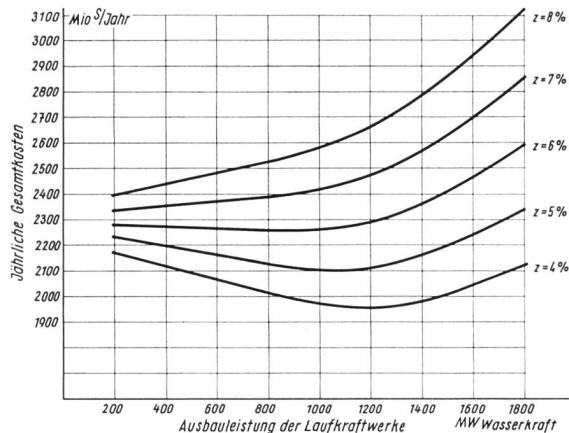


Fig. 4 Ermittlung des optimalen Anteiles der Laufkraftwerke an der Deckung des österreichischen Strombedarfes

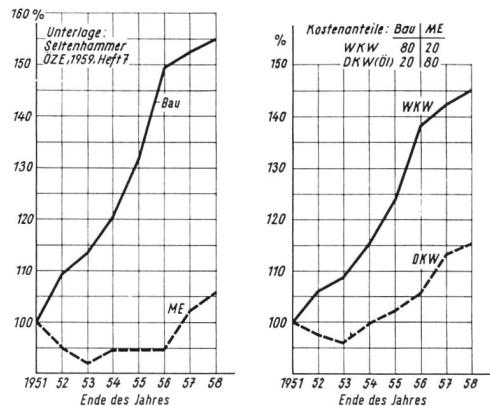


Fig. 5 Entwicklung der Anlagekosten von Kraftwerken in den Jahren 1951 bis 1959

Ausbaukosten von 2,40 Sch./kWh (etwa 40 Rp/kWh) angenommen. Das Diagramm zeigt, daß mit steigenden Zinssätzen unter den gemachten Voraussetzungen die Wettbewerbsfähigkeit des Wasserkraftwerkbaues mit thermischen Kraftwerken abnimmt. Je höher der Zinssatz, um so breiter ist der wirtschaftliche Einsatzbereich der thermischen Kraftwerke zwischen Speicher- und Laufkraftwerken im Belastungsdiagramm.

Die gleiche Auswirkung wie ein erhöhter Zinsfuß hat auch eine steigende Tendenz der Anlagekosten von Wasserkraftwerken, absolut bzw. relativ gegenüber den Errichtungskosten von Wärmekraftwerken. So kann die verschiedene Entwicklung der Indexziffern für den baulichen Teil und für maschinelle und elektrische Einrichtungen das Anlagekostenverhältnis erheblich verschieben.

Figur 5 zeigt die Kostenentwicklung in Österreich für die Zeitspanne von 1951 bis 1959. Wasserkraftwerke wurden um 45 %, Dampfkraftwerke um 15 % teurer.

#### B. GRUNDSÄTZLICHE FOLGERUNGEN FÜR WASSERKRAFTREICHEN LÄNDER

Die vorstehenden Darlegungen lassen erkennen, daß neben dem Anreiz durch etwaige eigene Brennstoffvorkommen auch andere gewichtige Argumente den Einsatz von thermischen Kraftwerken in einem wasser- kraftreichen Land wirtschaftlich begründen. Diese sind im wesentlichen folgende:

1. Der Einsatz von thermischen Kraftwerken im Belastungsdiagramm in der Grenzzone zwischen Lauf- und Langzeitspeicherwerken nimmt den letztgenannten in der Winterperiode die für sie unwirtschaftliche Deckung des oberen Teiles des 24stündigen Bandes und des unteren Teiles der 16- bis 18stündigen Trapezlast ab und verschiebt ihren Einsatzbereich in den Bereich kleiner Benutzungsdauern. Die Zuordnung größerer Kraftwerksleistung zu gegebenen Speicherräumen erhöht, wie vergleichende Rentabilitätsuntersuchungen von Projektsvarianten zeigen, die Wirtschaftlichkeit der Langzeitspeicherwerke.

2. Hohe Zinssätze und eine absolute oder relative Steigerung der Anlagekosten von Wasserkraftwerken gegenüber thermischen Anlagen haben die gleiche Auswirkung, da die Gestehungskosten durch das Produkt

$\text{Jahresfaktor} \times \text{Anlagekosten}$

gegeben sind. Je mehr Wasserkräfte in einem Land

nutzbar gemacht worden sind, um so mehr steigen die Anlagekosten der Neuanlagen, da im allgemeinen nach einem gesunden Ausleseprinzip die günstigsten zuerst in Angriff genommen worden sind. Eine verschiedene Kostenentwicklung für Bau- und maschinell-elektrische Einrichtungen verschiebt zusätzlich die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zugunsten der thermischen Anlagen. Das Einschieben von thermischen Anlagen im heutigen unteren Einsatzbereich von Langzeitspeichern ist also ein Mittel, die Grenze der wirtschaftlichen Ausbauwürdigkeit, vor allem der Speicherwasserkräfte, weiter zu stecken.

3. Die Erfahrung zeigt, daß thermische Kraftwerke den erforderlichen Rückhalt bieten, um den Nutzhinhalt von Jahresspeicherräumen wirklich voll auszunützen. Der tatsächliche betriebliche Nutzungsgrad von Speicherkapazitäten, der bei reiner Wasserkraftversorgung vielleicht bei 80—85 % liegt, weil die klimatischen Verhältnisse zum Ende des Winterhalbjahres nicht vorauszusehen sind, kann auf praktisch 100 % erhöht werden.

#### C. DIE EINSATZWEISE VON THERMISCHEN KRAFTWERKEN IN WASSERKRAFTNETZEN

Diese dargelegten wirtschaftlichen Gesichtspunkte sind auch für die Einsatzweise der thermischen Kraftwerke in Wasserkraftnetzen bestimmd. Der Einsatzbereich im Belastungsdiagramm erstreckt sich von der Trapezlast bis in die Grundlast, die Einsatzdauer vom Überjahresausgleich über die winterliche Ergänzung des Laufkraftdargebotes bis zur Jahresbandlieferung. Dementsprechend streuen auch die Benutzungsdauerverte solcher Kraftwerke in einer ziemlich breiten Spanne; die Statistik weist im langjährigen Durchschnitt neben Anlagen mit einigen hundert Stunden auch solche mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6000 Stunden aus. Das Verhältnis der Anlagekosten von thermischen und Wasserkraftwerken, der Zinssatz, daneben der Ausbaugrad der Laufkraftwerke, die Fremdstrombezugs- kosten und der Brennstoffpreis sind für die Einsatzweise maßgebend.

Das hier Gesagte sei an einigen praktischen Beispielen aus eigenem Wirkungskreis erläutert. Zunächst der typische Fall eines Winterzusatzerwerkes, gezeigt am Einsatz des Ölkraftwerkes Pernegg der Stewag (Fig. 6).

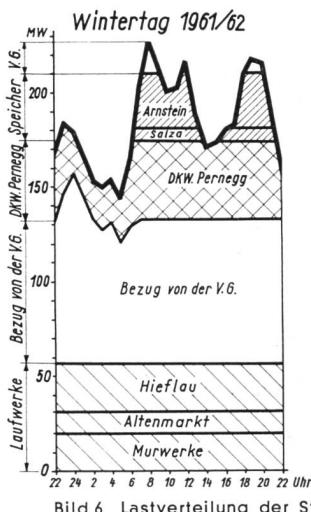


Bild 6 Lastverteilung der Stewag

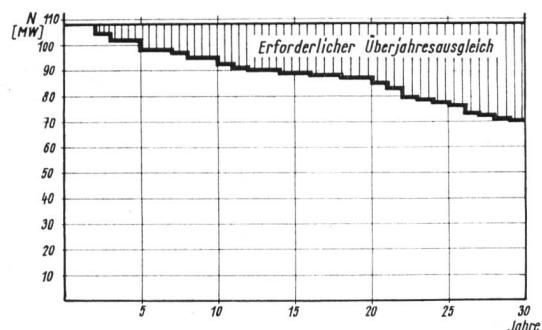
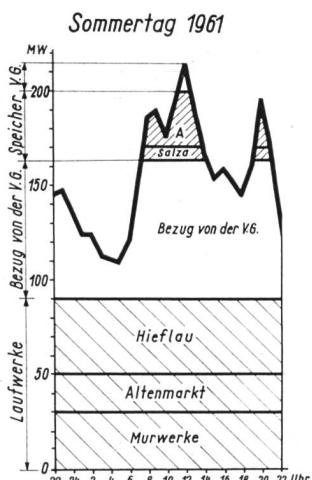


Fig. 7 Winterleistung der Wasserkrafterzeugung der Stewag in Abhängigkeit vom Abflußcharakter des Jahres (Reihe 1933/1962)

Der größere Block des Kraftwerk mit 58 MW ergänzt in den Wintermonaten das verringerte Dargebot der Laufkraftwerke und deckt außerdem den winterlichen Mehrverbrauch der Abnehmer. Die Benutzungsdauer liegt im Durchschnitt bei 1700 Std./Jahr. Vor Errichtung der Anlage Pernegg wurde dieser Sommer—Winterausgleich durch Bezug von der Verbundgesellschaft herbeigeführt. Die Einsparung durch die Eigenenerzeugung im thermischen Kraftwerk beträgt fast 40 % bei gleicher Stromqualität von früherem Bezug und jetziger Eigenerzeugung.

Der kleinere Block des Kraftwerk Pernegg mit 46 MW dient vorwiegend dem Überjahresausgleich, also der Zusatzlieferung in wasserarmen Jahren.

Figur 7 zeigt die Abhängigkeit der wertbaren Leistung der Wasserkraftanlagen der Stewag von dem Abflußcharakter des Jahres. Die maximale Schwankung beträgt 35 %. Dazu kommt noch der Mehrbezug der Sonderabnehmer mit eigenen kleineren Laufwasserkraftwerken, deren in gleichem Maße zurückgehende Eigenerzeugung durch erhöhten Strombezug wettgemacht wird. Dieser Überjahresausgleich führt zu einer durchschnittlichen Benutzungsdauer von 300 bis 400 Std./Jahr. Die Wirtschaftlichkeit einer thermischen Anlage für den Überjahresausgleich hängt von dem Stromtarif für den Fremdbezug und von einer sehr sparsamen Auslegung des Kraftwerk ab. Im vorliegenden Fall liegt die Einsparung gegenüber dem Fremdbezug fast in der gleichen Größenordnung wie die vorhin genannte Zahl für den Sommer—Winterausgleich.

Das dritte Einsatzbeispiel betrifft das Projekt einer Kraftwerkgruppe, die aus vier kleineren Staustufen und einem thermischen Kraftwerk besteht. Diese vier hoch auszubauenden Laufwerke haben ein Dargebotsverhältnis Winter zu Sommer von 37 : 63 %. Die wertbare Winterleistung beträgt 28 % der Ausbauleistung. Diese Wasserkraftgruppe würde, für sich allein betrachtet, keine ausreichende Wirtschaftlichkeit ergeben. Ein dazu geplantes thermisches Kraftwerk ergänzt die Wasserkrafterzeugung auf ein 24stündiges Band in den Wintermonaten und auf ein mindestens 16stündiges Band im Sommerhalbjahr. Das Dampfkraftwerk, dessen erster Block mit 70 MW vorgesehen ist, wertet das Verhältnis Winter- zu Sommerdargebot auf rund 59 : 41 % auf. Die Benutzungsdauer des 70 MW-Blocks

beträgt in diesem Fall 5000 Std./Jahr, man kann also von einem Grundlastwerk sprechen.

Wenn ich diese Darlegungen noch durch den Hinweis auf das eingangs erwähnte Kraftwerk Simmering der Wiener Elektrizitätswerke ergänze, das mit Erdgas, Öl und Braunkohle betrieben, mit einer jährlichen Benutzungsdauer von durchschnittlich 5000 Stunden eingesetzt ist, und auf das in Bau befindliche, für die gleichen Brennstoffe vorgesehene ebenfalls genannte Kraftwerk «Hohe Wand» der niederösterreichischen Landesversorgung, das mit einer Benutzungsdauer von 6000 Stunden als ausgesprochenes Grundlastwerk laufen soll, so erscheint durch diese Beispiele die Vielfalt der Einsatzmöglichkeit von thermischen Kraftwerken im vorwiegend auf Wasserkraft gestützten Verbundsystem praktisch belegt.

#### D. DIE AUSWIRKUNG DER EINSATZWEISE DER THERMISCHEN KRAFTWERKE AUF BRENNSTOFFAUSWAHL UND AUSLEGUNG

Die sich aus der beabsichtigten Einsatzweise ergebende Benutzungsdauer des Kraftwerk ist für die Brennstoffwahl und die Auslegung des thermischen Kraftwerk von grundlegender Bedeutung. Je kleiner die Benutzungsdauer, um so stärker beeinflussen die leistungsabhängigen Kosten, das sind Kapitaldienst und Bedienung, die spezifischen Gestehungskosten. Bei hoher Benutzungsdauer dagegen überwiegen die arbeitsabhängigen Kosten, also im wesentlichen die Brennstoffkosten. Hier die richtige Abstimmung zu finden, ist die vornehmlichste Aufgabe der Planung.

Von der Brennstoffart sind, abgesehen von dem auf den Standort des Kraftwerk bezogenen Wärmepreis, in erster Linie abhängig die Anlagekosten und der Bedienungsaufwand, daneben in geringerem Maße Eigenbedarf und Kesselwirkungsgrad, somit der Wärmeverbrauch und der Unterhalt. Wie die Anlagekosten einer Kesselanlage durch den Brennstoff beeinflußt werden, sei am Beispiel eines Kraftwerk mit einem Doppelblock 2 X 70 MW gezeigt (Fig. 8).<sup>2</sup>

Die Kesselanlagen sind, abgesehen von den verschiedenen Brennstoffen, in gleicher Weise ausgelegt; auch für die Vorratshaltung wurde von den gleichen Annahmen ausgegangen. Man sieht, daß bei diesem Beispiel die Steinkohlenkesselanlage um 32 % teurer ist als die für reine Ölfeuerung. Für kombinierte Steinkohlen- und Ölfeuerung, wobei jeder Brennstoff allein Vollastbetrieb gestattet, ist der Kessel selbst kaum

<sup>2</sup> Der Wagner-Biró AG, Wien-Graz, sei für ihre Unterstützung bei den vergleichenden Untersuchungen gedankt.

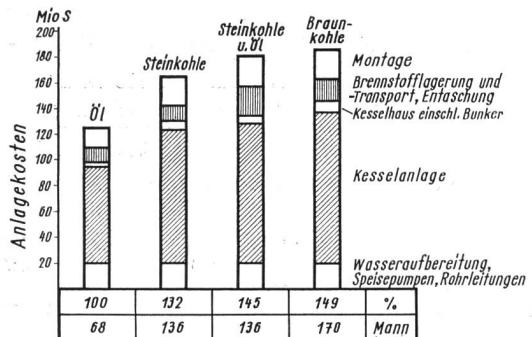


Fig. 8 Kosten einer Kesselanlage für 2×70 MW und Bedarf an Kraftwerkspersonal

teurer als der Steinkohlenkessel. Der Unterschied in den Gesamtkosten ist im wesentlichen durch die Vorrangungen für Transport und Lagerung von zwei Brennstoffen bedingt. Für die Abhängigkeit der Personalkosten vom Brennstoff geben die Belegschaftsziffern einen Anhalt. Sind für das Personal Wohnungen bereitzustellen, so wirkt sich die Belegschaftsstärke auch auf die Anlagekosten aus. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, daß für Erdgasfeuerung etwa dasselbe wie für Ölfeuerung gilt.

Welche grundsätzlichen Folgerungen lassen sich aus diesem Vergleich ziehen? Für die kleinsten Benutzungsdauern, wie sie beim Überjahresausgleich auftreten, dürfte das Ölkraftwerk keine Konkurrenz finden, für kleine Leistungen mag die Gasturbinenanlage wirtschaftlich interessant sein, größere Leistungen sind dem ölfgefeuerten Dampfkraftwerk vorbehalten.

Auch für ein Winterzusatzzwerk, das also den Unterschied zwischen Sommer- und Winterdargebot der Wasserkraftwerke in einem Benutzungsdauerbereich von vielleicht 1500—3000 Std./Jahr ausgleicht, wird im allgemeinen das reine Ölkraftwerk wirtschaftlich überlegen sein. Der Unterschied beim leistungsabhängigen Anteil an den spezifischen Kosten könnte nur durch einen sehr viel niedrigeren Wärmepreis der Steinkohle ausgeglichen werden. Die jährlich erforderlichen Brennstoffmengen im Verhältnis zur Kraftwerksgroße sind hier nicht so bedeutend, daß man nicht, wie dies beim Kraftwerk Pernegg geschehen ist, eine ausreichende Sicherung der Brennstoffversorgung durch einen so großen Tankraum schaffen kann, der die Bevorratung in den Sommermonaten gestattet. Wie die Erfahrung mit ausgeführten Anlagen zeigt, wird der Mehrkapitaldienst für das größere Brennstofflager durch die billigeren Einkaufspreise in den Sommermonaten praktisch wettgemacht.

Schwieriger ist die Entscheidung über die Feuerungsart bei Kraftwerken, die im Grundlastbereich, also mit Benutzungsdauern von 5000 Std./Jahr und mehr eingesetzt werden. Hier überwiegen, wie schon angedeutet, die Brennstoffkosten; damit verschieben sich die anzustellenden Überlegungen stark nach der Brennstoffseite hin. Den planenden Ingenieur bewegen dabei folgende grundsätzliche Fragen, die er zu entscheiden hat:

Wie liegen die Wärmepreise für Heizöl und Kohle frei Kraftwerk gegenwärtig zueinander und welches sind die Prognosen für die zukünftige Preisentwicklung? Wie weit legt man sich durch die Entscheidung für einen einzigen Brennstoff gegenüber den Brenn-

stofflieferanten fest? Sprechen die Verhältnisse auf dem Brennstoffmarkt für Kesselanlagen, die für zwei Brennstoffe geeignet sind und berechtigt der daraus zu erwartende Vorteil des Brennstoffverbrauchers bei den Abschlußverhandlungen zu einem erhöhten Investitionsaufwand? Baut man solche Werke von vorne herein für zwei Brennstoffe, oder beschränkt man sich, wie bei einem in letzter Zeit entstandenen Kraftwerk, zunächst darauf, es für Heizölbetrieb einzurichten, beim baulichen Entwurf durch geschickte Anordnung der einzelnen Teile aber darauf Rücksicht zu nehmen, daß es später für Verfeuerung von Steinkohle ergänzt werden kann?

Hier läßt sich kein allgemeingültiges Rezept aufstellen, man muß vielmehr im Einzelfall versuchen, durch Grenzbetrachtungen den richtigen Weg näherzukommen.

Ist die Brennstofffrage geklärt, so beginnt nun die Auslegung des Kraftwerkes, die gegenüber dem Normalfall vielfach noch vom Betrieb gestellte zusätzliche Forderungen berücksichtigen muß, wie z. B. tägliches An- und Abstellen während einer gewissen Betriebsperiode oder Abstellen zum Wochenende und Wiederanfahren nach 48—60 Stunden Stillstandszeit, in einem Fall also aus dem warmen, im andern aus dem kalten Zustand. Ich habe vorhin hervorgehoben, daß es auf das richtige Abwegen von leistungs- und arbeitsabhängigen Kosten ankommt. Diese stehen insofern in einem funktionellen Zusammenhang, als die sie wesentlich beeinflussenden Faktoren, nämlich Anlagekosten auf der einen Seite und, bei gegebenem Brennstoff- und Wärmepreis, der spezifische Wärmeverbrauch auf der andern Seite, voneinander abhängig sind, wobei Frischdampfzustand, Speisewasser-Endtemperatur und Aggregatzahl den Parameter bilden. Je niedriger der Wärmeverbrauch, um so höher die Anlagekosten. Es kommt also auf das sogenannte kalorische Kostenäquivalent an, das angibt, welche Anlagekostenerhöhung pro Kilowatt durch eine Wärmeverbrauchsseinsparung von 1 kcal/kWh gestehungskostenmäßig ausgeglichen wird. Ein näheres Eingehen auf dieses Auslegungsproblem würde jedoch den Rahmen dieser Darlegungen zweifellos sprengen.

In letzter Zeit fanden die kombinierten Gas-Dampfturbinenprozesse in Fachkreisen in zunehmendem Maße Interesse. Sie lassen eine Senkung des Wärmeverbrauches, aber auch je nach Schaltungsweise vielleicht eine Verringerung der spezifischen Anlagekosten erwarten. Es stehen zwei grundsätzliche Schaltungen zur Diskussion:

1. Die der Kesselanlage vorgesetzte mit größerem Luftüberschuß arbeitende Gasturbine, deren Abgase dem Kessel als Verbrennungsluft dienen. Zu dieser Kombination hat sich die Newag, die niederösterreichische Landesversorgungsgesellschaft, für ihr im Bau befindliches Kraftwerk «Hohe Wand» mit zunächst einem 78-MW-Block entschieden.

2. Die zwischen dem druckgefeuerten Kessel und den Nachheizflächen eingesetzte Gasturbine nach dem Velox-Prinzip. Diese Kombination wird ebenso wie die erstgenannte als Variante für das vorhin erwähnte 2×70-MW-Projekt studiert.

Beide Schaltungen haben ihre Vor- und Nachteile.

Konkrete Ergebnisse werden erst nach Fertigstellung der Projektvarianten und Abschluß der Vergleichsuntersuchungen vorliegen.

## E. GRUNDSÄTZLICHE FOLGERUNGEN FÜR DEN BAULICHEN ENTWURF

Neben der Brennstoffwahl und der Auslegung des Kraftwerkes ist auch der bauliche Entwurf, also eine zweckmäßige Grundriß- und Querschnittsgestaltung für die Wirtschaftlichkeit von Bedeutung. Auch hier lässt sich durch eine kostensparende Bauweise und durch Studium verschiedener Varianten viel herausholen. Die Möglichkeiten, die sich hier dem planenden Ingenieur bieten, seien hier an einem praktischen Beispiel kurz erläutert:

Es handelt sich um das Ölkraftwerk Pernegg der Stewag, eine ausgeführte Anlage für 70 at, 530 °C, ausgelegt für eine Benutzungsdauer von 1700 bis 2500 Std./Jahr, dessen zweiter Ausbau im August 1962 in Betrieb gegangen ist. Für ein in Arbeit befindliches Projekt für eine Benutzungsdauer von 5000 Std./Jahr mit Varianten für Braunkohlen- und Heizölfeuerung wurden ähnliche Planungsgrundsätze angewendet. Diese sind:

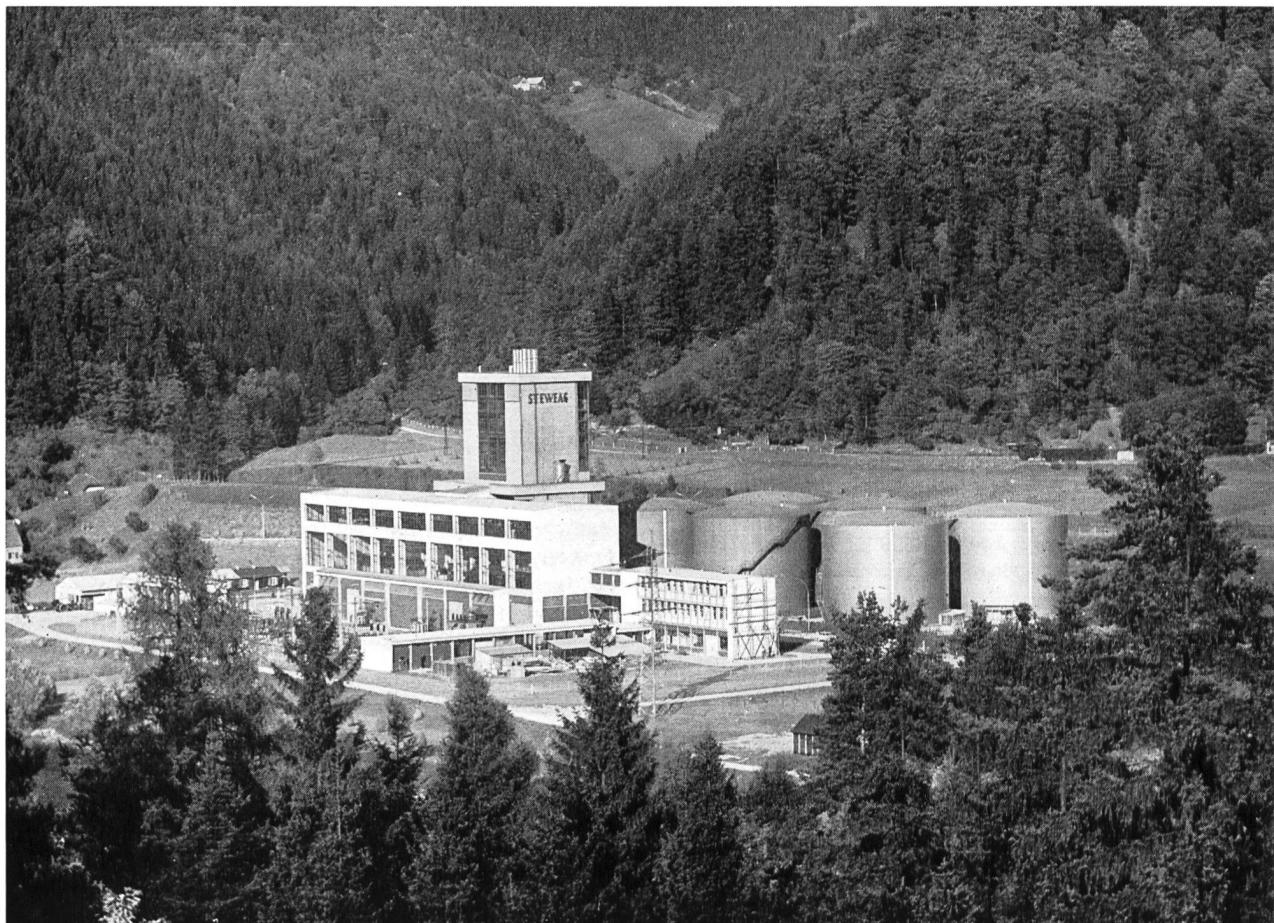
1. Der Doppelblock als Bauelement des Kraftwerkes;
2. die Unterbringung von Speisepumpen, Wasseraufbereitung, Eigenbedarf, Warte für beide Blöcke gemeinsam zwischen diesen;
3. die sogenannte Verbundbauweise, das ist die Abnutzung der Kesselhauswand und der Bühnen für die Hilfseinrichtung am Kesselgerüst.

Das Kraftwerk Pernegg besteht aus zwei Blöcken von 46 und 58 MW, besitzt also eine installierte Leistung von 104 MW. Fig. 9 zeigt eine Ansicht dieses Kraftwerkes. Es werden die Anlagekosten dieses Kraft-

Tabelle 2  
KOSTENZUSAMMENSTELLUNG FÜR DAS DKW PERNEG

I. Präliminierte Kosten:	I. Ausbau	105 Mio S
	II. Ausbau	95 Mio S
		200 Mio S
<b>II. Tatsächliche Baukosten nach vorläufiger Abrechnung:</b>		
Vorarbeiten, Baustromversorgung, Bauleitung		6,359
Grunderwerb und -aufschluß (alle Erdarbeiten)		2,547
Baulicher Teil, einschließlich Geleiseanschluß, ohne Werksiedlung		26,686
Maschineller Teil	Ölförderung und -lagerung Kesselanlage Maschinensätze mit Zubehör Kühlwasserversorgung (Brunnenanlage) Rohrleitungen Heizung, Klamaanlage, Hebezüge, Feuerlöscheinrichtung	11,165 47,901 56,024 4,932 6,303 3,055
Elektrischer Teil	Transformatoren Schaltanlagen Warte, Regelung, Fernsprech-einrichtung Netzanschluß	7,984 7,894 3,947 325
Wohnsiedlung ohne Grunderwerb		4,714
Inventar und Werkzeug		2,429
<b>Summe</b>		<b>192,265 Mio S</b>
Installierte Leistung 46 + 58 = 104 MW		
Spezifische Anlagekosten $\frac{192,265 \text{ Mio S}}{104 \text{ 000 kW}} = 1850 \text{ S/kW}$		

Fig. 9 Ölkraftwerk Pernegg der Stewag



werkes interessieren, die in der Tabelle 2 aufgegliedert worden sind.

Bei einem im praktischen Betrieb festgestellten durchschnittlichen Wärmeverbrauch von 2700 kcal/Nutz-kWh betragen die spezifischen Anlagekosten 1850 Sch./kW, das sind etwa 315 Fr./kW. Wie die Tabelle erkennen läßt, versteht sich diese Ziffer ohne Bauzinsen, sie enthält aber Grundstückbeschaffung, Bahnanschluß, die Werkssiedlung sowie alle sonstigen Nebenkosten.

Das Kraftwerk Pernegg ist das Ergebnis einer nach wissenschaftlichen Grundsätzen durchgeföhrten Optimierung mit dem Ziele, bei den gegebenen Voraussetzungen die niedrigsten Gestehungskosten zu erzielen.

#### F. ZUSAMMENFASSUNG

Ich habe versucht die Gründe aufzuzeigen, die in Österreich als einem Wasserkraftland zu einem zunehmenden Einsatz von thermischen Kraftwerken führen, daraus die Gesichtspunkte über ihre Einsatzweise im Belastungsdiagramm abzuleiten und schließlich auch ein Bild darüber zu geben, wie wir uns die Auslegung und den baulichen Entwurf solcher thermischer Ergänzungswerke vorstellen, um dem wirtschaftlichen Optimum nahezukommen. Ich weiß, daß diese Ausführungen sehr unvollständig waren; man wird manches vermissen, so z. B. ein Eingehen auf die Bedeutung

von Fernheizkraftwerken, deren Dargebot an elektrischer Energie eine fast ideale Ergänzung der Erzeugung der Wasserkraftwerke ergibt. Es wäre darüber einiges zu sagen gewesen, denn wir betreiben in Österreich Fernheizkraftwerke in Klagenfurt, Salzburg, Wels und St. Pölten, bauen zurzeit ein größeres in Graz mit 67 MW elektrischer Leistung und beschäftigen uns mit Planungen in Linz und Wien. Aber dieses an sich interessante Thema würde allein einen Vortragsabend voll ausfüllen.

So habe ich mich darauf beschränkt, einige aus der Entwicklung der österreichischen Energiewirtschaft gewonnene grundsätzliche Erkenntnisse herauszustellen. Ich möchte als Energiewirtschafter die Zusammenfassung daraus, die auch für andere Wasserkraftländer gelten könnte, folgendermaßen formulieren: In einer auf Wasserkraftbasis beruhenden Elektrizitätsversorgung ist der ungünstigste Bereich für eine wirtschaftliche Bedarfsdeckung zweifellos die Nahtstelle zwischen Speicher- und Laufkraftwerken. Schiebt man in diese Belastungszone zweckentsprechend ausgelegte thermische Kraftwerke ein, so kompensiert man bis zu einem gewissen Grad die aus verschiedenen Gründen eintretende ständige Verteuerung des Wasserkraftbaues und hat damit eine Möglichkeit, der zwangsläufig eintretenden Erhöhung der Gestehungskosten entgegenzuwirken.

## BINNENSCHIFFFAHRT

### SCHIFFBARMACHUNG DER AARE

Motion Obrecht

(Auszug aus dem stenographischen Protokoll der Sitzung des Ständerates vom 19. Dezember 1962)

#### STÄNDERAT OBRECHT:

In einer Motion, die ich am 21. Juni 1962 einreichte und die von 22 Ratskollegen mitunterzeichnet ist, möchte ich den Bundesrat beauftragen, vorgängig des allgemeinen Berichtes über die Möglichkeiten eines Ausbaus der schweizerischen Binnenschiffahrt den Bericht über die Schiffbarmachung der Aare den Räten vorzulegen.

«Das Schwergewicht der schweizerischen Schiffahrt liegt im Ausland», so sagte Bundesrat Spühler in seinem Zürcher Vortrag über die schweizerische Verkehrspolitik. Zurzeit ist diese Feststellung ohne Zweifel richtig, und sie gilt insbesondere auch für die Binnenschiffahrt, verstanden als Güterschiffahrt, die wir, abgesehen von einer bescheidenen Schiffahrt auf unseren Seen, nur auf dem Rhein bis Basel kennen. Immer war es nicht so, und ob es in alle Zukunft so bleiben wird, ist eine durchaus offene Frage. Wir hatten bis vor 100 Jahren eine rege Güterschiffahrt auf unseren schweizerischen Flüssen. Eines der stolzesten Gebäude meiner Vaterstadt ist heute noch das in der Aare stehende Landhaus, einst wichtiger Güterumschlagsort der Aareschiffahrt. Jahrhundertlang wurde der Wein aus den in solothurnischem Besitz stehenden Weinbergen am Bieler- und Neuenburgersee zu Schiff nach Solothurn gebracht, und wenn im Neuenburgischen einer zu tief ins Glas geguckt hat, so sagt man noch heute, in Erinnerung an die milden Sitten der solothurnischen Schiffsknechte: «Il a chargé pour Soleure.»

Nachdem die Eisenbahn die Schiffahrt auf unseren Flüssen in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts vollkommen verdrängt hatte, dachte wohl zunächst niemand daran, daß der Wasserweg wieder einmal ein Verkehrsträger im inneren schweizerischen Verkehr werden könnte. Doch heute hat diese Frage wiederum einen andern Aspekt. Die Zunahme der Bevölkerung, die Intensivierung des Handelsverkehrs brachte eine Überfüllung der Straße und eine Auslastung der Eisenbahn bis an die Grenze der Leistungsfähigkeit. Wie sollte ein noch größerer Verkehr bewältigt werden, der mit dem raschen Wachstum der Bevölkerung und der wirtschaftlichen Integration zweifellos weiterwachsen wird? Gewiß, wir bauen Bahn und Straße großzügig aus. Die in dieser Session beschlossenen Voranschläge für 1963 sprechen hierüber eine bereite Sprache: 500 Millionen für den Nationalstraßenbau, 300 Millionen Baubudget der SBB. Aber der Kapazität dieser Verkehrsmittel sind auch bei einem großzügigen Ausbau natürliche Grenzen gesetzt.

Neben ihnen verläuft der Verkehrsweg der Flüsse ungenutzt, ein Verkehrsweg zudem, der wirtschaftlich vorteilhafte Bedingungen bietet und der den geringsten Energieaufwand für die Verschiebung der Güter erfordert, ein Vorteil, der in einem späteren Zeitalter, in dem man mit der Energie vielleicht haushälterischer als heute umgehen muß, bedeutungsvoll werden kann. Die Rheinschiffahrt führt uns die wirtschaftlichen Vorteile des Schiffstransportes vor Augen. Wenn