

# Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR)

Autor(en): [s.n.]

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **69 (1978)**

Heft 9

PDF erstellt am: **08.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-914880>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

und einem Generator mit vertikaler Achse, die mit 750 U/min arbeiten (Fig. 8).

Die zwei vor dem Maschinenhaus stehenden Transformatorgruppen zu je 180 000 kVA spannen die in den Generatoren erzeugte Energie von 13 kV auf 380 kV um (Fig. 9). Ein Kuppeltrafo 240 000 kVA, 220/380 kV, transformiert die Energie von Ova Spin auf 380 kV. In der Freiluftschaltanlage wird die in Pradella und Ova Spin produzierte elektrische Energie gesammelt und verteilt. Der Hauptteil wird mit einer 380-kV-Hochspannungsleitung talaufwärts über den Albulapass nach Sils im Domleschg transportiert. Dort wird die Energie in das schweizerische Verbundnetz eingespeist. Eine relativ kleine Energiemenge dient der Stromversorgung des Tales.

Neben der Freiluftschaltanlage befindet sich im Dienstgebäude die zentrale Kommandostelle. Von hier aus werden die Zentralen, Wasserfassungen und weitere Anlagen überwacht (Fig. 10). Die Übertragung zu den genannten ferngesteuerten Anlagen erfolgt grösstenteils mittels Fernwirkungssignalen über Hochspannungsleitungen.

Zur Sicherung des Energieabtransportes der EKW und zur Verbesserung des schweizerischen Verbundbetriebes besteht ein Projekt für den Bau einer 380-kV-Doppelleitung talabwärts nach Österreich und Italien.

## 6. Talversorgungsnetz

Die EKW hat sich beim Abschluss der Wasserrechtsverleihung verpflichtet, den Konzessionsgemeinden die elektrische Energie für ihr Versorgungsgebiet zu liefern. Während das Unterengadin ihre Energie ausschliesslich von unserer Gesellschaft bezieht, verlangen die Konzessionsgemeinden im Oberengadin vorläufig nur die reine Konzessionsenergie. Letztere wird über das Netz der Bündner Kraftwerke geliefert.

Das Talversorgungsnetz ist in 50 kV mit dem Unterwerk in Bever der Kraftwerke Brusio verbunden (Fig. 11). Ab La Drossa/Il Fuorn besteht eine Leitungsverbindung in 16 kV über den Ofenpass ins Münstertal. Der Energieverbrauch im Unterengadin nahm im Geschäftsjahr 1976/77 um 10 % zu.

## 7. Finanzielles und Wirtschaftliches

Der Bau der Anlagen kostete rund 790 Millionen Franken. Darin eingeschlossen sind auch die Aufwendungen für die Energieabtransportleitungen in 220 und 380 kV sowie für das gesamte Netz der Talversorgung. Die Obligationenschuld weist zurzeit 505 Millionen Franken auf. Die von den Partneraktionären übernommenen Jahreskosten beliefen sich im Geschäftsjahr 1976/77 auf 54,72 Millionen Franken.

Der Kraftwerkbau wirkte sich in starkem Masse befruchtend auf die Wirtschaft im untern Teil des Engadins aus. Die Bauzeit brachte den Gemeinden neue Einnahmen, neue Strassen (etwa 40 km) und eine betriebssichere Talversorgung. Die starken Impulse der Bauzeit tragen nun auch in der Betriebsphase ihre Früchte.

Als privatrechtlich organisierte Unternehmung lieferte die EKW im Geschäftsjahr 1976/77 dem Bund, dem Kanton Graubünden und den Verleihungsgemeinden insgesamt 9,4 Millionen Franken an Steuern und Wasserzinsen ab. Den Konzessionsgemeinden hat die EKW überdies sämtliche elektrische Energie loco Gemeindeboden zu Spezialpreisen abzugeben.

Die EKW ist stets bemüht, das gute Verhältnis mit den Konzessionsgemeinden und den kantonalen Behörden aufrechtzuerhalten.

### Adresse des Autors

Engadiner Kraftwerke AG, 7530 Zernez.

# Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR)

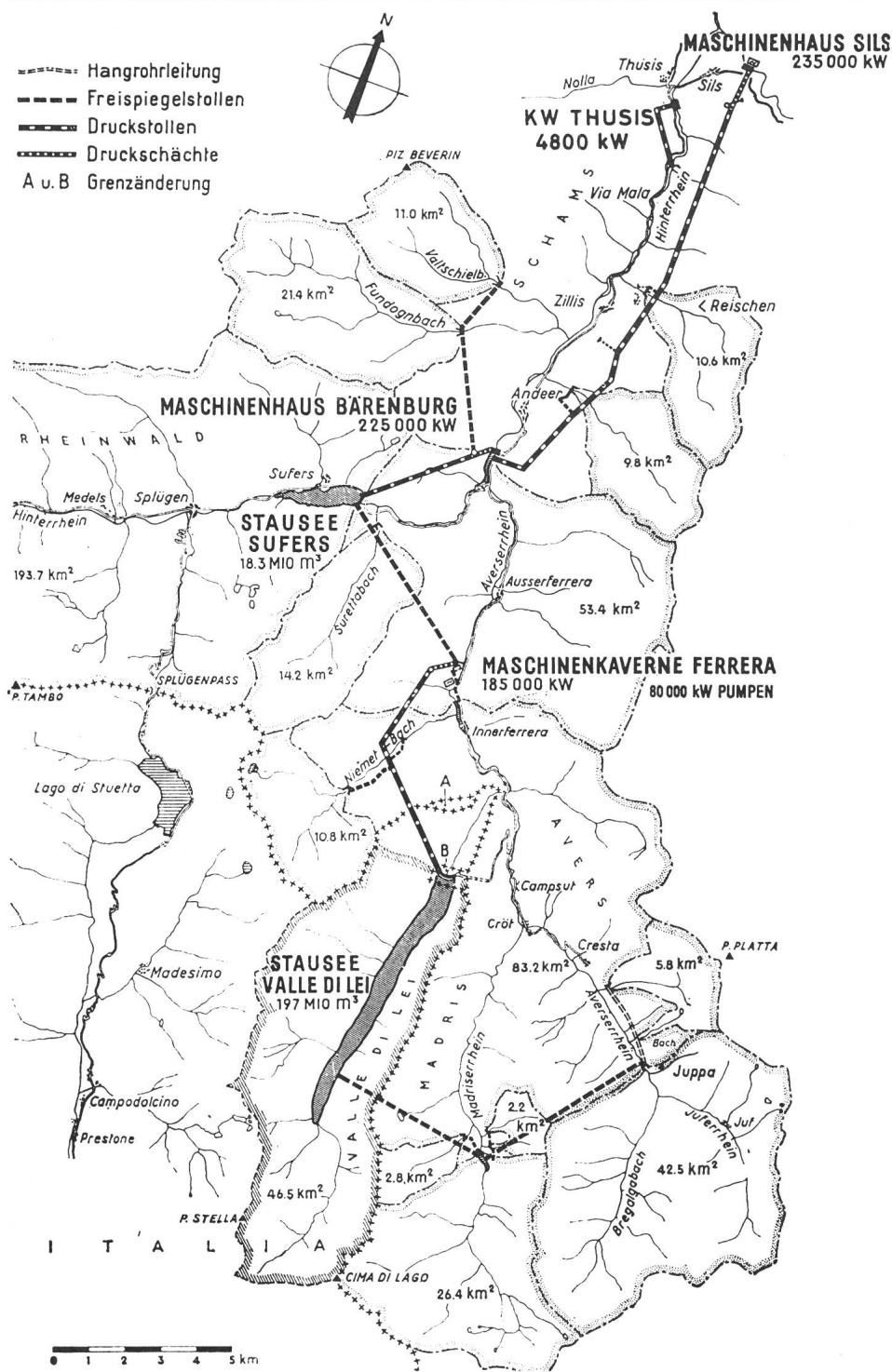
## 1. Entstehungsgeschichte

Vor der Vollendung der Anlagen der KHR nutzten im Einzugsgebiet des Hinterrheins nur 7 kleine Gemeindewerke und das um die Jahrhundertwende erbaute Kraftwerk Thusis (5500 kW Leistung, 42 Mio kWh mittlere Jahresproduktion) die natürliche Wasserkraft zur Erzeugung elektrischer Energie aus. Der Hinterrhein, mit seinem beim Ausfluss aus der Viamalaslucht rund 600 km<sup>2</sup> umfassenden Einzugsgebiet, bildete seit den Jahren 1910/11 Gegenstand zu Studien über die Nutzbarmachung seiner Wasserkräfte. Eine kühne Projektidee für die Hinterrheinkraftwerke wurde 1911–14 verfasst und sah 6 Stauseen und 4 Zentralen mit einer Jahresproduktion von 800 Mio kWh vor. In den Jahren 1917/18 erwarb sich die Lonza AG, welche seit 1903 im Besitze des Kraftwerkes Thusis war, die ersten Konzessionen am Hinterrhein und Averserrhein. Diese gingen 1920 mit der Gründung der Rhätischen Werke für Elektrizität AG, Thusis, in deren Besitz über. Dieser Gesellschaft war es eine der wichtigsten

Aufgaben, die Vorarbeiten für eine grosszügige Wasserkraftnutzung am Hinterrhein zu leisten. Langjährige Studien führten zum Projekt 1930/31, welches 7 Speicherbecken, darunter den Stausee Rheinwald mit 280 Mio m<sup>3</sup> Inhalt, und 5 Zentralen mit einer mittleren jährlichen Energieproduktion von 1213 Mio kWh vorsah. Der Konzessionserwerb scheiterte am Widerstand der 3 durch den Stausee Rheinwald betroffenen Gemeinden.

Im Jahre 1942 schloss sich die Rhätische Werke AG mit der Stadt Zürich, der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG, der Aare-Tessin AG, der Bernischen Kraftwerke AG und der Stadt Basel zum «Konsortium Kraftwerke Hinterrhein» zusammen. In den vorangegangenen Jahren entstand durch weitere Studien das rein schweizerische Dreistufenprojekt 1942 mit den Stufen Rheinwald–Sufers, Sufers–Andeer und Andeer–Sils sowie der Überleitung des Averserrheins in den Stausee Sufers. Das Konsortium unterbreitete

Fig. 1  
Übersichtsplan



dieses Projekt den 19 Territorialgemeinden zur Konzessionserteilung. Im Kanton Graubünden sind die Gemeinden Inhaber der Wasserhoheit und demnach allein verleihungsberechtigt, während die Kantonsregierung lediglich das Genehmigungsrecht ausübt. Da auch diesem Projekt die Erstellung eines grossen Stausees im Rheinwald zugrunde lag, scheiterte es erneut am Widerstand dreier Konzessionsgemeinden. Die wesentlichsten Gründe der Ablehnung lagen beim Speicherssee Rheinwald, welcher beträchtliche Verluste von Kulturland und die Überflutung des Dorfes Splügen sowie einiger Häuser von Medels zur Folge gehabt hätte. Willkommenen Ersatz für diesen Speicherraum bot das benachbarte, nur im Sommer während der Viehhaltung besiedelte Valle di Lei, wo

es möglich war, unter geologisch und topographisch günstigen Bedingungen einen etwas kleineren, dafür höher gelegenen Speicher vorzusehen.

Das Valle di Lei ist italienisches Territorium, gehört aber zum Einzugsgebiet des Hinterrheins. Aus dem schweizerischen Dreistufenprojekt 1942 entwickelte sich eine internationale Lösung. In Zusammenarbeit der beiden Projektierungsgesellschaften Motor-Columbus AG, Baden, für die Anlagen auf schweizerischem Gebiet und Società Edison, Mailand, für jene auf italienischem Territorium entstanden 1948/49 das schweizerisch-italienische Konzessionsprojekt des Kraftwerkes Valle di Lei-Ferrera und die schweizerischen Konzessionsprojekte der Stufen Ferrera/Sufers-

Bärenburg (oberhalb Andeer) und Bärenburg-Sils i. D. Die Verhandlungen, die 1948 mit Italien aufgenommen wurden, erstreckten sich über 7 Jahre und fanden im Dezember 1955 ihren Abschluss mit der Erteilung der Verleihung für die internationale Stufe. Der Schweizerische Bundesrat und die italienische Regierung setzten diese Verleihung auf den 1. Februar 1956 in Kraft. Am 5. November 1955 genehmigte die Regierung des Kantons Graubünden die von den Gemeinden bereits erteilten Konzessionen für die beiden schweizerischen Stufen. Das Konsortium Kraftwerke Hinterrhein beschloss am 28. März 1956 die Annahme der Wasserrechtsverleihungen.

## 2. Gründung und Organisation

Am 10. Dezember 1956 wurde die *Kraftwerke Hinterrhein AG* mit Sitz in Thusis und einem Rechtsdomizil in Italien auf unbeschränkte Dauer gegründet. Am Aktienkapital sind beteiligt:

Schweiz:	
Stadt Zürich	19,5 %
Nordostschweizerische Kraftwerke AG	19,5 %
Kanton Graubünden	12,0 %
Aare-Tessin AG	rund 9,3 %
Bernische Kraftwerke AG	rund 7,7 %
Kraftwerke Brusio AG	rund 4,1 %
Verleihungsgemeinden	3,0 %
Kanton Basel-Stadt	2,5 %
Rhätische Werke AG	rund 2,4 %
	<hr/> 80,0 %
Italien:	
Montedison SpA, Mailand	20,0 %
	<hr/> 100,0 %

Die KHR verkörpert demnach eine grosse gemischtwirtschaftliche Unternehmung mit der beträchtlichen Zahl von 10 Partnern. Entsprechend dieser breiten Risikoverteilung sind auch die Verwaltungsorgane bestellt worden. Aufgrund der den Partnern zustehenden verbindlichen Vorschlagsrechte wählt das oberste Organ, die Generalversammlung, die 25 Mitglieder des Verwaltungsrates. Dieser ernennt aus seiner Mitte den Präsidenten und den Vizepräsidenten sowie weitere 8 Mitglieder in den Verwaltungsratsausschuss.

Die Geschäftsleitung und die Betriebsführung besorgen die KHR selbst. Das Verwaltungsgebäude in Thusis beherbergt die Direktion, die Betriebsabteilung und die administrative Abteilung. Das ebenfalls in Thusis stehende Zentralmagazin ist zugleich Standort der Netzbau- und Netzunterhaltsequipe. Gegenwärtig beschäftigt die KHR 75 Personen, wovon 26 in Thusis und 49 in den Zentralen tätig sind.

## 3. Produktionsanlagen

Die gesamten Anlagen der dreistufigen Kraftwerkkombination (Fig. 1) wurden in den Jahren 1956–1963 gebaut.

Das Kernstück der Anlagen bildet der 197 Mio m<sup>3</sup> fassende *Stausee Valle di Lei*. Er wird aufgestaut durch eine Bogenmauer mit einer maximalen Höhe von 138 m, einer Kronenlänge von 635 m und einer Betonkubatur von 840 000 m<sup>3</sup>. Die Staumauer lag ursprünglich auf italienischem Gebiet, gelangte nach der Kollaudation durch einen staatsvertraglich geregelten Gebietsabtausch auf Schweizer Boden. Das aufgestaute Wasser stammt zu rund einem Drittel aus natürlichen Zuflüssen des italienischen Einzugsgebietes, und rund die Hälfte wird aus den schweizerischen Tälern Avers, Madris und Niemet künstlich zugeleitet. Der zur Füllung des Stausees benötigte restliche Teil des Wassers wird mit den Speicherpumpen des Kraftwerkes Ferrera hochgepumpt.

In der *Kavernenzentrale Ferrera* (Fig. 3) verarbeiten drei Francisturbinen bei einem maximalen Gefälle von 524 m

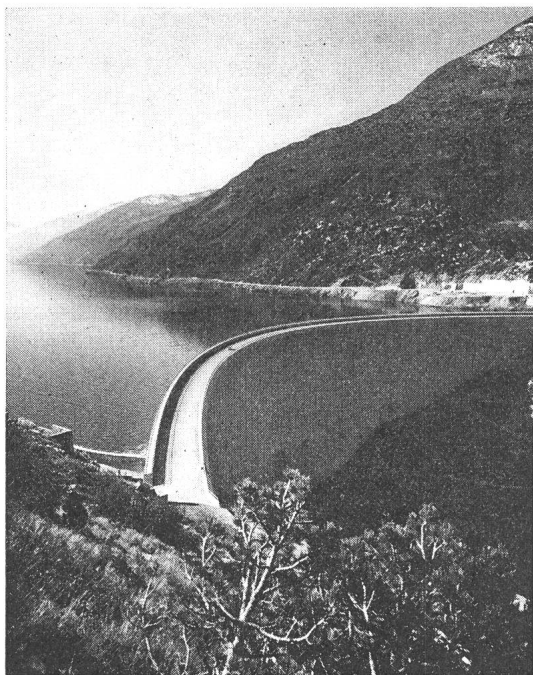


Fig. 2  
Stausee Valle di Lei

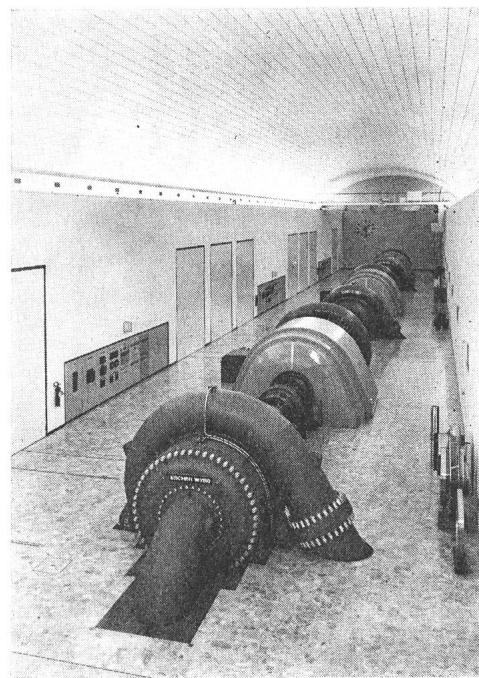


Fig. 3  
Kavernenzentrale Ferrera

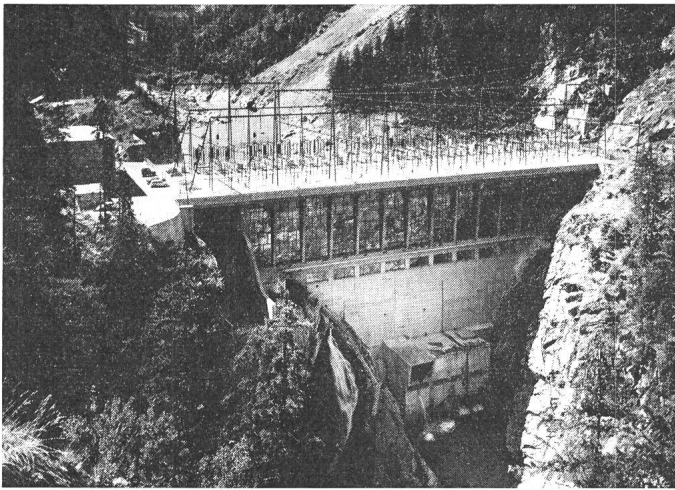


Fig. 4 Staumauer, Zentrale und Schaltanlage Bärenburg

und einer Schluckfähigkeit von  $45 \text{ m}^3/\text{s}$  das Wasser des Stausees Valle di Lei. Die installierte Generatorleistung beträgt  $185 \text{ MW}$ . Aus einem durch Stauung des Averserrheins oberhalb der Zentrale Ferrera geschaffenen Ausgleichsbekens von  $230\,000 \text{ m}^3$  Inhalt können die Zuflüsse aus den Zwischeneinzugsgebieten in den Stausee Sufers übergeleitet oder in den Speicher Valle di Lei hochgepumpt werden. An die drei Hauptgruppen ankuppelbare Speicherpumpen können bei einer totalen Leistungsaufnahme von  $80 \text{ MW}$  eine Wassermenge von  $16 \text{ m}^3/\text{s}$  fördern. Mit zwei Zubringermaschinen kann zudem Wasser aus dem Stausee Sufers den Hauptpumpen oder dem Ausgleichsbecken Ferrera zugeführt werden.

Der Überleitungsstollen von Ferrera nach Sufers führt das Betriebswasser der Zentrale und – bei ruhendem Pumpbetrieb – die Zuflüsse aus dem Ausgleichsbecken Ferrera sowie diejenigen des Surettabaches in das Speicherbecken Sufers.

Das Speicherbecken Sufers mit einem Nutzinhalt von  $18,3 \text{ Mio m}^3$  wird durch eine  $58 \text{ m}$  hohe Bogenmauer und einen kleinen Erddamm gebildet. Der Stausee erlaubt, die Zuflüsse aus dem grossen Einzugsgebiet Rheinwald und das vom Überleitungsstollen zugeführte Wasser den Betriebsanforderungen entsprechend zu konzentrieren.

Die Zentrale Bärenburg (Fig. 4) verarbeitet mit ihren vier Francisturbinengruppen über ein maximales Gefälle von  $320 \text{ m}$  und einer installierten Generatorleistung von  $225 \text{ MW}$  das im Stausee Sufers gespeicherte Wasser. Die Stufe Sufers–Bärenburg ist für eine Betriebswassermenge von  $80 \text{ m}^3/\text{s}$  ausgelegt. In das Wasserschloss dieser Stufe werden auch die Zuflüsse des Fundognbaches und diejenigen aus dem Valtischiel eingeleitet. Das turbinierete Wasser gelangt in das Ausgleichsbecken Bärenburg, welches durch eine Schwergewichtsmauer gebildet wird. Das Maschinenhaus ist mit der Staumauer des Ausgleichbeckens und der  $220\text{-kV}$ -Schaltanlage zusammen in einem einzigen Bauwerk vereinigt.

Die Zentrale Sils (Fig. 5) ist ausgerüstet mit vier Francisturbinengruppen, die auf der untersten Stufe bei einem maximalen Gefälle von  $410 \text{ m}$  und einer installierten Leistung von  $220 \text{ MW}$  eine Wassermenge von  $70 \text{ m}^3/\text{s}$  verarbeiten können. Zwei kleinere Pelton-Einphasengruppen von total  $5 \text{ MW}$  Leistung geben ihre Energieproduktion in das Fahr-

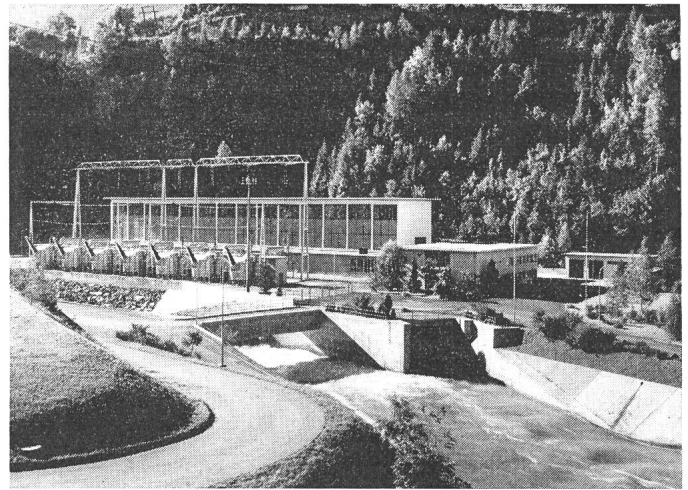


Fig. 5 Zentrale Sils

leitungsnetz der Rhätischen Bahn ab. Das Maschinenhaus Sils liegt an der Albula, nahe bei der 1910 erstellten Zentrale des Albula-Werkes der Stadt Zürich. Die Wasserrückgabe an das natürliche Gewässer erfolgt demnach an die Albula, welche  $1700 \text{ m}$  weiter unten in den Hinterrhein mündet.

Die KHR besorgt nur den Abtransport der aus den Zentralen Ferrera, Bärenburg und Sils anfallenden Energie bis auf die Sammelschienen der grossen Schaltanlage Sils. Dafür stehen eine einsträngige  $220\text{-kV}$ -Leitung Ferrera–Bärenburg und eine doppelsträngige  $220\text{-kV}$ -Leitung Bärenburg–Sils zur Verfügung. Von der Schaltanlage Sils aus ist der Weitertransport der Energie Sache der Partner. Die Schaltanlage Sils, in die auch die Leitungen des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich aus dem Bergell und Oberhalbstein, der Kraftwerke Brusio aus dem Puschlav, der Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg aus dem Misoix und der Engadiner Kraftwerke aus dem Engadin eingeführt sind, besteht aus einem  $220\text{-kV}$ - und einem  $380\text{-kV}$ -Teil. Von Sils aus erfolgt der Abtransport über eine doppelsträngige  $220/380\text{-kV}$ -Leitung eines Leitungskonsortiums und eine doppelsträngige  $220\text{-kV}$ -Leitung des EWZ.

In einem Jahr mittlerer Niederschläge erzeugt das Wasser des Averserrheins, das bei Juppa, etwa  $2000 \text{ m}$  über Meer, gefasst wird, und des Hinterrheins, welches sich im Stausee

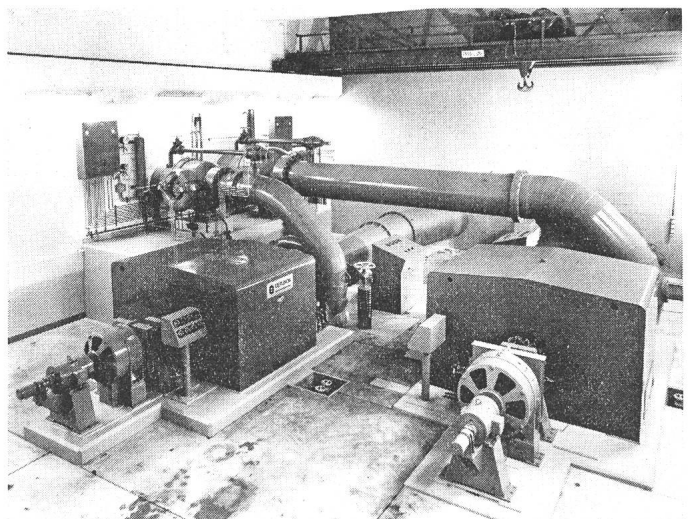


Fig. 6 Kraftwerk Thusis

Sufers auf 1400 m sammelt, bis zur Wasserrückgabe in Sils auf 667 m in den drei Kraftwerken 1325 Mio kWh elektrische Energie, wovon 750 Mio kWh oder 57 % auf das Winterhalbjahr Oktober bis März entfallen. Bei der in den drei Stufen insgesamt installierten Leistung von 640 MW ergibt sich eine ideale Benutzungsdauer von rund 2000 Stunden.

Das alte *Kraftwerk Thusis* der Rhätischen Werke für Elektrizität AG wurde nach der Inbetriebsetzung des Kraftwerkes Bärenburg–Sils stillgelegt, nachher von der KHR käuflich erworben und, gestützt auf neue Konzessionen, entsprechend den veränderten Wasserführungsverhältnissen in den Jahren 1966–1968 erneuert. Bei einem Gefälle von 100 m nützt es zwischen der Wasserfassung bei Rongellen und der neu erstellten Zentrale Thusis (Fig. 6) das im Hinterrhein verbliebene Dotier- und Restwasser bis maximal 6 m<sup>3</sup>/s mit einer installierten Leistung von 6 MW aus. Die Zentrale wird vom Kraftwerk Sils aus ferngesteuert. Die Produktion von rund 20 Mio kWh geht in das Talversorgungsnetz für die Konzessionsgemeinden und den Werkseigenbedarf.

#### 4. Energieabgabe an die Partner

Die Aktionäre haben im Verhältnis ihrer Aktienbeteiligung Anspruch auf die in den Werken der KHR jeweiligen verfügbare elektrische Leistung und Arbeit, soweit sie nicht von der KHR für Eigenbedarf sowie für verleihungsmässige oder vertragliche Energieabgabe zur Ablösung bestehender Rechte benötigt wird. In gleicher Weise können die Partner entsprechend ihrem Anteil an Pumpleistung und zur Verfügung stehender Wassermenge Pumpenergie für den Pumpspeicher- oder Umwälzbetrieb liefern. Als einer der wichtigsten Leitsätze für den Betrieb eines Partnerwerkes gilt, dass kein Partner besser oder schlechter fahren soll, als wenn er sein der Beteiligung entsprechendes, eigenes Teilkraftwerk besässe.

Bei einem Hochdruckwerk, wie es die Werkkombination der KHR darstellt, muss sorgfältig zwischen Laufenergie und Speicherenergie unterschieden werden. Ein Teil des anfallenden Wassers, das Laufwasser, kann nicht in einem Stausee gelagert werden und muss daher entsprechend der Wasserführung sofort verarbeitet werden. Ein anderer Teil, welcher im Einzugsgebiet des Saisonspeichers Valle di Lei anfällt, kann während des Sommerhalbjahres aufgespeichert und nach Belieben im Winter bezogen werden. Die Laufenergie muss also täglich von jedem Partner sofort bezogen werden, während beim Bezug der Speicherenergie wesentlich grössere Freiheit besteht. Jeder Partner kann den seiner Aktienbeteiligung entsprechenden Stauraum im Valle di Lei frei bewirtschaften und insbesondere die Speicherenergie dann beziehen, wenn er sie benötigt.

Naturgemäss ist die Wasserführung unserer Flüsse und Bäche sehr unregelmässig. Die Laufenergie, welche ein Partner zu beziehen hat, ist daher starken Schwankungen unterworfen. Aus diesem Grunde hat die KHR täglich ein Energieangebot an die Partner zu machen, das die momentanen Abflussverhältnisse und etwaigen meteorologischen Gegebenheiten berücksichtigt. Entsprechend diesem Angebot arbeitet jeder Partner einen Bedürfnisplan für die Bezüge des folgenden Tages aus. Die Superposition der verschiedenen Wünsche der Partner ergibt das Produktionsprogramm der KHR, wie es am nächsten Tag gefahren werden muss.

#### 5. Energieversorgung der Konzessionsgemeinden

Die KHR hat gemäss den Bestimmungen der Wasserrechtsverleihungen die Übertragungs- und Verteilanlagen bis zu den Hausanschlüssen in den Konzessionsgemeinden zu erstellen, zu betreiben und zu unterhalten. Die 18 Konzessionsgemeinden haben Anspruch auf jährlich 2,8 Mio kWh Gratisenergie, 2,5 Mio kWh zu Vorzugspreisen und darüber hinaus benötigte Energie zu ebenfalls sehr günstigen Bedingungen. Die Details dieser verleihungsmässigen Verpflichtungen sind in einem Energieversorgungsvertrag zwischen den Gemeinden und der KHR festgelegt. Die Energieabgabe an die einzelnen Abonnenten erfolgt durch die Gemeinden, die in ihrer Tarifgestaltung völlig frei sind.

Das Versorgungsgebiet der KHR umfasst somit die Gemeinden im Avers, Rheinwald (ohne Medels, Nufenen und Hinterrhein) und Schams sowie Rongellen, Sils i. D., Soglio und Thusis. Die letztgenannten drei Gemeinden beziehen auch noch Konzessionsenergie aus Verleihungen an das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich.

Die Energieversorgung der Konzessionsgemeinden stützt sich einerseits auf einen Anschluss an die 50-kV-Leitung des EWZ in der Unterstation Rheinau bei Thusis und andererseits auf die 16-kV-Einspeisung des Kraftwerkes Thusis. Eine 50-kV-Übertragungsleitung von Thusis bis Hinterhein speist neben der Unterstation Rheinau die weiteren 50/16-kV-Transformatorstationen Zillis und Rüti bei Splügen (Fig. 7). In diesen drei Stationen ist eine Transformierleistung von 13 MVA installiert. Von den genannten Hauptspeisepunkten aus wird ein 16-kV-Hochspannungsnetz gespeist, an welches dann die Ortstransformatorstationen angeschlossen sind. Die Niederspannungsnetze wurden bei der Betriebsaufnahme der Werkgruppe durch die KHR von der Rhätischen Werke AG und von den Gemeinden käuflich erworben und seither stets den Bedürfnissen entsprechend erweitert und ausgebaut. Die nachstehenden Zahlen vermitteln einen Überblick über die Entwicklung der Energieabgabe an die Konzessionsgemeinden zwischen 1963 und 1977.

Niederspannungsleitungen:	1963	1977
Freileitungen	43,7 km	50,4 km
Kabel	6,4 km	38,5 km
Ortstrafostationen:		
Anzahl	21	41
Gesamte Trafoleistung	3,3 MVA	10,7 MVA
Jahresenergieabgabe	10,6 Mio kWh	19,3 Mio kWh



Fig. 7 Unterstation Rüti bei Splügen

## 6. Finanzielle Aspekte

Im generellen Bauprojekt 1956 waren für die gesamten Anlagekosten, einschliesslich Erwerb der Konzessionen, rund 590 Mio Franken vorgesehen. Mit zusätzlichen, während der Bauausführung bewilligten Krediten für Erweiterungen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit standen 612 Mio Franken Kredite zur Verfügung. Die auf den 31. Mai 1966 abgeschlossene Bauabrechnung lautet auf den Betrag von 623,5 Mio Franken. Die Kostenüberschreitung mit 11,5 Mio Franken oder rund 2 % der Kreditsumme beträgt bedeutend weniger als die Baukostenverteuerung während der Bauzeit. Berücksichtigt man auch diese, so wurde der Kostenvoranschlag unterschritten.

Das Aktienkapital der Gesellschaft beziffert sich auf 100 Mio Franken. Die weiteren Mittel wurden auf dem Kapitalmarkt und durch Darlehensaufnahme beschafft. Im weiteren

stellten die Partner Überbrückungsdarlehen zur Verfügung. Bei der Aufnahme der ordentlichen Betriebsrechnung im Geschäftsjahr 1963/64 betrug der Anlehens- und Darlehensbestand 479 Mio Franken. Durch stetige Rückzahlungen konnte der Fremdmittelbestand bis zum Geschäftsjahr 1976/77 auf einen Betrag von 384 Mio Franken reduziert werden.

Jeder Partner der KHR ist verpflichtet, den im Verhältnis seiner Aktienbeteiligung auf ihn entfallenden Anteil der Jahreskosten zu bezahlen. Die Vergütung der Jahreskosten durch die Aktionäre stieg seit dem Geschäftsjahr 1963/64 von rund 40 Mio Franken auf rund 57 Mio Franken im Geschäftsjahr 1976/77.

### Adresse des Autors

Kraftwerke Hinterrhein AG, 7430 Thusis.

## Die Kraftwerke Vorderrhein AG (KVR)

*Die Kraftwerke Vorderrhein AG nutzt die Wasserkräfte eines Einzugsgebietes von rund 316 km<sup>2</sup> des Vorderrheins und seiner rechtsufrigen Zuflüsse bis Tavanasa. Das Wasser wird in zwei Stufen, in den Zentralen Sedrun und Tavanasa, verarbeitet. Die drei Staubecken Nalps, Curnera und Sta. Maria mit einem gesamten Speicherraum von etwa 152 Millionen m<sup>3</sup> Wasser bilden das Kernstück der Anlage. Die durchschnittliche jährliche Energieerzeugung beträgt 760 Millionen kWh. Rund die Hälfte entfällt auf das Winterhalbjahr.*

*Beide Zentralen werden als Regulierwerke eingesetzt und bilden einen bedeutenden Eckpfeiler der Stromversorgung der NOK-Kantone. Die Kuppeltransformatoren 220/380 kV mit der Freiluftschaltanlage und den Leitungsverbindungen stellen ferner einen wichtigen Stützpunkt im schweizerischen Höchstspannungsnetz dar.*

### 1. Allgemeines

Die Kraftwerke Vorderrhein AG (KVR) wurde am 7. Juli 1956 mit Sitz in Disentis gegründet. Sie bezweckt die Nutzbarmachung der Wasserkräfte des Vorderrheins und seiner Zuflüsse. Das Aktienkapital der Gesellschaft beträgt 80 Millionen Franken und verteilt sich auf folgende Aktionäre:

Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden	81,5 % = 65,2 Millionen Franken
Kanton Graubünden	10 % = 8 Millionen Franken
Gemeinden	8,5 % = 6,8 Millionen Franken
Total	100 % = 80 Millionen Franken

Die Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) ist mit der Geschäftsleitung und Betriebsführung betraut. Zuvor hatten die NOK die Projektierung und Bauleitung der umfangreichen Anlagen inne.

Die drei Staubecken Nalps, Curnera und Sta. Maria wurden zeitlich gestaffelt erstellt. Nach Beendigung der ersten Bauetappe 1956–1962 konnte die Betriebsaufnahme in den beiden Zentralen Sedrun und Tavanasa mit dem Staubecken Nalps erfolgen. Das Staubecken Curnera wurde im Jahre 1966 in Betrieb genommen, und der Vollausbau der Kraftwerkanlagen mit dem Staubecken Sta. Maria war 1968 beendet (Fig. 1 und 2).

### 2. Konzession und Vorarbeiten

Das Konzessionsgesuch für die Ausnützung der Wasserkräfte des Vorderrheins und seiner Hauptzuflüsse wurde von den NOK im Juli 1954 dem Kanton Graubünden und den verleihungsberechtigten Gemeinden eingereicht. Am 13. Februar 1955 erteilten die Gemeinden Tavetsch/Tujetsch, Medel/Lucmagn, Disentis/Mustér, Somvix/Sumvitg, Trun und Breil/Brigels den NOK zuhanden der neu zu gründenden Kraftwerkgesellschaft die Wasserrechtsverleihungen, die am 28. April 1955 vom Kleinen Rat des Kantons Graubünden genehmigt wurden. Die Konzessionsdauer von 80 Jahren erstreckt sich bis 30. September 2048.

Die Beteiligung des Kantons und der Gemeinden an Kraftwerkunternehmungen wurde durch das im Jahre 1954 revidierte kantonale Wasserrechtsgesetz (Art. 4bis) ermöglicht und bei den KVR erstmals verwirklicht.

Jeder Aktionär der Partnergesellschaft ist verpflichtet, den seiner Beteiligung entsprechenden Anteil der Jahreskosten zu übernehmen. Er hat das Recht, den gleichen prozentualen Anteil an Leistung (kW) und elektrischer Arbeit (kWh) an der Gesamtproduktion des Werkes zu beziehen. Solange Kanton und Gemeinden ihr Bezugsrecht nicht oder nur teilweise ausüben, sind die NOK als Partner der KVR zur Übernahme dieses Energieanteiles zu Jahreskosten ver-