

Zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft am Neckar

Additional Production of Energy by Water Power on the River Neckar

Kurzfassung / Abstract

Nach kurzer Beschreibung der Aufgaben der Neckar-AG wird der heutige Stand der Nutzung der Wasserkraft zur umweltfreundlichen Stromerzeugung an der schiffbaren Strecke des Neckars von Mannheim bis Plochingen dargestellt. Anschließend werden die Möglichkeiten der Steigerung der Energiegewinnung an diesem Flußabschnitt untersucht. Ferner wird beschrieben, welche Baumaßnahmen aufgrund des Erweiterungsprogramms bereits abgeschlossen sind bzw. zur Zeit durchgeführt werden und welche in nächster Zukunft konkret geplant sind.

We describe the business of the Neckar AG and represent the possibility using water power for production of energy on the navigable river Neckar from Mannheim to Plochingen. Subsequently we will inquire into the possibilities to increase the production of energy on this part of the river. Further we will describe which buildings are finished in accordance with the expansion program respectively which are carried out now. Besides we explain the plans in next time.

1 Allgemeines

Die Neckar-AG wurde 1921 mit der Aufgabe gegründet, den Neckar von Mannheim bis Plochingen zur Großschiffahrtsstraße auszubauen und in diesem Zusammenhang Laufwasserkraftwerke zu errichten und zu betreiben. Gemäß dem zwischen dem Reich, den Ländern Baden, Württemberg und Hessen und der Neckar-AG geschlossenen Konzessions- und Bauvertrag von 1922 sind die durch die Stromerzeugung erwirtschafteten Gewinne als Konzessionsabgabe für die Wasserstraße Neckar zu verwenden, bis deren Baukosten voll gedeckt sind. Von dem Aktienkapital der Neckar-AG besitzen zur Zeit die Bundesrepublik Deutschland 63,5%, die Länder Baden-Württemberg und Hessen 34,9% bzw. 0,6% und verschiedene Gemeinden und Gemeindeverbände 1,0% der Anteile.

2 Der Stand der Wasserkraftnutzung vor der Erweiterung

Im Zuge des Ausbaus des Neckars zur Großschiffahrtsstraße hat die Neckar-AG längs der 200 km langen Konzessionsstrecke an den 27 Staustufen 24 Laufwasserkraftwerke errichtet. Von den 24 eigenen Kraftwerken betreibt sie 21 selbst, drei hat sie verpachtet. An der Ausbaustrecke befinden sich außerdem noch drei weitere Wasserkraftwerke, die nicht der Neckar-AG gehören.

Die bestehenden Wasserkraftwerke der Neckar-AG, die zwischen 1925 und 1967 in Betrieb genommen worden sind, haben Fallhöhen zwischen 3,40 und 8,00 m. Die gesamte Höhendifferenz zwischen Plochingen, das am oberen Ende der Wasserstraße liegt, und Mannheim beträgt 161 m, das entspricht der Höhe des Ulmer Münsters.

Die Kraftwerke konnten nicht mit einheitlichen Fallhöhen ausgestattet werden, da beim Bau der Staustufen auf die Schifffahrt, die Besiedelung, die landwirtschaftliche Nutzung, die Grundwasserverhältnisse und andere Verkehrswege wie Bahnstrecken und Straßen Rücksicht genommen werden mußte. Die Wasserkraftwerke folgen in Abständen von durchschnittlich 10 km aufeinander und liegen entweder als Buchtenkraftwerke in Höhe der Wehrachse oder abseits vom Wehr an Seitenkanälen.

Von den bis 1967 in Betrieb gegangenen Kraftwerken – also vor Beginn der Erweiterungsmaßnahmen – sind drei Kraftwerke mit je drei Maschinensätzen, 15 mit je zwei Maschinensätzen und 6 Anlagen mit nur je einem Maschinensatz ausgerüstet worden. Das Schluckvermögen der einzelnen Wasserkraftwerke liegt bei den kleinen Ergänzungskraftwerken an den Ausleitungsstrecken bei 10 bzw. 30 m³/s, bei den übrigen Kraftwerken zwischen 45 bzw. 105 m³/s. Die durchschnittliche Stromerzeugung der Neckar-AG betrug vor Durchführung des Erweiterungsprogramms bei einer installierten Leistung von 83 200 kW rd. 500 Mio. kWh/a; dies entspricht etwa dem Jahresbedarf einer Stadt wie Heilbronn.

Der von der Neckar-AG erzeugte Strom wird nicht direkt an den Letztverbraucher, sondern auf der Basis von Selbstkostenerstattungsverträgen an acht weiter verteilende regionale und überregionale Energieversorgungsunternehmen verkauft. Diese sind die RWE-Energie AG, die Badenwerk AG, die Neckarwerke Elektrizitätsversorgungs-AG, die Technischen Werke der Stadt Stuttgart AG, die ZEAG Zementwerk Lauffen – Elektrizitätswerk Heilbronn AG, die Großkraftwerk Mannheim AG, die Hessische Elektrizitäts-AG und die Energieversorgung Schwaben AG. Die durchschnittlichen Bezugskosten des Stroms der Neckar-AG betragen im Jahr 1989 rd. 6,5 Pfg/kWh.

3 Die Möglichkeiten der Steigerung der Stromerzeugung am schiffbaren Neckar

3.1 Das Erweiterungsprogramm der Neckar-AG von 1989

Die Neckar-AG hat 1989 systematisch die Möglichkeiten einer zusätzlichen Nutzung der Wasserkraft zur Energieerzeugung untersucht. Ausschlaggebend dafür war das derzeitige Interesse in der Öffentlichkeit und in der Politik an einer intensiveren Nutzung der Wasserkraft als besonders umweltfreundliche Form der Stromerzeugung sowie die Erkenntnis, daß sich der zur Stromerzeugung nutzbare Abfluß am Neckar aus verschiedenen Gründen in Richtung größerer Werte verändert hat. Außerdem wurde der Umstand berücksichtigt, daß beim Bau der bisherigen Kraftwerkskette, der sich auf einen Zeitraum von fast 5 Jahrzehnten (1921 bis 1967) erstreckte, kein einheitliches Auslegungskonzept zur Anwendung kam.

Bei Ausarbeitung des Erweiterungsprogramms wurden als Kriterien für den Ausbaugrad – bezogen auf die Abfluß-

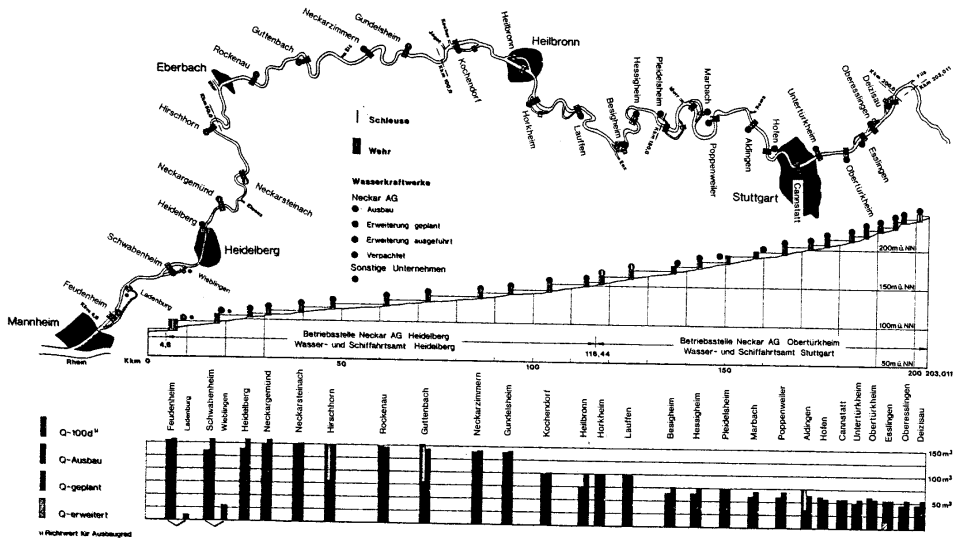


Bild 1: Neckarwasserstraße Mannheim-Plochingen; Erweiterungsprogramm Wasserkraft. Übersicht über Kraftwerkskette mit Längsschnitt und Angaben über Abflußverhältnisse

dauerlinie – 100 Überschreitungstage angesetzt, d.h. an 100 Tagen im Jahre ist der Abfluß größer oder gleich der Wassermenge pro Zeit, die die Wasserkraftanlage maximal verwerten kann, oder anders ausgedrückt, an 100 Tagen ist die Anlage zu 100% ausgelastet.

Die Abflußdauerlinie wurde dabei auf einer aktuellen statistischen Grundlage für die Jahresreihe 1950 bis 1987 neu ermittelt und der mögliche Ausbaudurchsatz dem bisherigen Ausbaudurchsatz gegenübergestellt (Bild 1). Die für sämtliche Anlagen aufgestellten Leistungsdauerlinien berücksichtigen entsprechend die Wirkungsgradverläufe der vorhandenen bzw. der neu zum Einbau vorgesehenen Maschinensätze. Außerdem wurden die örtlichen Gegebenheiten mit Blick auf die bauliche Durchführbarkeit der vorgesehenen Erweiterungen berücksichtigt.

Grundsätzlich ist die Erweiterung der Wasserkraftnutzung zu erreichen

- durch den Zubau weiterer Turbinen bei bestehenden Kraftwerken,
- durch den Ausbau der alten Turbinen mit senkrechter Turbinenwelle und den Einbau moderner Kaplan-Rohrturbinen mit erheblich größerer Leistungsfähigkeit.
- durch den Bau neuer Kraftwerke an Stautufen, an denen noch keine Kraftwerke bestehen.

Bei Verwirklichung dieses Ausbauprogramms, dessen Durchführung in einem Zeitraum von ca. 6 bis 8 Jahren geplant ist, wird die installierte Leistung von derzeit 83 200 kW um 32 100 kW, das sind rd. 40%, auf 115 300 kW erhöht. Die durchschnittliche Stromerzeugung

wird um 120 Mio. kWh/a, das sind rd. 25%, auf 608 Mio. kWh/a ansteigen (Bild 2).

3.2 Bereits fertige bzw. im Bau befindliche Erweiterungen

Mit dem Erweiterungsprogramm wurde Anfang 1989 bei der Kraftwerksanlage Aldingen (Bilder 3 und 4) begonnen. Diese Maßnahme konnte nach einer Bauzeit von rd. einem Jahr im Frühjahr 1990 abgeschlossen werden. In diesem Fall wurde neben dem 1939 fertiggestellten Kraftwerk Aldingen I landseitig das Kraftwerk Aldingen II mit zwei standardisierten Kaplan-Rohrturbinen errichtet (Bild 5). Da das neue Kraftwerk praktisch unter dem bisherigen Geländeniveau liegt und die bestehende Einlauf- und Auslaufbucht lediglich erweitert werden mußte, ist durch diese Baumaßnahme kein störender Eingriff in die Umgebung zu verzeichnen. Durch den Zubau wurden die installierte Leistung der gesamten Anlage von 1200 kW auf 2400 kW verdoppelt und die durchschnittliche Stromerzeugung von 6,6 Mio. kWh/a auf 10,3 Mio. kWh/a gesteigert (Bild 2). Das Schluckvermögen der Gesamtanlage, die jetzt drei Maschinensätze besitzt und deren Verfügbarkeit gegenüber dem bisherigen Zustand erheblich zugenommen hat, wurde von 35 auf 75 m³/s erhöht. Stromabnehmerin ist die Neckarwerke Elektrizitätsversorgungs-AG, Esslingen, die dem Ausbauprojekt sehr aufgeschlossen gegenüberstand.

Im Jahr 1990 wurde mit der Erweiterung der Kraftwerksanlage Guttenbach begonnen (Bild 6). Hier wird ebenfalls neben dem bestehenden Kraftwerk Guttenbach I landseitig das Kraftwerk Guttenbach II mit einer Kaplan-Rohrturbine mit einem Schluckvermögen von

	Feudenheim Ladenburg	Schwabenheim Wieblingen	Heidelberg	Neckargemünd	Neckarsteinach	Hirschhorn	Rockenau	Gutenbach	Neckarzimmern	Gundelsheim	Kochendorf	Heilbronn	Horkheim	Lauffen	Bessigheim	Hessigheim	Pleidesheim	Marbach	Poppenweiler	Aldingen	Hofen	Cannstatt	Untertrüchheim	Obertrüchheim	Esslingen	Obersesslingen	Deizisau	
Kkm	6,15	17,68	26,14	30,86	39,30	47,74	61,43	72,21	85,95	93,86	103,89	113,59	117,53	125,17	136,23	143,01	150,11	157,63	165,00	171,99	176,26	182,71	188,45	193,99	194,84	199,58		
OW - Stau	96,5	105,2	107,6	111,7	116,4	121,7	127,7	133,0	138,6	142,8	150,8	154,0	161,3	169,7	176,0	182,2	190,2	196,2	203,2	206,8	213,6	219,0	222,6	231,0	236,2	242,1	247,2	
Wasserstrom m³/s																												
Q-100 d 1)	161	160	159	158	151	150	148	147	144	142	103	100	98	76	76	76	76	70	70	63	56	56	56	56	55	55	55	55
Q-Ausbau	100/10	105/30	-	80	100	80	100	80	80	80	100	75	80	65	65	65	65	60	60	35	60	55	60	60	-	45	45	
Q-geplant	55/-	30/-	140	70	50	70	50	75	60	60	-	25	20	-	-	-	-	-	40,2	-	-	-	-	40	-	-	-	
Q-erweitert	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fallhöhe m																												
H max	10,0/4,3	8,7/4,6	2,6	4,1	4,7	5,3	6,0	5,3	5,6	4,2	8,0	7,3	8,4	6,3	6,2	6,2	6,0	7,0	3,6	6,8	5,4	5,4	6,0	8,4	5,2	5,9	5,1	
H-Ausbau	7,40/4,12	8,01/4,23	-	3,75	4,38	5,07	5,69	5,04	5,31	3,93	7,11	7,01	7,84	5,75	6,00	6,00	5,60	6,71	3,39	6,6	5,26	5,26	6,0	8,09	-	5,78	4,99	
H-geplant/erweitert	6,61/-	7,5/-	2,47	3,66	4,30	4,90	5,48	4,87	5,01	3,85	-	6,95	7,65	-	-	-	-	-	3,27	-	-	-	-	-	5,07	-	-	
Installierte Leistung kW																												
P-Ausbau	6000/300	6900/600	-	2500	3600	3600	5100	3500	3500	2800	6500	4300	5500	3400	3400	3400	3000	3600	1200	3400	2400	2400	4100	-	1800	2000		
P-geplant	2600/-	2000/-	3100	2400	2400	3200	2300	3300	2800	2100	-	1800	1100	-	-	-	-	-	1200	-	-	-	-	1800	-	-		
P-erweitert	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Regelerzeugung Mio kWh/a																												
E-Ausbau	37,9/1,7	41,8/4,3	-	17,6	23,2	23,3	30,1	22,7	24,1	17,9	33,8	28,2	31,9	18,2	19,2	19,2	14,6	19,0	6,6	16,4	11,0	11,0	21,4	-	12,3	10,6		
E-geplant	8,6/-	5,9/-	16,8	9,0	7,5	12,0	8,5	11,3	10,2	7,7	-	4,3	3,4	-	-	-	-	-	3,7	-	-	-	-	11,1	-	-		
E-erweitert	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Installierte Leistung kW												1) Richtwert für Ausbaugrad																
P-Ausbau gesamt	83 200											487,8																
P-geplant gesamt	32 100											120,0																
● Kraftwerk verpachtet Elektricitätswerk - Heilbronn - EWH Kraftwerk Altwürttemberg AG - KAWAS Technische Werke Stuttgart - TWS																												

Bild 2: Neckarwasserstraße Mannheim-Plochingen; Erweiterungsprogramm Wasserkraft, tabellarische Zusammenstellung der Ausbaudaten

75 m³/s gebaut. Die installierte Leistung der Anlage wird dadurch von 3500 kW auf 6800 kW erhöht, also nahezu verdoppelt; die durchschnittliche Erzeugung steigt von 22,7 Mio. kWh/a um 50% auf 34,0 Mio. kWh/a (Bild 2). Der Aushub der Baugrube war Ende 1990 größtenteils abgeschlossen; mit der Fertigstellung des Zusatzkraftwerkes wird Ende 1991 gerechnet (Bild 7). Stromabnehmerin ist die RWE-Energie AG.

Der Zubau einer weiteren Turbine wie im vorstehend genannten Fall war bei dem Kraftwerk Hirschhorn wegen seiner Insellage - zwischen Wehr und Schleuse liegend - nicht möglich. Eine Vergrößerung der Kapazität konnte daher nur durch den Ausbau der zwei alten überholungsbedürftigen Kaplan-Turbinen mit senkrechter Welle und durch den Einbau von zwei modernen Kaplan-Rohrturbinen mit einem fast doppelten Schluckvermögen (150 statt 80 m³/s) erreicht werden. Wegen der kompakten Bauweise der modernen Kaplan-Rohrturbinen war dies ohne äußerliche Veränderung des unter Denkmalschutz stehenden Krafthauses möglich.

Die installierte Leistung erhöht sich von 3600 auf 6800 kW, die durchschnittliche Erzeugung von 23,3 kWh/a um 52% auf 35,3 Mio. kWh/a (Bild 2). Die Beendigung der Umbaumaßnahme wird Mitte bis Ende 1991 erwartet. Stromabnehmerin ist die Hessische Elektrizitäts-AG, Darmstadt.

3.3 In nächster Zukunft konkret geplante Erweiterungsmaßnahmen

Als nächstes Projekt ist vor allem der Neubau eines Kraftwerkes in Heidelberg an der Staustufe Karlstor geplant, an der noch kein Kraftwerk steht. Positive Vorgespräche mit der Stadtverwaltung Heidelberg haben bereits stattgefunden, und die grundsätzliche Zustimmung des Landesdenkmalamtes Baden-Württemberg - die Stauanlage Karlstor unterliegt dem Denkmalschutz - liegt ebenfalls

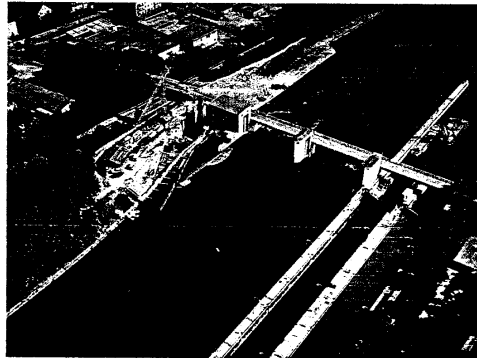


Bild 3: Erweiterung Wasserkraftwerk Aldingen/Neckar. Luftansicht der Baustelle und der Hauptbauwerke der Staustufe

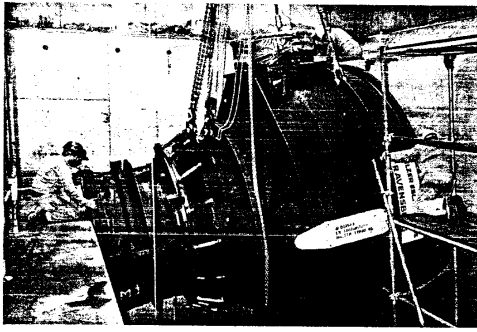


Bild 4: Erweiterung Wasserkraftwerk Aldingen/Neckar. Einfahren einer Kegelrad-Rohrturbine

vor. Wegen der architektonisch optimalen Einbindung in den historischen Kern der Altstadt von Heidelberg mußte eine spezielle Lösung für den Tiefbau, die Turbinen und den Stahlwasserbau gefunden werden, die verhältnismäßig hohe Kosten verursacht. Nachteilig wirkt sich auch die geringe Fallhöhe von 2,50 m aus. Ob der bereits bei der Kommission für europäische Gemeinschaften beantragte Zuschuß gewährt wird, ist ungewiß.

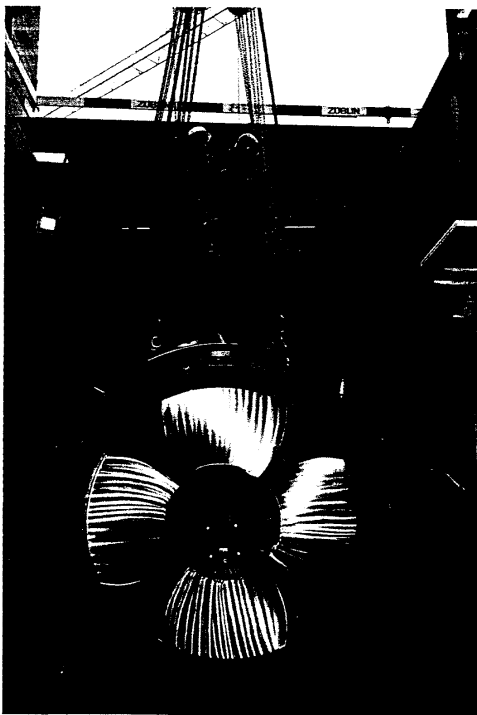


Bild 5: Erweiterung Wasserkraftwerk Aldingen/Neckar. Ansicht der Kegelrad-Rohrturbine von der Unterwasserseite

An der Staustufe Esslingen, an der sich auch noch kein Kraftwerk befindet, ist ebenfalls ein Neubau vorgesehen, der sich technisch wesentlich einfacher gestaltet als im Falle Heidelberg. Außerdem beträgt die Fallhöhe hier 5,10 m.

Die Erweiterung des Kraftwerks Mannheim/Feudenheim ist wie im Falle des Kraftwerks Hirschhorn durch Ersatz einer alten Maschine durch eine moderne, leistungsfähigere Kaplan-Rohrturbine geplant.

Die Kapazitätssteigerung des nur mit einem Maschinensatz ausgestatteten Kraftwerks Neckarzimmern soll durch Zubau einer weiteren Maschine neben dem bestehenden Kraftwerk erfolgen.

In den vorgenannten Fällen sind bereits Voruntersuchungen durchgeführt und Gespräche mit den potentiellen Stromabnehmern geführt worden.

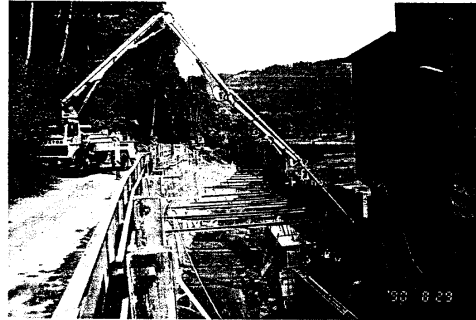


Bild 6: Erweiterung Wasserkraftwerk Guttenbach/Neckar. Aushub der Baugrube

4 Die Aussichten auf Realisierung des Erweiterungsprogramms

Es stellt sich die Frage, wie schnell und inwieweit das Erweiterungsprogramm der Neckar-AG durchgeführt werden kann, d.h. welche Schwierigkeiten bei der Realisierung auftreten können.

4.1 Akzeptanz der Stromabnehmer

Da die Neckar-AG – wie schon erwähnt – den Strom nicht an den Letztverbraucher liefert, ist die wichtigste Voraussetzung für die Durchführung des Programms die Akzeptanz der weiterverteilenden regionalen und überregionalen Energieversorgungsunternehmen. Das bedeutet, daß vor einer Investitionsentscheidung der Neckar-AG mit dem jeweiligen Energieversorger ein langfristiger Stromlieferungsvertrag zu für beide Seiten akzeptablen Bedingungen geschlossen werden muß. Die Stromlieferungsverträge basieren bei der Neckar-AG auf dem Prinzip der Selbstkostenerstattung. Es ist festzustellen, daß in der vergangenen Zeit die Akzeptanz bei einigen Energieversorgungsunternehmen nicht in dem Maß vorhanden war, wie es aus der Sicht der Neckar-AG wünschenswert gewesen wäre.

Wir hoffen sehr, daß vor dem Hintergrund des gestiegenen Interesses in der Politik und in der Öffentlichkeit an der Nutzung der Wasserkraft zur umweltfreundlichen Stromer-



Bild 7: Erweiterung Wasserkraftwerk Gutenbach/Neckar. Einblick in die bestehende Baugrube für Triebwasserführung und Kraftwerksanbau

zeugung auch bei diesen Unternehmen die Bereitschaft wächst, Wasserkraftstrom zu Preisen zu beziehen, die zumindest am Anfang relativ hoch erscheinen. Es darf nicht vergessen werden, daß die Gestehungskosten zum weitaus überwiegenden Teil während der gesamten – in der Regel sehr langen – Laufzeit des Stromlieferungsvertrages praktisch konstant bleiben, so daß der Strompreis mit der Zeit zwangsläufig günstiger wird. Dies hat sich bei der Neckar-AG in der Vergangenheit bereits eindeutig erwiesen.

4.2 Ökologische Widerstände

Widerstände von seiten der Ökologie bzw. des Naturschutzes hat es bisher nicht gegeben, sie sind im größeren Umfang auch nicht zu erwarten. Dies liegt vor allem daran, daß die Erweiterungsbauten an einem bereits staugeregelten Fluß, der Bundeswasserstraße Neckar, durchgeführt werden. Die Staustufen sind also schon vorhanden.

Es wird in der Öffentlichkeit anerkannt, daß bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft – im Gegensatz z.B. zur Energiegewinnung aus Kohlekraft – keine Emission von Schadstoffen, wie z.B. Kohlendioxid, Schwefeldioxid, Stickoxiden, Staub usw., entsteht.

Ferner leistet die Neckar-AG durch Beseitigung von angetriebenem Geschwemmsel einen nicht unerheblichen Beitrag zum Umweltschutz. So sind beispielsweise im Geschäftsjahr 1989 8400 m³ Treibgut angefallen, dessen Abtransport und Deponierung Kosten in Höhe von rd. 240 000,- DM verursacht hat.

Außerdem wird bei Absinken des Sauerstoffgehalts unter einen bestimmten Grenzwert dem Neckarwasser – zum Teil freiwillig – künstlich Sauerstoff zugeführt. Daß seitens der Ökologie, des Naturschutzes, der Behörden sowie der Bevölkerung keine Widerstände bestehen, ergibt sich beispielsweise durch die Tatsache, daß die wasserrechtliche Bewilligung und die baurechtliche Genehmigung zur Erweiterung des Kraftwerks Aldingen vom Regierungspräsidium Stuttgart – ohne jeglichen Einspruch – innerhalb eines halben Jahres erteilt wurden.

5 Zusammenfassung

Das Erweiterungsprogramm der Neckar-AG sieht vor, die installierte Leistung um rd. 40% auf 115 300 kW und die durchschnittliche Stromerzeugung um rd. 25% auf 608 Mio. kWh/a innerhalb von 6 bis 8 Jahren zu erhöhen. Ob dieses Ziel zu erreichen ist, hängt in starkem Maße von der Akzeptanz der weiterverteilenden Energieversorgungsunternehmen ab. Mit der Realisierung des Ausbauprogramms, die ein kleines Stück aktiver Umweltpolitik darstellt, kann der Öffentlichkeit gezeigt werden, daß die Stromwirtschaft neben den Energieträgern Kohle und Kernkraft aus Gründen des Umweltschutzes und der Ressourcenschonung die Wasserkraft nicht vernachlässigt.

Anschrift des Verfassers: Dipl.-Kfm. Hans-Peter Hagg, Sprecher des Vorstandes der Neckar-AG, Birkenwaldstr. 34, 7000 Stuttgart 1

Bücherschau/Book Review

Wagner, R. (Hrsg.): **Wasser-Kalender 1988, Jahrbuch für das gesamte Wasserfach**. 1. Auflage, Berlin-Bielefeld-München, Erich Schmidt Verlag, 1988. 464 Seiten. Format oktav, XXII. Jahrgang. Plastikeinband DM 34,80. ISBN 3-503-02662-2

Das Jahrbuch für das gesamte Wasserfach bringt neben der Behandlung von Einzelfragen aus der Feder berufener Fachleute wissenschaftliche Dinge, die sonst – wenn überhaupt – nur verstreut veröffentlicht würden und im Bedarfsfall dann eben nicht zur Hand sind. Die Autoren legen besonderen Wert auf die Behand-

lung neuer Erkenntnisse und Entwicklungen, ohne die die wirtschaftlich vertretbare Lösung der Probleme nicht erreicht werden kann.

Die richtungsweisenden Beiträge zusammen mit dem aktualisierten Dokumentationsteil machen das Jahrbuch auch im 22. Jahrgang zu dem unentbehrlichen Arbeitsmittel sowohl für die wissenschaftlich tätigen Fachleute als auch für die in allen Bereichen der Wasserwirtschaft und -Verwaltung wirkenden Praktiker.

H. Meyer

Die Modernisierung des Kleinwasserkraftwerkes Enzberg II der Energie-Versorgung Schwaben AG

Modernization of the Enzberg II Small-Sized Hydroelectric Power Station

Kurzfassung / Abstract

Wasserkraftnutzung ist von den Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen nicht nur die wirtschaftlichste, sondern derzeit auch die einzige, die einen spürbaren Beitrag zur heimischen Energieversorgung leistet. Ihr Anteil kann besonders durch Modernisierung und Optimierung bestehender Anlagen gesteigert werden. Am Beispiel des Kleinwasserkraftwerkes Enzberg II wird gezeigt, wie vielschichtig und komplex die Modernisierung einer Altanlage ist, und welche Anforderungen an Planung, Ausführung und technische Systeme gestellt werden.

Among the technologies for the exploitation of regenerative sources of power supply the development and exploitation of hydroelectric potentials is not only the most economic one, but at the time being also the only one capable of making an appreciable contribution towards the indigenous power supply. Its proportion can particularly be increased by modernizing and optimizing existing power plants. The example of the Enzberg II Small-Sized Hydroelectric Power Station has been used to demonstrate how intricate and complex the task of modernizing an old power station is, and what exacting requirements have to be met in the stages of the engineering work, manufacture, and erection, as well as by the technical systems.

1 Ausgangssituation

Die Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS) betreibt in Enzberg, Enzkreis, an einem Kanal zwei Kleinwasserkraftwerke (Bild 1). Das Kraftwerk Enzberg II wurde im Jahre 1911 mit zwei vertikalen Francis-Doppelturbinen in Schachtbauweise, je rd. 200 kW Leistung, in Betrieb genommen. Durch Verschleiß während der langen Betriebsdauer war die Leistung des Kraftwerks auf rd. 300 kW zurückgegangen, und die mittlere jährliche Stromerzeugung lag bei rd. 1,9 Mio. kWh.

Angesichts der dringend notwendigen und umfangreichen Instandhaltungsmaßnahmen an den wasserbaulichen und maschinellen Anlagen und aufgrund einer Vielzahl von Planungen der Stadt Mühlacker sowie von Wasserwirtschafts- und Straßenbauverwaltung, die den Kraftwerkskanal betrafen, untersuchte die EVS zuletzt in den Jahren 1983/84 die weitere Nutzung der Wasserkraft in Enzberg. Die Untersuchung kam zu dem Ergebnis, daß der Ersatz der bestehenden beiden Kanalkraftwerke durch ein Flußkraftwerk (Bild 1) für die Beteiligten und auch unter gesamtwirtschaftlicher Betrachtung die günstigste Lösung darstellen würde.

Mit diesem Flußkraftwerk hätten die bestehende Leistung der beiden Kanalkraftwerke von rd. 450 kW auf rd. 800 kW und die Jahresstromerzeugung von rd. 2,6 Mio. kWh auf rd. 4,5 Mio. kWh erhöht werden können. Trotz der Bereitschaft der EVS, die Interessen des Naturschutzes bei der Realisierung des Projektes weitestgehend zu berücksichtigen, fand das Vorhaben bei der zuständigen Genehmigungsbehörde keine Zustimmung.

Als Begründung wurde die durch den Bau und den jahrzehntelangen Betrieb des Enzberger Wehres entstandene und besonders schützenswerte Gewässerökologie der Enz genannt. Diese ist geprägt durch die Ausleitungsstrecke, die etwa das halbe Jahr über trocken liegt und bei Hochwasser weiträumig überflutet wird. Im Wechsel dieser Extreme haben sich besondere Biotope mit seltenen Pflanzen- und Tierarten gebildet. Dem Erhalt dieser Flußlandschaft mit ihrer eigenen Dynamik wurde im Abwägungsprozeß der Vorrang eingeräumt gegenüber einer erneuten Veränderung, mit der durchaus auch umfangreiche ökologisch positive Effekte hätten realisiert werden können.

Mit der Ablehnung eines neuen Flußkraftwerkes war entschieden, daß nur noch die Sanierung der vorhandenen Anlagen in Frage kam. Noch bevor die beabsichtigte Modernisierungsplanung der EVS-Fachabteilung abgeschlossen war, mußte im Mai 1987 im Kraftwerk Enzberg II eine Maschine wegen Lagerschäden stillgesetzt werden.

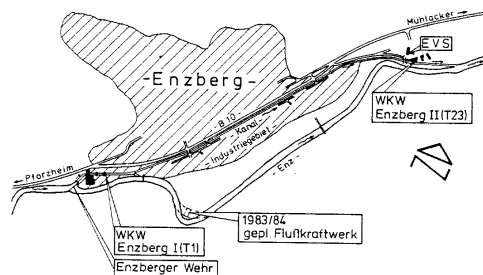


Bild 1: Übersichtslageplan Kleinwasserkraftwerke Enzberg

2 Modernisierungsplanung

Die Zielvorgaben für die Modernisierungsplanung waren, bei gleichbleibendem Ausbaudurchfluß von $12 \text{ m}^3/\text{s}$ und gleichbleibender Kraftwerksfallhöhe von 4,24 m möglichst preisgünstig und umweltverträglich die größte Menge Strom zu erzeugen. Da die wasserbaulichen Anlagen unverändert beibehalten werden sollten, beschränkte sich die Variantenuntersuchung auf die Wasserkraftmaschinen und ihre Hilfsaggregate.

Bereits nach der Voruntersuchung wurde der Einbau von nur einer Turbine mit 12 m³/s Schluckfähigkeit als Alternative nicht weiterverfolgt, weil sie nur unter äußerst ungünstigen hydraulischen Verhältnissen im vorhandenen Bauwerk zu verwirklichen gewesen wäre oder aber den Abbruch und Neubau des Krafthauses erfordert hätte, wodurch ein geringer Kostenvorteil bei den Maschinen durch wesentlich höhere bauliche Kosten übertroffen worden wäre. Zum Vergleich standen noch die Varianten

- Instandsetzung der vorhandenen Doppelturbinen mit neuen Reglern einschließlich der Überholung der Synchrongeneratoren und Neuinstallation der elektrischen Einrichtungen
- Einbau von zwei neuen Turbinen, neuen elektronischen Reglern, neuen Asynchrongeneratoren und Neuinstallation der elektrischen Einrichtungen. Als Turbinentypen kamen hierbei Kegelrad-Rohrturbinen, vertikale Francis-Schachturbinen, S-Turbinen und Tauchgeneratorturbinen in Frage.

Bei der Varianten-Untersuchung erwies sich die Instandsetzung der alten Turbinen als unwirtschaftlich im Vergleich zum Einbau neuer Turbinen. Letztlich wurde der Kegelrad-Rohrturbine der Vorzug gegeben, weil:

- die Wasserführung am besten ausgenutzt und die größte Jahresarbeit erreicht werden. Trotz höherer Investitionskosten bleiben deshalb die spezifischen Erzeugungskosten (DM/kWh) günstig.
- die Turbinenlager und der Reguliermechanismus des Leitapparates außerhalb des Betriebswassers liegen und deshalb keine Schmierstoffe ins Wasser gelangen können.
- sie sich aufgrund ihrer Kompaktheit und anpassungsfähigen Baulage am günstigsten in den Tiefbau des vorh. Kraftwerks einpassen ließ.
- sie sich durch gute betriebliche Handhabung auszeichnet.

Als Vergleichswert für die Wirtschaftlichkeit waren die langfristigen annuitätischen Erzeugungskosten (DM/kWh) gewählt worden, bei deren Ermittlung sämtliche Kosten, also neben den Modernisierungskosten weitere, auch künftig zu erwartende Instandhaltungskosten und die jährlichen Personal- und Betriebskosten, in Ansatz gebracht worden waren.

3 Genehmigungsverfahren

Das Kanalkraftwerk Enzberg II besitzt ein unbefristetes Wassernutzungsrecht aus dem Jahre 1914. Der Einbau und Betrieb der neuen Turbinen wurde beantragt ohne Änderung der äußeren Gestalt des Maschinenhauses und bei gleicher Rohwasserkraft der Anlage wie bisher. Deshalb lag keine Änderung der Wasserbenutzung nach Art, Maß und Zweck vor, und es war nur eine wasserrechtliche Genehmigung ohne Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich. Den Denkmalschutzbehörden war eine Dokumentation zu den maschinenbau- und elektrotechnischen Einrichtungen, die ausgebaut wurden, vorzulegen.

In der Genehmigung wurde den Belangen des Gewässerschutzes und des Lärmschutzes ein besonderer Stellenwert eingeräumt.

4 Kennwerte der erneuten Anlage

Ausbaudurchfluß	12 m ³ /m
Kraftwerksausbaufallhöhe	4,24 m
Kraftwerksausbauleistung	412 kW
Regeljahresarbeit	2,8 GWh
Kegelrad-Rohrturbinen	2 Stück
Laufdurchmesser	1200 mm
Turbinen-/Generatorrehzahl	291/760 min ⁻¹
Generatorleistung, bei cos φ = 0,81	2 × 255 kVA

5 Ausführung

5.1 Projekt-Zeitplan

Im Zusammenhang mit der Erneuerung der Maschinen wurden weitere Instandhaltungsmaßnahmen an der Gesamtanlage, einschließlich Wasserkraftwerk Enzberg I, durchgeführt. Hierfür wurde ein Projekt-Zeitplan aufgestellt, nach dem zwischen Kanalentleerung im Februar und Inbetriebnahme der neuen Maschinen Ende Oktober 1989 folgende weitere Instandhaltungen durchgeführt wurden:

- Einbau einer automatischen Rechenreinigungs- und Rechengutförderanlage im Kraftwerk Enzberg I
- Instandhaltung der Ufer und Sohle des Kanals, in Dammlage Bau einer neuen Beton-Innenauskleidung
- Instandsetzung von Verschlussorganen
- Sanierung der Übereichmauer
- Umbau des getreppten Fischpasses in ein naturnahes Raubbettgerinne

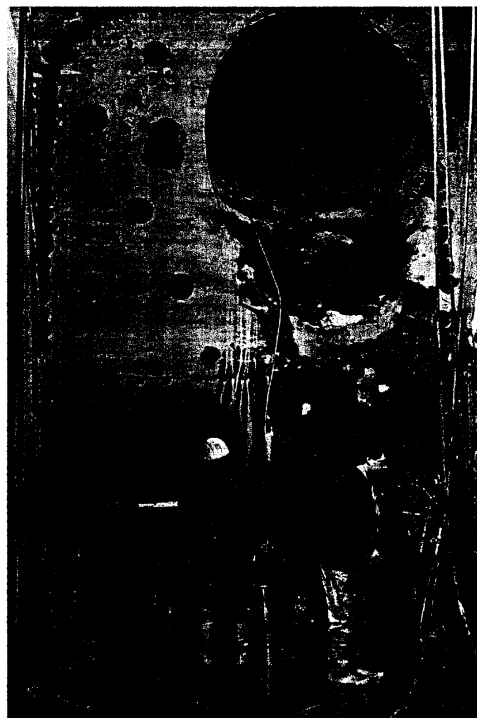


Bild 2: Erschütterungsfreier Abbruch: mit Kernbohrungen wird der auszubrechende Beton vom verbleibenden getrennt

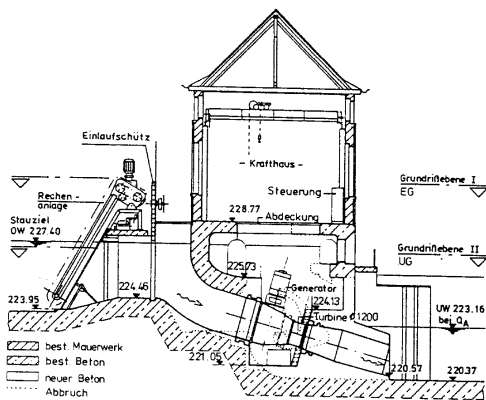


Bild 3: Längsschnitt durch Krafthaus Enzberg II

Obwohl bei der Ausführung einige Maßnahmen den geplanten Umfang überstiegen, konnten der Terminplan eingehalten und das Kraftwerk Enzberg II nach einer Bauzeit von rd. 8 Monaten wieder in Betrieb genommen werden.

5.2 Umbau des Krafthauses

Die Demontage der beiden alten Maschinensätze konnte zügig durchgeführt werden. Die Maschinenteile wurden verschrottet, mit Ausnahme eines Schirmgenerators mit Erregermaschine, eines Leitapparates mit Zweifach-Laufrad und eines Reglers, die für Ausstellungszwecke erhalten bleiben.

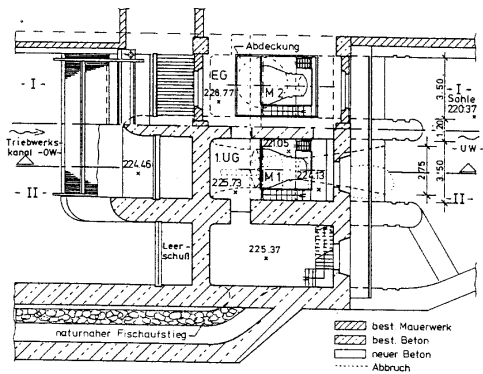


Bild 4: Grundriß vom Krafthaus Enzberg II

Zuerst mußten die einbetonierten Teile freigestemmt werden, bevor sie zerlegt bzw. zertrümmert werden konnten. Als sehr aufwendig gestaltete sich der Betonabbruch. Der alte Beton war als Eisenbeton ausgeführt worden, d.h. als mit Stahlprofilen verstärkter Beton. Der Abbruch mußte möglichst erschütterungsarm vorgenommen werden, um stehende Bauteile nicht zu gefährden. Dazu wurden

die auszubrechenden Betonkörper durch aneinandergesetzte Kernbohrungen von den verbleibenden Wänden (Bild 2) losgelöst und die durchlaufenden Stahlprofile abgetrennt. Hiermit war gewährleistet, daß sich auf den verbleibenden Beton weder Kräfte noch Erschütterungen übertragen konnten. Mit Hydraulikpressen, die in Bohrlöcher gesetzt waren, wurde der Massenbeton in kleinere Brocken gesprengt und der Baugrube maschinell entnommen.



Bild 5: Blick in den Turbinenraum mit eingebauter Bewehrung

Auffallend war, daß die Qualität des Betons mit größerem Abstand von den alten Turbinen und strömungstechnisch wichtigen Bauteilen abnahm. Das heißt, daß die Güte des herausgebrochenen Betons besser war als jene des im Bauwerk verbleibenden Betons. Besonders gravierend zeigte sich dieser Sachverhalt an der Trennmauer zwischen den beiden Maschineneinheiten. Hier war der Beton im Bereich der Gründung so mager, daß er nur eine geringe Standfestigkeit hatte. Aus diesem Grund konnten auch die endgültigen Abbrucharbeiten, die zur Anpassung an das neue Bauwerk notwendig waren, nicht in einem Zuge durchgeführt werden. Angesichts einer Höhe zwischen neuer Gründungssohle und Maschinenhausfußboden von 8,4 m war zunächst die Stabilisierung der Trennmauer und Seitenwände durch Betonieren der Bodenplatten und eines quer durch beide Öffnungen laufenden Fundamentbalkens notwendig. Hier zeigte sich als Vorteil, daß bei der Projektierung großer

Wert darauf gelegt worden war, die Änderungen an der vorhandenen Bausubstanz so gering wie möglich zu halten (Bild 3 und 4).

Nach Einbau der Bewehrung (Bild 5) konnte die in der Bauschreinerei komplett vorgefertigte Saugschlauchschalung mit Autokran an Ort und Stelle eingehoben und in Position gebracht werden (Bild 6).

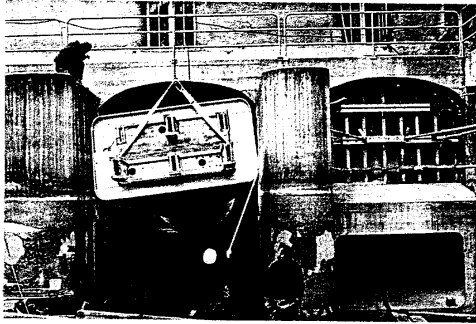


Bild 6: Einheben der Saugschlauchschalung, daneben fertiggestellter Saugschlauch

Zuvor waren Sickerwasserleitungen längs den Außenseiten der Baugrube verlegt und mit Einkornbeton überdeckt worden, um das an den porösen Wänden, besonders im Sohlbereich, eindringende Druckwasser abzuleiten. Damit konnten eine Entmischung des Betons und Wassereinschlüsse am Schalungsboden verhindert werden. Die konisch vom Rechteck- auf ein Kreisprofil übergehenden Turbinenzuläufe wurden in gleicher Weise wie die Saugschläuche hergestellt. Nach der Ausführung der restlichen Abbrucharbeiten wurden die Seitenwände der Turbinenräume betoniert. Hier war es notwendig, um ausreichende Wanddicken für die geforderte Wasserundurchlässigkeit des Betons zu erhalten, den ohnehin nicht großzügigen Grundriß der Turbinenräume (Bild 4) nochmals zu verkleinern. Nach Abschluß der Rohbauarbeiten (Bild 7) konnten die Mauerringe an den Einläufen und Saugschläuchen vormontiert und die Turbinen eingesetzt werden (Bild 8).

5.3 Turbinenausrüstung

Das zur Verfügung stehende Wasserkraftpotential kann mit den beiden eingebauten doppelt-regulierten Rohrturbinen von Sulzer Escher Wyss optimal in elektrische Energie umgewandelt werden. Die Maximierung zu höchster Energieproduktion durch hohe Wirkungsgrade geschieht zum einen aufgrund der konsequenten Anwendung des Rohrturbinensystems, welches eine gerade Durchströmung des Wassers von Einlauf bis Saugrohraustritt zuläßt und somit Umlenkverluste wie bei vertikalen Turbinen vermeidet. Der zweite Optimierungsansatz ist die Verwendung von hochwertigen Schaufelprofilen für Leitapparat und Laufrad, die im Zuge von Großprojekten in den Labors von Sulzer Escher Wyss entwickelt wurden und auch bei Standard-Rohrturbinen eingesetzt werden.

Die Kegelrad-Rohrturbine hat als Kompaktturbine den Vorteil, daß die aktiven Maschinenkomponenten wie Laufrad,

Getrieb und Generator in einem Maschinenkörper integriert sind. Dieses System garantiert eine kurze Baulänge und benötigt somit wenig Platzbedarf innerhalb des Krafthauses. Basis der Turbinenkonstruktion ist ein massives, verwindungssteifes Gußgehäuse. Schwingungsdämpfende Konstruktionen sind die Voraussetzung für ruhigen und geräuscharmen Lauf sowie lange Lebensdauer der einzelnen Komponenten. Prämisse ist ein hoher Qualitätsstandard, der einen zuverlässigen und wartungsarmen Betrieb gewährleistet.

Dem Bauablauf kam zugute, daß die Turbinen als fertig montierte, funktionsgeprüfte Einheiten auf die Baustelle geliefert wurden (Bild 8). Dementsprechend konnten die Bauarbeiten nahezu abgeschlossen werden, ohne daß Unterbrechungen im Bauablauf wegen Maschinen-Teilmontagen berücksichtigt werden mußten. Der Einbau der beiden Turbinen bis zur Vergußfreigabe der Mauerringe dauerte eine Woche. Danach folgte der Einbau der Hilfs- und Nebenaggregate, so daß die Gesamtmontage der Maschinensätze in vier Wochen abgeschlossen werden konnte.

5.4 Elektrotechnische Ausrüstung

Zum Lieferumfang von Sulzer Escher Wyss gehörte auch die elektrotechnische Ausrüstung der Anlage, so daß ein komplettes elektromechanisches Paket von einem Hersteller installiert werden konnte. Dadurch wurden die Schnittstellenproblematik entschärft und die Realisierung einer auf die Turbinentechnik optimal abgestimmten Leit- und Schutztechnik gesichert.

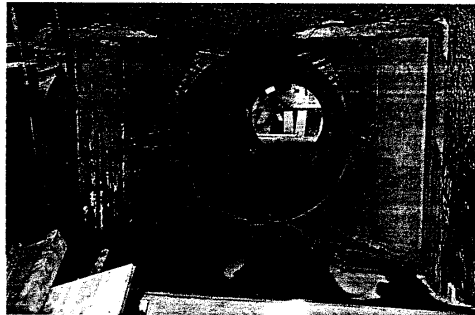


Bild 7: Blick auf den betonierten Turbinenzulauf, im Hintergrund Saugschlauchöffnung

Installiert wurde pro Einheit je ein Turbinensteuer- und Generatorsteuerschrank. Dagegen konnten die Blindstromkompensation und die Gleichstromversorgung für beide Einheiten in je einem Schrank zusammengefaßt werden. Als rationell erwies sich der Test der Schränke im Prüffeld vor ihrer Auslieferung. Durch Betriebssimulationen konnte das komplette leittechnische System der Anlage überprüft werden.

Als Generatoren wurden standardisierte, wirkungsgradoptimierte Asynchronmaschinen montiert, die über eine Kuppelung mit den Turbinen verbunden sind.

5.5 Inbetriebsetzung

Die Inbetriebsetzung der beiden Maschinensätze mit der gesamten elektromechanischen Einrichtung konnte in knapp zwei Wochen abgeschlossen werden. Erreicht wurde dieses Ergebnis durch die besondere Konzept-Philosophie, bei der nur komplett montierte und funktionsgeprüfte Einheiten zur Einbaustelle geliefert werden. Somit wurden Fehlerquellen von Beginn an reduziert. Sonst häufig auftretende Abstimmungsprobleme konnten dadurch vermieden werden, daß bei der Inbetriebsetzung nur ein Lieferant beteiligt war.

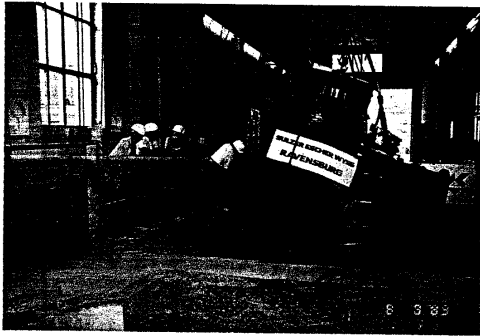


Bild 8: Turbinenmontage: Einheben der Turbine in den Turbinenraum

6 Gewässer- und Lärmschutz

Zur Verbesserung der Fischpassierbarkeit von der Enz in den Kraftwerkskanal wurde der vorhandene, getreppte Bekkenfischpaß unter Anleitung des Fischereisachverständigen des Regierungspräsidiums Karlsruhe in ein naturnahes Gerinne umgebaut.

Die Lärmimmissionswerte, die von der Genehmigungsbehörde für eine festgelegte Stelle in einem nach dem Flächennutzungsplan vorgesehenen allgemeinen Wohngebiet vorgegeben wurden, können durch niedrige Lärmimmissionswerte deutlich unterschritten werden.

7 Betriebserfahrungen

Die EVS-Geschäftsstelle Enzberg, Betreiber der Kanalkraftwerke in Enzberg, hat im zwischenzeitlich mehr als einjährigen Betrieb mit der neuen Anlage die besten Erfahrungen gemacht. Infolge der Vollautomatisierung der Anlage sind insbesondere die Personalkosten gegenüber früher deutlich zurückgegangen.

8 Schlußbetrachtung

Die Modernisierung des Kleinwasserkraftwerkes Enzberg II hat gezeigt, daß aufgrund der Vielzahl einschränkender Randbedingungen und unvorhersehbarer Situationen beim Umbau einer bestehenden Anlage sorgfältige Planung, kompetente Partner, flexible Bauausführung sowie ausgereifte Turbinen- und elektrotechnische Systeme erforderlich sind, um ein wirtschaftlich günstiges Ergebnis zu erzielen. Bei Gesamtkosten von 2,5 Mio. DM belaufen sich die spezifischen Investitionskosten der Kraftwerksmodernisierung auf rd. 6000 DM/kW.

Das Regelarbeitsvermögen konnte um fast 50% gesteigert werden. Damit hat die Energie-Versorgung Schwaben AG eine selbst formulierte Vorgabe aus ihrem „Energieprogramm 2000“ in die Tat umgesetzt: Die Vergrößerung des Anteils der Wasserkraft an der Stromerzeugung.

Anschrift der Verfasser: Dipl.-Ing. Hans Peter Eisele, Abteilung Hoch- und Tiefbau, Energie-Versorgung Schwaben AG, Bahnhofstr. 19, 7950 Biberach 1, und Dipl.-Ing. Alfred Schmitt, Produktbereich Hydraulik, Sulzer Escher Wyss GmbH, 7980 Ravensburg

Bücherschau/Book Review

Treiber, H. (Hrsg.): **Der Laser in der industriellen Fertigungstechnik**. 1. Auflage, Darmstadt, Hoppenstedt, 1990. 457 Seiten, 330 Bilder und Tafeln, Format 17 x 24 cm, gebunden DM 128,-, ISBN 3-87807-161-2

Laser haben sich in den vergangenen Jahren zu einem zuverlässigen Präzisionswerkzeug der industriellen Fertigung, der Materialbearbeitung und der Meßtechnik entwickelt. Lasersysteme können spezielle Aufgaben übernehmen, für die es bisher keine zufriedenstellenden Lösungen gab. Das System arbeitet extrem schnell und trägheitsfrei, läßt sich fein dosieren und an schwer zugänglichen Stellen einsetzen.

Ziel des vorliegenden Buches ist es, den mit der Fertigung und dem zugehörigen Umfeld befaßten Personenkreis aus Management, Entwicklung, Konstruktion und Produktion mit den Möglichkeiten der Lasertechnik vertraut zu machen. Die 16 Autoren streben mit diesem Werk an, die wissenschaftlichen Grundlagen, die technischen Aspekte und die praktischen Einsatzmöglichkeiten so aufzubereiten, daß das vermittelte Fachwissen direkt auf Problemstellungen aus dem beruflichen Alltag übertragbar ist.

Das Buch gliedert sich in acht Hauptkapitel. Im Kapitel „Laser“ werden zunächst die physikalisch-technischen Grundlagen des

Lasers erläutert, es folgt ein Abschnitt über die „Holografie“, die Technik der Speicherung und Wiedergabe dreidimensionaler Bilder. Auf der Basis der Holografie entwickelt sich die holografische „Interferometrie“ (Kapitel 3), die Mustererkennung und Abbildung holografischer Komponenten. Das Kapitel 4 behandelt „Lasersysteme in der Materialbearbeitung und Veredelung“. Mit dem Abschnitt „Laser in der Meßtechnik“ werden die vielfältigen meßtechnischen Methoden vorgestellt. Das Kapitel 6 beschreibt die wichtigen Maßnahmen zum „Arbeitsschutz beim Umgang mit Laserstrahlung“ und im 7. Kapitel werden schließlich „Wirtschaftlichkeitsaspekte bei der Integration einer Laseranlage in vorhandene Fertigungssysteme“ erörtert.

Bei dieser innovativen Technik hat bisher der „Produktionsfaktor Industriedesign – eine Laseranlage zur Materialbearbeitung“ wenig Anklang gefunden. Kapitel 8 setzt die Gestaltungsmerkmale dieser Technologie um und entwickelt die ergonomische, wirtschaftliche und soziale Qualität des Produkts.

Das Buch beantwortet alle wichtigen Kernfragen nach dem aktuellen Wissensstand, vermittelt Ideen, Anregungen und gibt Entscheidungshilfen für die Industrie.

Redaktion

Elektrische Regelenergie aus dem Schwarzwald

Electric Regulating Energy produced in the Black Forest Region

Kurzfassung / Abstract

Im westeuropäischen Verbundnetz müssen die ständigen Leistungsänderungen und damit die Frequenzschwankungen ausgeglichen werden. Hierfür leisten Pumpspeicherkraftwerke einen hervorragenden Beitrag. Die Schluchseewerk AG betreibt im südlichen Schwarzwald fünf derartige Anlagen. Von besonderem Interesse sind deren Konzeption und Betrieb.

Within the West-European network of the electric current supply a continuing compensation is necessary with respect to the permanent alterations of capacity and frequency. Pumped-storage plants are of considerable significance to meet these requests. The Schluchseewerk AG, Freiburg/Breisgau, has among others five pumped-storage plants in the southern part of the Black Forest. The conception and the operation of them are described.

Die Leistungsfrequenzregler in den Hauptschaltleitungen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) errechnen für ihre Versorgungsgebiete kontinuierlich einen Belastungsgrad. Die Belastungsgrade, die im Bereich von 0 bis 100% schwanken, sind für die zugeschalteten Regelmaschinen, d.h. Turbinen und Generatoren in den Kraftwerken, die Sollwerte für deren Leistungsabgabe. Die Belastungsgrade und Einsatzbefehle werden von den Hauptschaltleitungen der EVU an die Kraftwerke übertragen.

Steigt der Belastungsgrad auf 100%, wird zusätzliche Regelleistung benötigt. Der jeweilige Lastverteiler läßt weitere Maschinen zuschalten. Fällt der Belastungsgrad auf 0% ab, können Regelmaschinen abgeschaltet werden. *Bild 1* zeigt je für die Badenwerk AG und für die RWE Energie AG die am 12. Juni 1989 bzw. am 27. Oktober 1989 aufgenommenen Verläufe des Belastungsgrades.

1 Einleitung

Elektrische Energie ist nicht speicherbar; die Verbraucher bestimmen durch ihr Verhalten die vom zuständigen Energieversorgungsunternehmen bereitzustellende elektrische Leistung. Erhöhen die Verbraucher ihren Leistungsbedarf, sinkt die Frequenz im gesamten westeuropäischen Verbundnetz (UCPTE-Netz). Die Größe der Absenkung hängt von der Steigerung des Leistungsbedarfs ab. Auch geringe Leistungsänderungen, die etwa durch private Haushalte verursacht werden, bewirken kleine Frequenzänderungen. Etwa die Hälfte aller Kraftwerke im UCPTE-Netz sind mit einer Regleinrichtung („Primärregelung“) ausgerüstet, die dafür sorgt, daß diese Kraftwerke bei einer Frequenzabsenkung ihre Leistung erhöhen. Eine zusätzliche Leistungsanforderung seitens eines Verbrauchers wird so in einem ersten Schritt von den primärregelnden Kraftwerken gemeinsam gedeckt und auf diese Weise Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten.

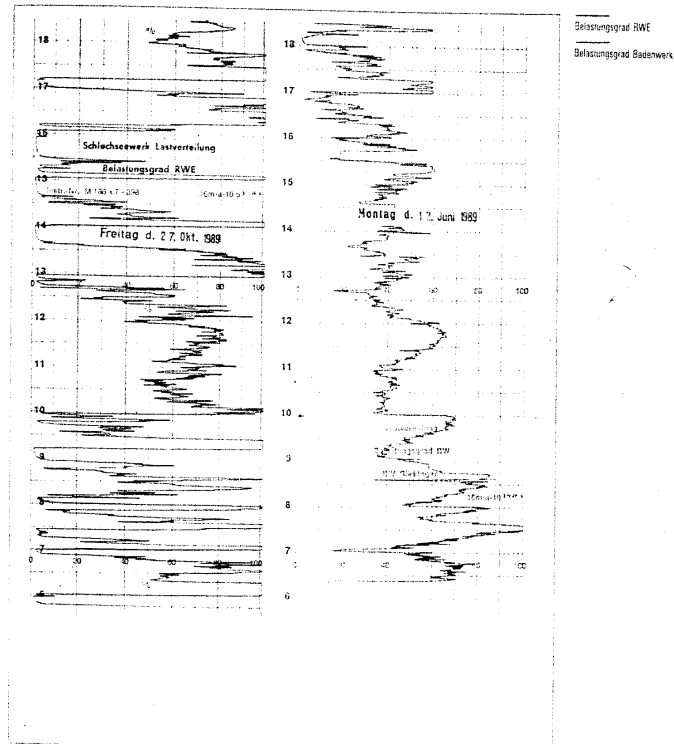


Bild 1: Verlauf des Belastungsgrades am 27.10.1989 (linke Bildhälfte) und am 12.06.1989 (rechte Bildhälfte) für RWE und für Badenwerk

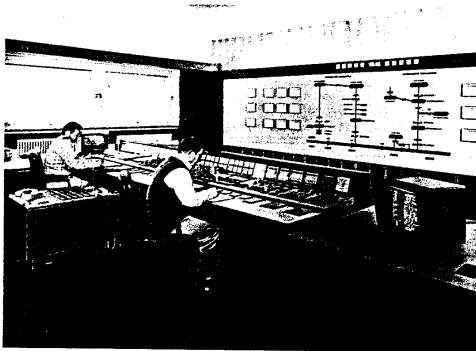


Bild 2: Betriebszentrale Kühmoos (Lastverteilerwerte) der Schluchseewerk AG

2 Anlagen der Schluchseewerk AG

Die Schluchseewerk AG in Freiburg betreibt im südlichen Schwarzwald fünf Pumpspeicherkraftwerke, die über eine Lastverteilung in Kühmoos (Hotzenwald) überwacht, gesteuert und eingesetzt werden (Bild 2).

In den Kraftwerken Häusern, Witznau und Waldshut, der sogenannten Schluchsee-Gruppe, wird vom Schluchsee –



Bild 3: Ausschnitt aus dem Steuerpult der Lastverteilung in Kühmoos

einem aus der Würmeiszeit stammenden, auf einer Höhe von 900 m+NN gelegenen See, der 30 m aufgestaut wurde, – bis zum Hochrhein bei Waldshut ein Gefälle von rund

Tafel 1 Kenndaten der Wasserkraftanlagen der Schluchseewerk AG

Kraftwerk	Inbetriebnahme	Rohfallhöhe gemittelt	Maschinensätze	Nenn-drehzahl	Turbinen-Ausbau-durch-fluß	Genera-tor-Leistung	Pumpen-leistung	Pumpen-Förder-strom	Ober-wasser	Unter-wasser	Stauziel	Nutz-inhalt	Energie-inhalt	Absenk-ziel
	Jahr	m	Anzahl	U/min	m ³ /s	MW	MW	m ³ /s			m+NN	m ³ ·10 ⁶	MWh	m+NN
Häusern	1931	205	4	333	80	120	106	40	Schluchsee		930,00	108,0	136840,0	888,00
										Schwarza-becken	723,00	1,3		711,00
Witznau	1943	250	4	333	120	220	130	40	Schwarza-becken Altbcken Mettna-becken		723,00	1,3	1173,8	711,00
											736,50	2,2	1986,2	720,00
											717,50	1,57	1428,8	691,00
										Witznau-becken	474,50	1,35		456,00
Waldshut	1951	160	4	250	140	160	80	40	Witznau-becken		474,50	1,35	476,1	456,00
										Rheinstau-raum des Rheinkraft-werk Alb-bruck-Dogern	310,82	1,0		310,32
										Aubecken	310,82	2,2		300,82
Säckingen	1966	413	4	600	96	370	280	64	Eggberg-becken		700,00	2,1	2064,0	679,00
										Rheinstau-raum Säckingen	289,28	1,0		288,53
										Rheinstau-raum Hybung-Schwarstadt	280,72	1,0		280,32
Wehr	1975	626	4	600	160	980	990	144	Hornberg-becken		1048,00	4,4	6628,0	1012,00
										Wehrbecken	419,00	4,1		395,00

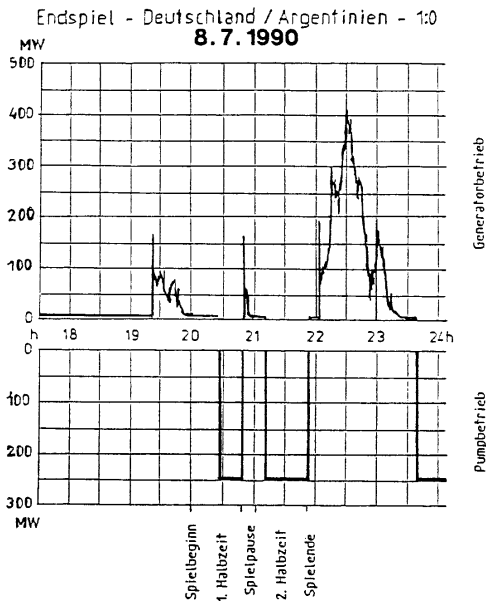


Bild 4: Beispiel für Turbinen- und Pumpbetrieb der Maschinensätze A9 und A10 im Kavernenkraftwerk Wehr

620 m genutzt. In den beiden Pumpspeicherkraftwerken Säckingen und Wehr, der sogenannten Hotzenwaldgruppe, wird von künstlich angelegten Oberbecken beim Kraftwerk Säckingen ein Gefälle von 410 m, beim Kraftwerk Wehr von 650 m erreicht.

Die beiden Hotzenwaldkraftwerke sind als Kavernenkraftwerke in den Berg hinein gebaut, um einen möglichst hohen Wirkungsgrad der Turbinen zu erreichen.

Die Kenndaten der genannten Kraftwerke sind in *Tafel 1* aufgeführt.

Die Schluchseewerk AG stellt der RWE Energie AG und der Badenwerk AG in diesen fünf Pumpspeicherkraftwerken eine maximale Regelleistung von 1840 MW im Turbinenbetrieb zur Verfügung. Der Begriff „Regelleistung“ drückt aus, daß die Maschinensätze des Schluchseewerks in der Lage sind, ihre Leistung laufend dem Belastungsgrad der Netze anzupassen und so dafür zu sorgen, daß zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie Gleichgewicht besteht.

In der Lastverteilerwarte des Schluchseewerks werden die Befehle der RWE Energie AG und der Badenwerk AG für das Zu- und Abschalten von Regelleistung koordiniert (*Bild 3*).

3 Turbinen- und Pumpbetrieb

Bei der Auswahl der Regelmotoren (Turbinen) sind neben wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Wasserstände und Energieinhalte der 14 Speicherseen, die natürlichen Zuflüsse und deren voraussichtliche Entwicklung sowie die Forderung der Rheinkraftwerke und der Rheinschiffahrt am Hochrhein nach einem ausgeglichenen Rheinabfluß von Bedeutung.

Die ausgewählten Maschinen werden ferngesteuert angefahren und passen unter Führung der Leistungsfrequenzregelung laufend ihre Leistung dem Belastungsgrad an.

In jedem der fünf Kraftwerke sind vier Maschinensätze installiert. Diese Maschinensätze können schnell von einer Betriebsart in eine andere Betriebsart wechseln. Der Übergang, z.B. zum Stillstand in den Generatorbetrieb, dauert etwa 60 Sekunden. Die kurzen An- und Abstellzeiten der Maschinensätze erlauben, stets rechtzeitig die notwendige Regelleistung anzubieten. Ein Beispiel für den wechselnden Turbinen- und Pumpbetrieb zeigt *Bild 4* mit dem Leistungsdiagramm der beiden Maschinen A9 und A10 im Pumpspeicherwerk Wehr am Abend des 8. Juli 1990.

In den Kraftwerken empfängt eine Maschinenautomatik die Einsatzbefehle aus der Lastverteilung Kühmoos und steuert die Maschinen in die gewünschte Betriebsart. Der Bela-

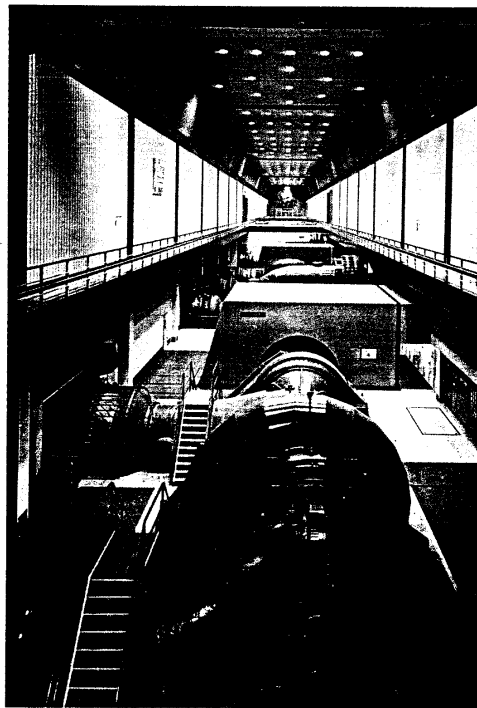


Bild 5: Blick in die Maschinenhalle des Kavernenkraftwerkes Wehr

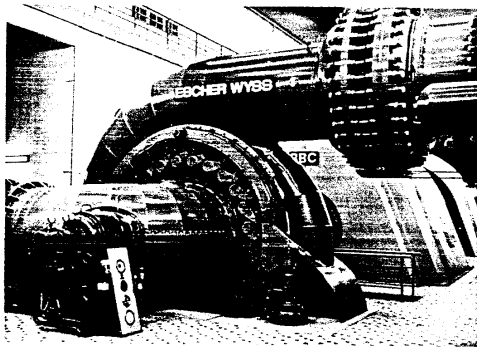


Bild 6: Blick auf eine der vier Maschinensätze im Pumpspeicherwerk Wehr

und 6 enthalten Ansichten der Maschinenhalle und eines Maschinensatzes vom Kavernenkraftwerk Wehr.

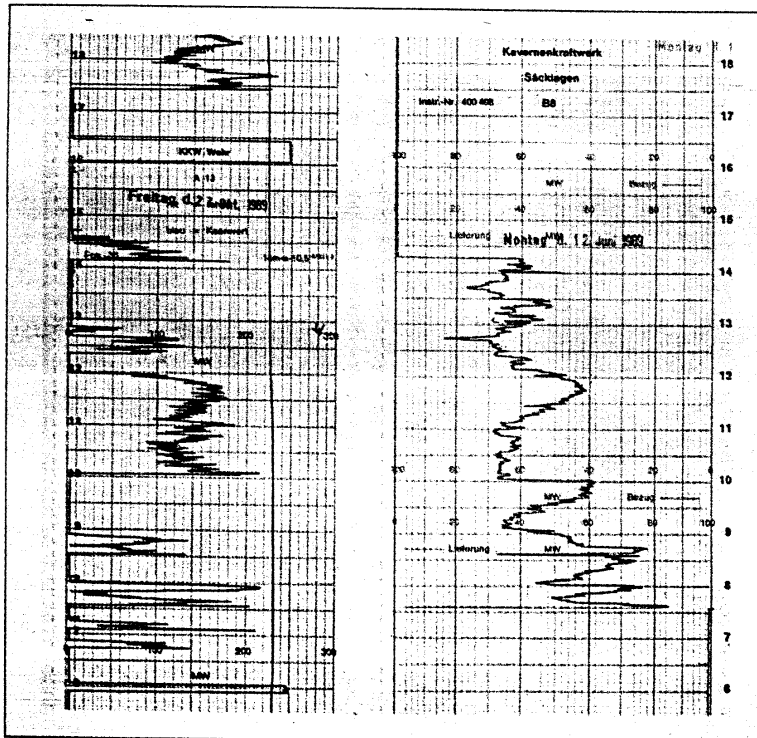
4 Belastungsgrad und Lastwechsel

Bei Betrieb unter der Führung des Belastungsgrades müssen die Maschinen im Laufe eines Tages mehrfach angefahren und abgestellt werden. Eine Maschine im Kraftwerk Wehr führte z.B. am 27. Oktober 1989 28 Betriebsartenwechsel aus. Im Jahre 1989 wechselten die 20 Maschinen-

stungsgrad wirkt auf den Leitapparat und regelt somit über den Turbinendurchfluß die Leistung der Maschinen. Die Kraftwerke sind so ausgelegt, daß die Leistung der Maschinen den Änderungen des Belastungsgrades unverzüglich folgen kann. Für eine Leistungsänderung von 0 MW bis Vollast werden nur 30 Sekunden benötigt. Die Bilder 5



Bild 8: Luftbild vom Oberbecken Hornberg des Pumpspeicherwerkes Wehr



Leistungsdiagramm der Maschine A10 im Kavernenkraftwerk Wehr am Freitag, dem 27. Oktober 1989

Leistungsdiagramm der Maschine B8 im Kavernenkraftwerk Säckingen am Montag, dem 12. Juni 1989

Bild 7: Leistungsdiagramm für den Maschinensatz A10 im Kavernenkraftwerk Wehr am 27.10.1989 und für den Maschinensatz B8 im Kavernenkraftwerk Säckingen am 12.06.1989

sätze des Schluchseewerkes über 48 000mal die Betriebsart. Der Anteil der Kurzeinsätze in den letzten Jahren stieg stetig an. 1989 dauerten 47% der Einsätze im Turbinenbetrieb weniger als 15 Minuten. Auch während eines Einsatzes im Turbinenbetrieb hat der Maschinensatz keine „Ruhe“. Laufend muß die Leistung durch „Lastwechsel“

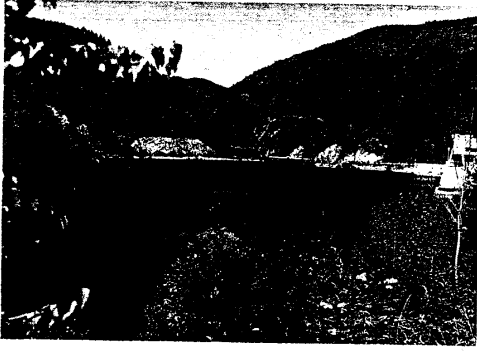


Bild 9: Ansicht vom Unterbecken Wehra des Pumpspeicherwerkes Wehr

dem Belastungsgrad angepaßt bzw. nachgeregelt werden. 1989 waren dies über drei Milliarden Lastwechsel!

In Zuordnung zu der Darstellung von Bild 1 (Belastungsgrad zweier Versorgungsnetze) vermittelt Bild 7 die ent-

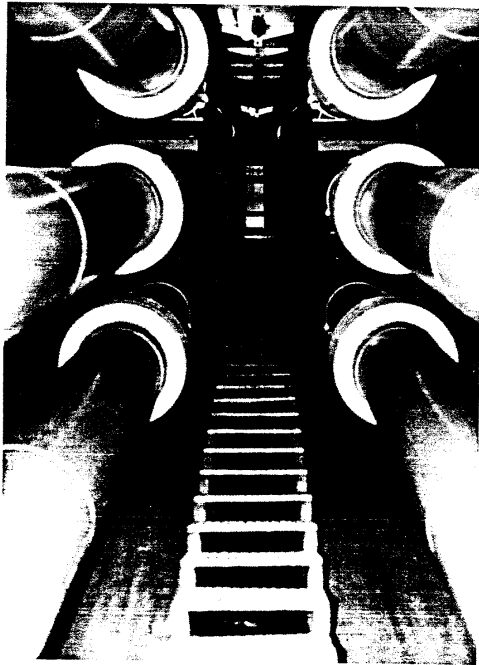


Bild 10: Energieableitung vom Kraftwerk zur jeweiligen Übergabestation

sprechenden Leistungsdiagramme der zur Bedarfsdeckung mit herangezogenen beiden Maschinensätze in den Kavernenkraftwerken Wehr und Säckingen.

Häufige Betriebsarten- und Lastwechsel bedeuten häufige Änderungen der Wasserströme. Zu jedem Kraftwerk gehört ein Oberbecken, in dem der Energievorrat in Form von Wasser gespeichert ist. In einem unterwasserseitigen Becken wird das unregelmäßig anfallende Turbinenwasser gesammelt. 1989 wurden auf diese Weise 1523 Mio. m³ Wasser bewirtschaftet. Als Beispiele zeigen Bild 8 das Oberbecken Hornberg und Bild 9 das Unterbecken Wehra des Pumpspeicherwerkes Wehr.

5 Energieableitung

Die Energieableitung der Kavernenkraftwerke Säckingen und Wehr erfolgt über Kabel bzw. SF6-Ableitungen, die bis zu den Übergabestationen in Stollen verlegt sind (Bild 10).

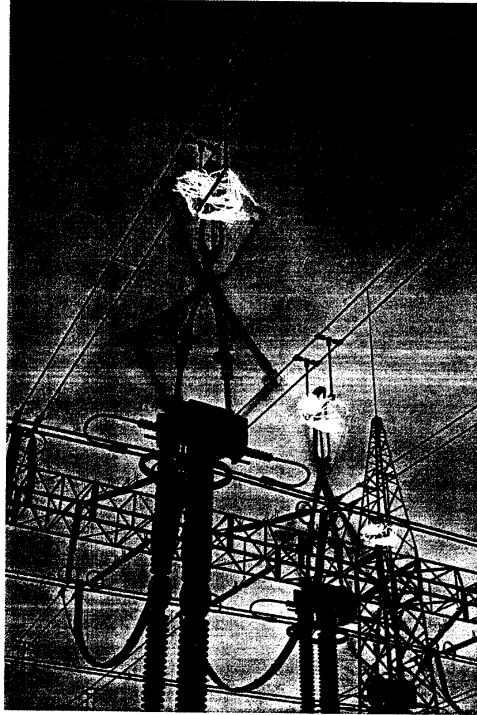


Bild 11: Ausschnitt aus der Schaltanlage Kühmoos

Von den Übergabestationen wird die elektrische Energie auf Freileitungen zur Schaltanlage Kühmoos transportiert (Bild 11). Die Kraftwerke Häusern, Witznau und Waldshut der Werksgruppe Schluchsee sind über 110-kV-Freileitungen mit den Schaltanlagen Gurtweil und Tiengen verbunden.

Die RWE Energie AG und die Badenwerk AG nehmen in den Schaltanlagen Gurtweil, Tiengen und Kühmoos die Re-

gelenergie des Schluchseewerks ab. So schließt sich der Kreis zwischen der Inanspruchnahme elektrischer Leistung durch die Verbraucher und der Regulierung durch die Regelkraftwerke.

Sinkender Verbrauch wird durch die gleiche Wirkungskette reguliert. Zunächst steigt die Frequenz. Die primäreregelten Kraftwerke vermindern ihre Leistungsabgabe und stellen so in einem ersten Schritt den Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung her. In diesem Zwischenzustand liegt die Frequenz über der Sollfrequenz, und die Austauschleistungen unter den einzelnen Energieversorgungsunternehmen weichen von ihren Sollwerten ab. In einem zweiten Schritt verkleinert der Leistungsfrequenzregler des

für den Rückgang des Verbrauchs zuständigen Energieversorgungsunternehmens seinen Belastungsgrad. Die angeschlossenen Regelmaschinen folgen dem Belastungsgrad und verringern ihre Leistung. Dabei sinkt die Frequenz auf ihren Sollwert.

Alle primäreregelten Maschinen vergrößern nun ihre Leistung wieder auf den Ausgangswert. Dabei stellen sich die vereinbarten Austauschleistungen wieder ein.

Anschrift des Verfassers: Dipl.-Ing. Heinz G. Dickgießer, Mitglied des Vorstands der Schluchseewerk AG und der Rheinkraftwerk Albruck-Dogern AG, Rempartstr. 12 bis 16, D-7800 Freiburg im Breisgau

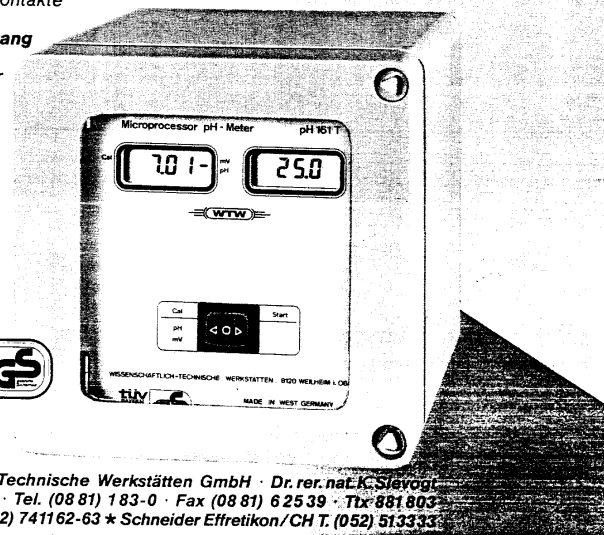
Warum kaufen Sie zwei Meßumformer – obwohl es das pH 161 T von WTW gibt



Wir bieten die kostengünstige Alternative – gleichzeitig pH und Temperatur mit nur einem Meßumformer zu erfassen.

- parallele Anzeige für pH und Temperatur
- parallele Schreiberansgänge für pH und Temperatur
- modernste Mikroprozessor-Technik mit **Eichautomatik (DBPa)**
- automatische Temperaturkompensation
- robustes, spritzwasserdichtes Feldgehäuse (IP 65)
- wahlweise zwei Min./Max.-Grenzkontakte
- höchste Betriebssicherheit durch **niederohmigen Signalweg**
- **SensoLyt®**-pH-Armatur mit integriertem Temperaturmeßfühler und **niederohmiger Signalübertragung**

Bitte fordern Sie unseren Katalog »Meßumformer und Sensoren« an.



Wissenschaftlich-Technische Werkstätten GmbH · Dr. rer. nat. K. Slevogt
D-8120 Weilheim · Tel. (08 81) 183-0 · Fax (08 81) 6 25 39 · Tlx 881 803
WTW: Wien T. (0222) 741162-63 * Schneider Effretikon/CH T. (052) 513333