

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 76 (1984)
Heft: 7-8

Artikel: Die Zuverlässigkeit amerikanischern Wasserkraftwerke und Pumpspeicheranlagen
Autor: Hartmann, Otto
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-941208>

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: 10.02.2026

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

Die Zuverlässigkeit amerikanischer Wasserkraftwerke und Pumpspeicheranlagen

Otto Hartmann

Zusammenfassung

Es wird über die wesentlichen Ergebnisse einer Studie berichtet, welche 1982/1983 im Auftrag des Electric Power Research Institute (EPRI) durchgeführt wurde. Die Studie stützt sich auf die Auswertung statistischer Ausfalldaten und auf die eingehende Befragung des Betriebspersonals in 28 Anlagen. Der ausführliche Studienbericht kann bei EPRI¹ bezogen werden.

Summary: Reliability of United States hydro power plants

The major results of a study are presented which was carried out 1982/83 under contract with the Electric Power Research Institute (EPRI). The study approach was based on the evaluation of statistical outage-data and on a site investigation where operating personnel in 28 hydro power plants was interviewed. The extensive study report is available from EPRI¹.

Résumé: Sûreté de l'exploitation d'usines hydro-électriques aux Etats-Unis

L'article suivant présente les principaux résultats d'une étude réalisée en 1982/83 à la demande de l'Electric Power Research Institute (EPRI). L'étude se base d'une part sur l'évaluation de données statistiques d'exploitation et d'autre part sur une enquête détaillée auprès du personnel de 28 centrales. L'important rapport relatif à ces études peut être obtenu par EPRI¹.

Einleitung

Hydraulische Anlagen werden im allgemeinen als sehr zuverlässig betrachtet, zumindest im Vergleich zu thermischen Anlagen zur Elektrizitätserzeugung. Die heutige Situation, gekennzeichnet durch zunehmenden Kostendruck und vielfältige Schwierigkeiten bei der Erstellung von Neuanlagen, führt zur Forderung nach erhöhter Ausnützung und mithin erhöhte Zuverlässigkeit der vorhandenen Kapazitäten, auch bei Wasserkraftwerken und Pumpspeicheranlagen. Hinzu kommt als spezifisch amerikanische Eigenheit eine komplexe staatliche Reglementierung der Tarifgestaltung der privaten Elektrizitätsgesellschaften, welche repräsentative und zuverlässige Daten über die Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen und über die erforderliche Reservehaltung benötigt. Die vorhandenen statistischen Unterlagen vermögen diese Anforderungen, wie im weiteren noch ausgeführt werden wird, nur recht unvollkommen zu erfüllen; sie geben überdies kaum Aufschluss über die näheren Umstände und Gründe, welche zu Ausfällen führen, und erlauben keine Rückschlüsse auf Möglichkeiten zur Verbesserung. Dieser Problemkreis sollte in einer grundlegenden Studie abgeklärt werden. Im folgenden wird das Vorgehen kurz erörtert und dann auf die Ergebnisse näher eingegangen.

Datenbeschaffung

Als erster, wichtigster und auch aufwendigster Schritt der Studie ist die Datenbeschaffung anzusehen. Neben der einschlägigen technischen Literatur wurden im einzelnen ausgewertet:

¹ EPRI EM-3435, Electric Power Research Institute, Post Office Box 10412, Palo Alto, CA 94303 USA

1. Die Informationen über Vorfälle an Dämmen und Stauauern, welche die US Commission on Large Dams (US-COLD) als Teil einer weltweiten Umfrage der International Commission on Large Dams (ICOLD) gesammelt hat.
2. Die statistischen Daten, welche beim North American Electric Reliability Council (NERC) zur Verfügung standen. NERC ist die einzige Organisation in den Vereinigten Staaten, welche systematisch und über eine Dauer von mehr als 10 Jahren Ausfalldaten von amerikanischen Wasserkraftwerken und Pumpspeicheranlagen sammelt und auswertet. Ein wesentlicher Vorteil ist, dass die NERC-Daten auf Magnetband gespeichert sind und so auf relativ einfache Weise die Auswertung auf elektronischen Datenverarbeitungsmaschinen erlauben. Selbstverständlich werden in den Anlagen selbst Störungen und Reparaturen in den Betriebsrapporten festgehalten. In einigen grösseren Organisationen werden diese Angaben auch zentral registriert, meist jedoch in schriftlicher Form. Vor ihrer Benutzung hätten diese Daten erst in eine einheitliche Terminologie übersetzt und dann EDV-gerecht formuliert und eingegeben werden müssen, ein Vorhaben, welches im gegebenen Zeit- und Budgetrahmen von vornherein aussichtslos erschien, so dass man sich auf die NERC-Daten beschränkte. Einzelheiten schliesslich wurden beim Besuch von insgesamt 28 Wasserkraftwerken und Pumpspeicheranlagen erhoben. Dabei wurden Fragebogen verwendet, die den Kraftwerksgesellschaften vorher zugestellt wurden, um sie über den Inhalt zu informieren. Ausgefüllt wurden die Fragebogen jedoch an Ort von einer Studiengruppe, bestehend aus je einem Bau-, Maschinen- und Elektroingenieur, im Gespräch mit dem Betriebspersonal sowie aufgrund von Konstruktionszeichnungen, Betriebsanweisungen der Hersteller und anderen Unterlagen. Die Auswahl der besuchten Anlagen erfolgte in erster Linie nach dem Turbinentyp. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Hauptdaten. Es wurde außerdem versucht, verschiedene Altersgruppen zu erfassen. Nach Möglichkeit wurden Anlagen ausgewählt, deren Betreiberorganisationen Mitglieder des EPRI sind und deren Daten im Rahmen der NERC-Statistik erfasst werden. Aus Kostengründen schliesslich drängte sich eine geographische Gruppierung auf. Es wurde eine Gruppe von Anlagen im Nordosten der USA besucht, eine Gruppe im Tennessee Valley, eine dritte Gruppe in Kalifornien und eine vierte Gruppe schliesslich im Nordwesten der USA. Trotzdem ergab sich angesichts der Weitläufigkeit der Vereinigten Staaten und der Abgelegenheit der Anlagen doch ein erheblicher Aufwand an Reisezeit. Für ähnliche Untersuchungen mag es von Interesse sein, dass bei einer Gesamt-

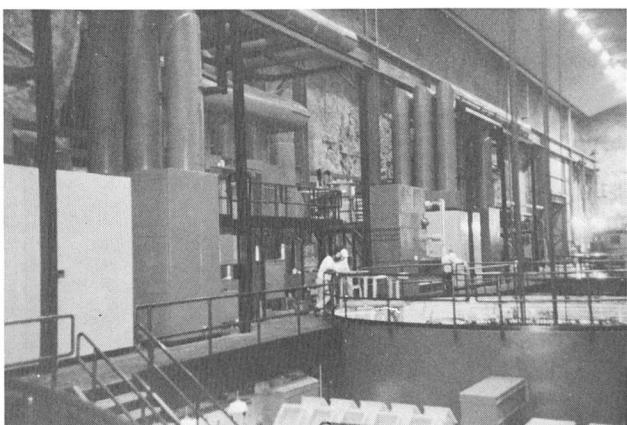


Bild 1. Blick in die Kaverne eines grossen Pumpspeicherwerkes (Raccoon Mountain, Tennessee, 4 x 380 MW). Man erkennt die Generator-Schalter und -Ableitungen. Die Kavernenwände sind unverkleidet.

(alle Photos vom Verfasser)

Tabelle 1. Hauptdaten der Wasserkraftanlagen, die in Untersuchungen miteinbezogen wurden / Field survey plant characteristics.

	<u>Plant, Units</u>	<u>Commissioning Year</u>	<u>No. of Units</u>	<u>Unit Size MW</u>	<u>Head ft</u>	<u>Speed RPM</u>	<u>Turbine Manufacturer</u>	<u>Generator Manufacturer</u>	<u>NERC GADS Contributor</u>	<u>Remarks</u>
PLANTS HAVING PUMP TURBINES	Northfield 1-4	1972	4	250	745	257	BLH	GE	X	
	Bear Swamp 1, 2	1974	2	300	720	225	HIT	TO	—	
	Yards Creek 1-3	1965	3	149	750	240	BLH	GE	X	
	Muddy Run 1-8	1967	8	110	410	180	BLH	WH	X	
	Raccoon 1-4	1978	4	386	1,020	300	AC	AC/SI	—	
	Castaic 1-6	1973-1978	6	235	1,000	257	HIT	ASEA	X	
	San Luis 1-8	1969	8	54	327	120/150	HIT	GE	—	
	Hyatt 2, 4, 6	1968	3	132	590	189	AC	WH	—	
PLANTS HAVING AXIAL TURBINES	Safe Harbor 2, 4, 6 1, 3, 5, 7	1932 1932	3 4	31 31	55 55	109 109	SMS BLH	WH GE	X X	Two Floods
	Conowingo 8-11	1964	4	65	86	120	AC	WH	X	Fixed Blade
	Chickamauga 1-4	1942-1952	4	30	52	75	IPM	AC	—	
	Ft. Lauderdale 1-4	1943-1951	4	35	70	106	IPM	AC	—	
	John Day 1-16	1968-1971	16	135	83	90	BLH	GE	—	
	The Dalles 1-14 15-22	1957-1960 1972/1973	14 8	90 103	88 88	85 80	BLH BLH	GE GE	— —	
	Bonneville 1-10 11-18 19/20	1936-1943 1981-1983 1982	10 8 2	48 66 13	50 52 59	75 69 156	SMS AC EW	GE GE n.k.	— — —	
	Conowingo 1, 2, 5, 6 3, 4, 7	1928 1928	4 3	38 39	89 89	82 82	AC IPM	GE WH	X X	
PLANTS HAVING FRANCIS TURBINES	Hoover N1-8 A1-7	1936-1961	15	85	500	180	AC BLH NNS	AC WH GE	— X —	
	Belden 1	1969	1	116	690	225	BLH	AC	X	
	Rock Creek 1, 2	1950	2	54	481	240	NNS	WH	X	
	Poe 1, 2	1958	2	56	421	225	PEL	GE	X	
	Hyatt 1, 3, 5	1968	3	141	592	200	AC	WH	—	Thrust Bearing
	Oxbow 1-4	1961	4	53	115	95	NNS	WH	X	Out-of-Phase Switching
	Brownlee 1-4 5	1958 1980	4 1	105 265	235 235	128 100	SMS HIT	WH HIT	X —	
	Hells Canyon 1-3	1969	3	143	210	120	NNS	WH	X	
IMPULSE TURBINES	Round Butte 1-3	1964	3	85	315	180	AC	AC	X	
	Pelton 1-3	1958	3	38	150	138	SMS	GE	X	
	Balch 2, 3	1958/1959	2	50	2,293	400	PEL	AC	X	
	Haas 1, 2	1958/1959	2	68	2,324	400	PEL	WH	X	
CARIBOU 4, 5	Caribou 4, 5	1958	2	56	1,110	240	AC	GE	X	
	Castaic 7	1973	1	50	1,000	225	EW	n.k.	X	

Legende der Turbinenhersteller: AC: Allis Chalmers; AC/SI: Allis Chalmers/Siemens; BLH: Baldwin Lima Hamilton; DE/WIL: Dominion Engineering/Willamette; EW: Escher Wyss; GE: General Electric; HIT: Hitachi; IPM: I. P. Morris; NNS: Newport News Shipbuilding; PEL: Pelton Water Wheel; SMS: S. Morgan Smith; TO: Toshiba; WH: Westinghouse.

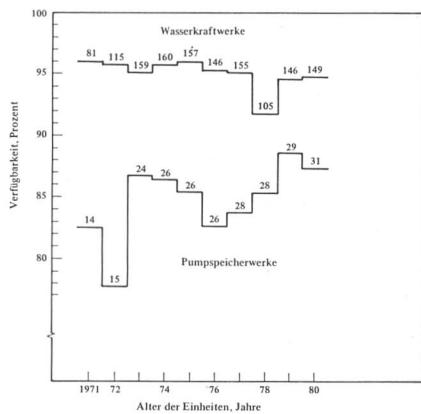


Bild 2, links. Durchschnittliche Verfügbarkeit in den Jahren 1971 bis 1980. Die Zahlen über den Kurvenzügen geben die jeweils erfasste Anzahl Maschinengruppen an.

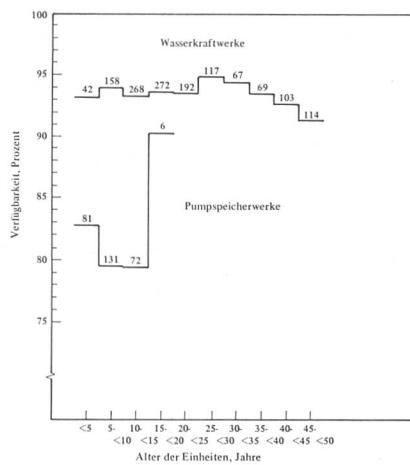


Bild 3, rechts. Durchschnittliche Verfügbarkeit in Abhängigkeit vom Alter der Einheiten. Die Zahlen über den Kurvenzügen entsprechen der Anzahl Gruppen × Jahre in der jeweiligen Altersklasse.

dauer von 6 Wochen etwa 3 bis 4 Stunden pro Anlage für die eigentliche Befragung zur Verfügung standen. Dies kann aufgrund der Erfahrungen dieser Studie als ausreichend betrachtet werden, vor allem dann, wenn auf Betreiberseite ebenfalls drei Fachleute zur Verfügung standen, so dass die Befragung simultan durchgeführt werden konnte.

Selbstverständlich kann die Auswahl der untersuchten Anlagen nicht als repräsentativ im Sinne statistischer Methodik gelten; auch die Durchführung der Befragung weist sicherlich, gemessen an den Regeln statistischer Erhebungen, verschiedene Mängel auf. Statistische Genauigkeit war aber auch nicht angestrebt. Vielmehr sollte der Versuch unternommen werden, die wesentlichen Grundzusammenhänge zwischen Auslegung und Konstruktion, Betrieb und Unterhalt und deren Auswirkung auf das Betriebsverhalten und die Zuverlässigkeit festzustellen und wenn möglich eine Beziehung zu den statistischen Daten herzustellen. Dies kann, unter Berücksichtigung der zeitlichen und finanziellen Rahmenbedingungen, als erfüllt betrachtet werden.

Ergebnisse der statistischen Auswertung

Das Datenmaterial von NERC wurde mittels Computer nach verschiedenen Gesichtspunkten und Parametern sortiert und analysiert. Die Sortierung erfolgte beispielsweise nach Turbinentyp, Hersteller, Fallhöhe, Leistungsklasse und Alter. Als recht aufschlussreich erwies sich eine Sortierung nach Störungshäufigkeit, in der alle Einheiten erfasst wurden, die in irgendeinem Kalenderjahr mehr als 15% Zeit-Nichtverfügbarkeit aufwiesen. Die Statistik umfasst die Jahre 1971–1981. Sie enthält auch ältere Anlagen, doch reichen die Erhebungen nicht wesentlich über 1971 zurück.

Statistische Verfügbarkeit der Anlagen

Die Verfügbarkeit von konventionellen Wasserkraftwerken erreicht beinahe 95%. Dieser Durchschnittswert ist als hoch zu betrachten, muss doch eine erhebliche Anzahl von Anlagen darüber liegen, also schon nahe bei 100%, um den negativen Effekt einiger weniger Ausreisser auszugleichen, die erheblich unter dem Durchschnitt liegen.

Pumpspeicherwerke zeigen eine niedrigere Verfügbarkeit. Der Wert pendelt um etwa 85% (Bild 2). Die Anzahl der erfassten Einheiten ist erheblich geringer und die Streuung dementsprechend grösser als bei den konventionellen Anlagen.

Mit zunehmendem Alter der Einheiten nimmt die Zuverlässigkeit nur wenig ab. 40 bis 50 Jahre alte Maschinen erweisen sich als beinahe ebenso zuverlässig wie neue (Bild 3). Die eingehende Analyse legt allerdings zwei Einschränkungen nahe: Einmal erfolgt ein Einbruch der Verfügbarkeit nach 15 bis 30 Jahren, der sich bei 40 bis 60 Jahren wieder-

holt. Dies weist auf eine grosse Revision oder Grossreparatur in Zeitschnitten zwischen 15 und 30 Jahren hin, eine Beobachtung, die auch durch die Erhebung in den Anlagen bestätigt wurde. Zum zweiten scheinen die moderneren und grösseren Pumpspeicheranlagen aus den letzten 10 bis 12 Jahren zuverlässiger zu sein als die älteren, heute mehr als 15 Jahre alten Anlagen. Hier scheint eine generelle Steigerung der Zuverlässigkeit, insbesondere der elektromechanischen Einrichtung, Platz gegriffen zu haben.

Die Analyse nach anderen Gesichtspunkten erwies sich als wenig aufschlussreich. Hier spielt vor allem die relativ geringe Anzahl erfasster Anlagen eine Rolle, welche bei weiterer Aufteilung rasch zu einer so geringen Anzahl innerhalb der Untergruppen führt, dass die Streuung sehr gross und das Ergebnis wenig aussagefähig wird. Dies gilt insbesondere auch für eine Unterteilung nach Herstellern, wobei erschwerend hinzukommt, dass im Laufe der Zeit einzelne Hersteller verschwunden oder in anderen aufgegangen sind, während neue Hersteller hinzukamen, die in der Statistik nur als «Andere» figurieren, also keine Rückschlüsse im einzelnen erlauben. Eine andere Schwierigkeit liegt in der Überschneidung verschiedener Einflüsse. Beispielsweise sind die erfassten Kaplan-turbinen im Durchschnitt wesentlich älter als die anderen Anlagetypen. Trotzdem lässt das vorhandene Datenmaterial den Schluss zu, dass Mittel- und Hochdruckanlagen tendenziell zuverlässiger sind als Niederdruckanlagen, was mit den bei abnehmender Fallhöhe stark zunehmenden Dimensionen bei gleicher Leistung erklärt werden könnte.

Störungsarten und Ursachen

Die Feststellung der wesentlichen Störungsarten und Ursachen stützt sich weitgehend auf die Ergebnisse der Anlagenbesichtigungen. Obwohl die NERC-Statistik Ausfall-

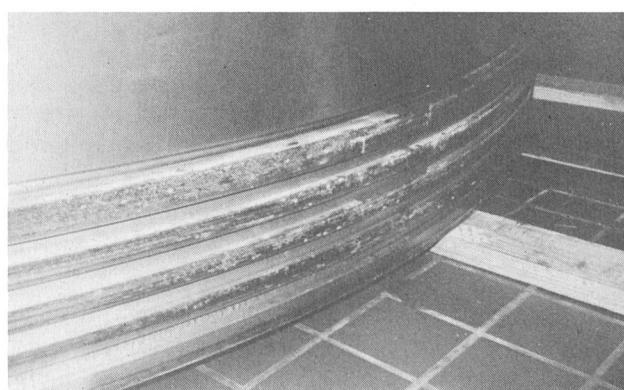
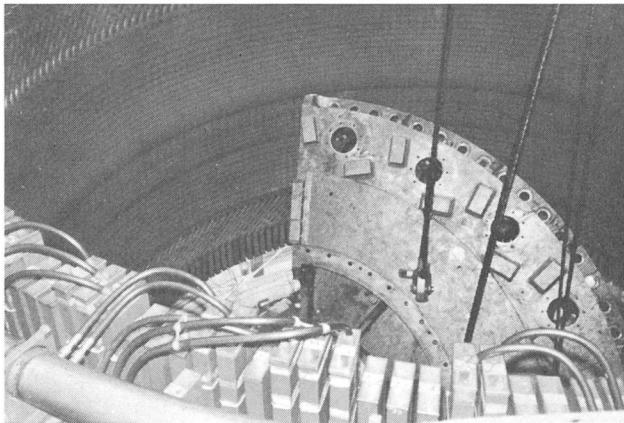
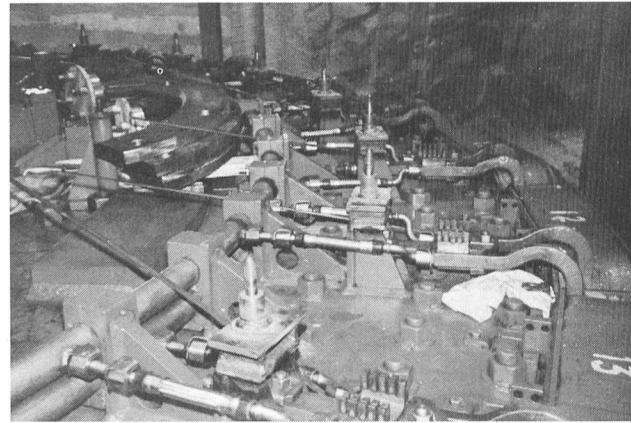


Bild 4. Der untere Spalttring ist am Laufrad aufgeschrumpft. Wenn er sich lockert (was im Bild nicht zu erkennen ist), muss die ganze Pumpturbine demontiert werden.



Bilder 5 und 6. Da eine Zwischenwelle fehlt, muss nicht nur die Pumperturbine selbst, sondern auch der Motorgenerator demontiert werden. Die Statorbohrung ist nicht gross genug, um den Ausbau des Turbinendeckels im ganzen zu ermöglichen – eine weitere Komplikation. Hier (Bild 5)



wird gerade eine Hälfte des Turbinendeckels hochgezogen. Im Vordergrund erkennt man Schlauchverbindungen und Zuführungsrohre zur wassergekühlten Statorwicklung. Vibratoren verursachen hier häufig Störungen, ebenso an der direkt wassergekühlten Rotorwicklung (Bild 6).

gründe und die zugehörige Ausfallzeit nach bestimmten Codes erfasst, zeigten sich hier grundsätzliche Mängel, auf die nachstehend eingegangen wird, weil sie für ähnliche Untersuchungen von Interesse sein könnten.

Die Schwierigkeit beginnt bereits bei der Definition der Störung an sich. Gerade für Wasserkraftanlagen sind nicht plötzliche Störungen durch akutes Versagen eines Teils kennzeichnend, sondern langsame Abnutzung durch Kavitation, Erosion, Vibration, Alterung, Koronaentladungen und ähnliche Erscheinungen, welchen durch periodische Instandstellungen begegnet werden muss. Geplante Überholungen, wobei eine Vielzahl von Elementen instand gesetzt wird, machen denn auch den grössten Teil der Ausfallzeiten aus, und es ist naturgemäß schwierig, diese Zeiten einzelnen Elementen und Ursachen zuzuordnen. Statistisch landen alle diese Ausfälle im grossen Topf der allgemeinen Ursachen und sind damit einer näheren Analyse nicht mehr zugänglich. In der Tat überwiegen in der NERC-Statistik die Codes «Turbine allgemein», «Generator allgemein» und «äussere Ursache» bei weitem die einzelnen Komponenten und Ursachen zugeordneten und mithin analysierbaren Ausfallzeiten. Weitere Überschneidungen ergeben sich dadurch, dass bei erzwungenem oder verzögertem Ausfall infolge einer Komponente der Stillstand benutzt wird, um auch andere Elemente zu überholen oder zu ersetzen. Dies kann zu einer Verschiebung zwischen den Ausfallarten führen. Muss eine Einheit wegen erzwungener Ausfälle häufig ausser Betrieb genommen werden, so kommt es möglicherweise eine Zeitlang gar nicht mehr zu geplanten Überholungen. Umgekehrt haben diese natürlich den Sinn und auch die Wirkung, erzwungene Ausfälle möglichst zu vermeiden. Andere Mängel wiederum, wie beispielsweise Undichtheiten an einem Wehr, verursachen zwar einen Wasser- und Energieverlust, beeinträchtigen aber die Funktionstüchtigkeit des Organs nicht, so dass hier die Definition einer Störung im Sinne der Ausfallstatistik überhaupt versagt. Auch bei erzwungenen Ausfällen handelt es sich meist um mehrere Ursachen und der letzte, das Versagen schliesslich auslösende Grund, war nur der Tropfen, der das Fass zum Überlaufen bringt. Selbst hier, wo Ursache und Wirkung auf den ersten Blick klar zu sein scheinen, liegen doch meistens recht komplexe Zusammenhänge zugrunde, so dass die statistische Zuordnung einer gewissen Willkür unterliegt.

Schliesslich soll nicht unerwähnt bleiben, dass sich bei der statistischen Analyse mannigfache Fehler des Datenmaterials recht unangenehm bemerkbar machten, die in der Ge-

staltung der Erfassungsformulare und im Fehlen einer systematischen Überprüfung der Daten lagen. Die erwähnten Unzulänglichkeiten waren beim NERC nicht unbekannt und hatten bereits vor Beginn dieser Studie zu einer Überarbeitung und Verfeinerung der Datenerfassung geführt. Die Erfahrungen aus dieser Studie (es handelte sich um die erste eingehende Benutzung des Datenmaterials) wurden in Empfehlungen niedergelegt, deren Einführung in das Datenerfassungssystem im Gange ist. Die Aussagekraft jeder Statistik beginnt mit der richtigen Erfassung der Ausgangsdaten. Hierzu ist es nötig, dass die einzelnen Klassifikationen klar und unmissverständlich umschrieben werden und auf die konkreten Bedürfnisse zugeschnitten sind. Beispielsweise hat es sich in diesem Fall als nachteilig erwiesen, dass für die Erfassung der Wasserkraftgeneratoren Datenblätter für Turbogeneratoren verwendet worden sind. Eine Überprüfung der Daten, verbunden mit Plausibilitäts- tests, ist unerlässlich, bevor sie der Statistik eingefügt werden. Nachträgliche Fehlersuche gestaltet sich ausserordentlich mühsam, soweit sie überhaupt noch möglich ist.

Ergebnisse der Anlagenbesichtigungen

Aus diesen Gründen stützen sich die nachfolgenden Angaben über Ausfallursachen im wesentlichen auf die Ergebnisse der Anlagenbesichtigungen. Dies auch deshalb, weil selbst die perfektste Statistik nur begrenzt konstruktive Einzelheiten, betriebliche Beanspruchungen sowie Näheres über Unterhalt und Wartung zu erfassen vermag. Diese Faktoren aber sind es, die letztlich das Betriebsverhalten entscheidend beeinflussen.

Aufgrund der Anlagenbesichtigungen ergibt sich folgendes generelle Bild, wobei als massgeblich nicht nur Ausfälle im Sinne der Zuverlässigkeitstheorie betrachtet wurden, sondern auch Mängel und Schwierigkeiten, die nicht unmittelbar zu Betriebsstillständen geführt haben.

Bauliche Anlagen

Die baulichen Anlagen verursachen im allgemeinen wenig betriebliche Probleme. Sie sind gewöhnlich gut konstruiert und mit reichlichen Sicherheitszuschlägen ausgeführt. Dammbrüche sind sehr selten, doch ergeben sich schwerwiegende Konsequenzen, unter Umständen der vollständige Verlust der Kraftwerksanlagen (Bouldin Dam, 1975, Teton Dam, 1976). Weniger dramatische Ereignisse (zum Beispiel Rutschungen, Risse in Staumauern, Undichtheiten, Erosion und Kavitation in Hochwasserentlastungsanlagen) erfordern kostspielige Reparaturen, ohne jedoch

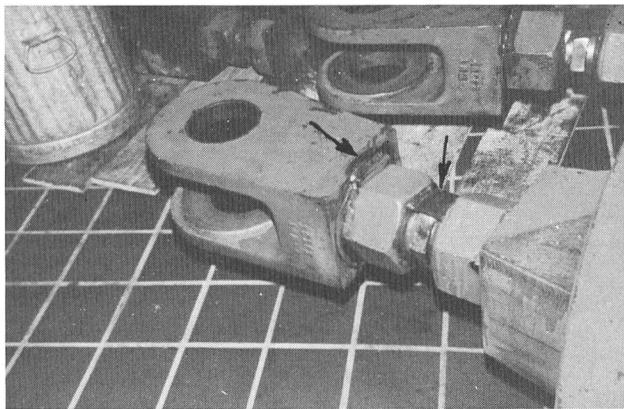


Bild 7. Starke Vibrationen machten das Verschweißen der Stellschrauben an den Leitschaufellkern dieser Pumpturbine erforderlich (siehe Pfeile).

normalerweise die Energieproduktion zu beeinträchtigen. Bis nach dem Zweiten Weltkrieg ist häufig schlechte Betonqualität zu beobachten. Die Zusammensetzung der Betonzuschlagsstoffe wurde zu wenig kontrolliert und möglicherweise auch die Abbindezeiten nicht genügend eingehalten. Druckstollen werden nur minimal mit Stahl ausgekleidet. Bei guten Felsverhältnissen scheint dies aber kaum zu Problemen zu führen. Bei schlechtem Fels, ungenügender Rückhalteinrichtung und Spülung derselben können allerdings Steine im Betriebswasser zu Beschädigungen der Turbinen führen. Bruch einer Druckleitung erfolgte infolge übermässigen Druckanstieges durch Versagen eines Lüftungsventils. Bezeichnenderweise erfolgte der Bruch am Mannloch. Einbeulen der Stahlauskleidung durch äusseren Wasserdruk ist ebenfalls vorgekommen. Der Korrosionsschutz an Stahlbauteilen ist eher minimal und wird manchmal auch ganz weggelassen. Ebenso ist der Unterhalt häufig ungenügend, um einen ausreichenden Schutz gegen Korrosion zu gewähren. Beschädigung von Einlaufreichen durch Vibration ist selten, kommt aber vor allem bei Pumpspeicheranlagen vor. Übermässige Korrosion der Rechen ist häufiger und bereitet besonders dann Schwierigkeiten, wenn die Rechen fest einbetoniert sind. Die Rechenreinigungsmaschinen sind häufig nicht in der Lage, zeitweilig starken Schwemmgutangfall zu bewältigen. Dem Ge schwemmselproblem wird auch in Amerika beim Entwurf der Anlagen zu wenig Beachtung geschenkt.

Eine Niederdruckanlage wurde zweimal überflutet, einmal durch aussergewöhnliches Hochwasser bei einem Hurrikan, das zweite Mal durch Rückstau infolge einer Eisbarriere. Ein unterirdisches Pumpspeicherwerk wurde während der Montage unter Wasser gesetzt durch einen Fehler an der Steuerung eines Kugelschiebers. Die Möglichkeit solcher Ausnahmebedingungen sollte bei der Dimensionierung der Entwässerungseinrichtungen berücksichtigt werden. Die Schützen an Wehren und Hochwasserentlastungsanlagen funktionieren im allgemeinen gut, doch sind Wasserverluste infolge lecker Dichtungen recht häufig.

Mechanische Einrichtungen

Bei den Absperorganen zeigen sich nur wenig Probleme. Drosselklappen sind manchmal so undicht, dass die Unterhaltsarbeiten an den Turbinen erschwert werden. Bei Kugelschiebern sind die Konstruktion und das Material der Gummidichtungen an den metallischen Dichtungsringen von Bedeutung. Undichte Manschetten können gefährliche Druckschwingungen in der Druckleitung hervorrufen. Die Steuerung der druckleitungsseitig angeordneten Reparaturdichtung muss unbedingt «narrensicher» sein. Hier wur-

den nach dem oben erwähnten Unfall vielerorts Verbesserungen eingeführt.

Die Hilfsbetriebe (Kühlwasser, Druckluft, Ölversorgung, Entwässerung) sind weitgehend problemlos. Redundante Subsysteme sichern den Betrieb der Hauptgruppen auch während Wartungsarbeiten, Reparaturen oder Ersatz der Hilfseinrichtungen. Auf Schwächen der Entwässerungsanlagen wurde bereits hingewiesen.

Auch die Turbinenregler sind im allgemeinen sehr zuverlässig, wenn Verunreinigungen des Ölsystems unter Kontrolle gehalten werden. Bei elektronischen Reglern wurde temperaturabhängiges Fehlverhalten festgestellt. In einem Fall sind bei sehr hohem Regleröldruck Dichtheitsprobleme im System aufgetreten. Kaplanturbinen scheinen mehr Reglerprobleme zu verursachen, offensichtlich infolge der zusätzlichen Laufradverstellungseinrichtungen, die bei anderen Turbinentypen nicht existieren.

Freistrahlturbinen haben sich bei einigermassen sauberem Wasser als praktisch problemlos erwiesen. Bei Francisturbinen sind hydraulische Ursachen für die Mehrzahl der betrieblichen Schwierigkeiten verantwortlich. Kavitation ist ein weitverbreitetes Übel, ebenso Vibrationen und unruhiger Lauf sowie in manchen Fällen unzulässig hoher hydraulischer Axshub.

Saugrohrbelüftung wird häufig angewendet, um unruhigen Lauf zu verhindern, doch nicht immer mit Erfolg. Der Leitapparat funktioniert im allgemeinen zuverlässig, allerdings häufig mit erheblicher Undichtheit, was besonders dann zu fühlbaren Wasserverlusten führt, wenn das Absperrorgan während kürzerer Stillstandszeiten nicht geschlossen wird. Bei Pumpturbinen treten die erwähnten hydraulischen Schwierigkeiten in verstärktem Masse zutage. Nachträgliche Änderungen an den Laufrädern sowie die Reparatur von Rissen und erhebliche Kavitationsschweissungen sind häufig erforderlich. In einem Falle mussten die geschweißten Laufräder aus Kohlenstoffstahl durch gegossene, rostfreie Räder ersetzt werden, weil die Reparaturen der Risse und Kavitationsschäden ein untragbares Mass erreichten. Bezeichnenderweise sind die neuen rostfreien Räder in dieser Anlage seit 12 Jahren ohne Reparaturen in Betrieb. In praktisch allen Pumpspeicheranlagen gibt es Schwierigkeiten bei den transienten Vorgängen. Phasenschieberbetrieb kann in vielen Fällen nicht gefahren werden. Dies gilt auch für einige Francisturbinenanlagen. In zwei Pumpspeicheranlagen ist Pumpbetrieb bei maximalem Oberwasserstand nicht möglich, weil der instabile Bereich der Kennlinie erreicht wird. In einem Falle werden zwei der acht Motoren auf eine etwas höhere Drehzahl umgebaut, um diesem Mangel abzuholen.



Bild 8. Auftragsschweisung an einer Leitschaufel. Das Bild vermittelt eine Vorstellung davon, wie langwierig solche Reparatursschweissungen sind. Man hat sich dann auch entschlossen, nach und nach die Leitschaufeln durch solche aus rostfreiem Stahl zu ersetzen (siehe Bild 9).

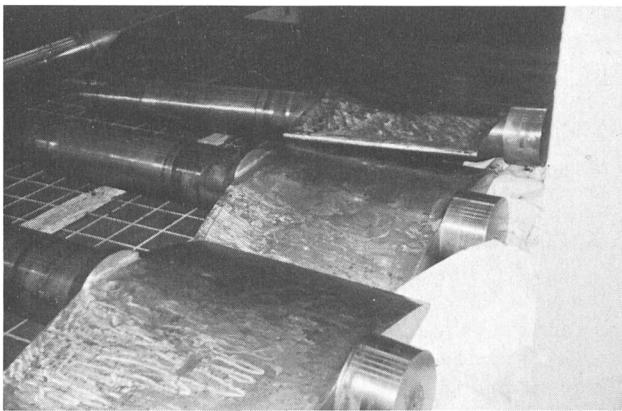


Bild 9. Neue Leitschaufeln aus rostfreiem Stahl. Der Mehrpreis lohnt sich!

Auch bei Axialturbinen treten Kavitation und unruhiger Lauf häufig auf sowie Risse an der Schaufelwurzel. Bei sehr grossen Dimensionen werden die Kräfte zur Laufradverstellung nicht mehr zuverlässig beherrscht. Es kam zu Brüchen am Verstellervomotor und am Verstellmechanismus, so dass in einzelnen Fällen die Laufschaufeln fest mit der Nabe verschweisst werden mussten. Damit wurde die Betriebsfähigkeit zwar gesichert, jedoch mit einem einschneidenden Verlust an betrieblicher Anpassungsfähigkeit und Wirkungsgrad. Es ist dies einer jener Fälle, wo es schwierig wird, zwischen einem Mangel und einem Versagen im Sinne der Zuverlässigkeitsterminologie zu unterscheiden.

Welle, Wellendichtung und Turbinenführungs Lager führen kaum zu Schwierigkeiten, wenn die Maschine gut gewuchten ist und die hydraulischen Vibrationen sich in Grenzen halten. Mehr als nur ärgerlich sind Schäden durch locker werdende Teile, wie Abdeckbleche, Ausgleichsgewichte, verschiedene Rohrleitungen und ähnliches. Aus geringfügigem Anlass entstehen hier oft erhebliche Beschädigungen. Insbesondere ist in diesem Zusammenhang auf locker werdende Laufradspalte hinzuweisen.

Elektrische Einrichtungen

Hier werden die meisten Ausfälle durch die Statorwicklung des Generators verursacht. Dabei ist es interessant, festzustellen, dass die alten asphaltmica isolierten Wicklungen im allgemeinen mehr als 20 Jahre störungsfrei funktioniert haben. Die modernen Kunstharzisolationen wurden oft nicht genügend genau in die Nuten eingepasst und mit entsprechenden Zwischenlagen vibrationsfrei befestigt. Manchmal wurden die Stäbe beim Einbau beschädigt, doch sind auch Fabrikationsfehler nicht selten. Die Folge des mangelhaften Einbaus sind mechanische Vibrationen und Koronaentladungen, welche zu Schäden an der Wicklung und am Eisenkern führen, manchmal schon in den ersten Betriebsjahren. Je nach den Umständen und der Wirkungsweise der Schutzrelais ergeben sich auch schwerwiegende Folgeschäden am Eisenkern mit entsprechend hohen Reparaturkosten für Neublechung und Neuwicklung. Unmittelbare Schäden am Statoreisen selbst sind weniger häufig.

In zweiter Linie sind Schwierigkeiten mit den Spurlagern festzustellen, teilweise infolge übergrossen hydraulischen Schubes. Die Spurlager gehören in den USA in aller Regel zur Generatorlieferung.

Die Rotoren haben vielfach Windungsschlüsse, doch sind die grösseren Schäden auf mechanisches Versagen zurückzuführen (lockere Teile, Brüche der Dämpferwicklung und Lüfterflügel).

Die Erregersysteme (rotierend wie auch statisch) und die Spannungsregulierung funktionieren im allgemeinen zufriedenstellend. Als Startvorrichtung bei Pumpturbinen ha-

ben sich Ponymotoren gut bewährt, obwohl sie teuer sind. Das einzige angetroffene Beispiel eines statischen Frequenzumformers für den Pumpenanlauf funktioniert ebenfalls problemlos. Anfahrdrosseln haben hingegen öfter versagt wegen ungenügender mechanischer Festigkeit und Überhitzung.

Die eingesetzten Schalter und Trenner, sowohl bei Mittel- und Hochspannung, Ölschalter wie auch Druckluftschalter, sind der hohen Schalthäufigkeit, wie sie bei Wasserkraftanlagen und insbesondere bei Pumpspeicheranlagen vorkommen, oft nicht gewachsen. Sowohl die Mechanik der Antriebe wie auch die Kontakte erfordern übermäßig viel Unterhalt.

Die Transformatoren bewähren sich im allgemeinen gut, obwohl innere Heissstellen nicht selten sind. Dagegen versagen oft Hilfseinrichtungen, wie Ölpumpen, Ventilatoren und die zugehörigen Motoren.

Betrieb und Unterhalt

Die baulichen Anlagen bleiben weitgehend sich selbst überlassen und werden nur soweit unterhalten, als zur Aufrechterhaltung des Betriebes unumgänglich ist.

Diese Einstellung wird fragwürdig, wo es sich um potentiell gefährliche Bauteile handelt wie Druckleitungen. Druckführende Komponenten sollten regelmässig, etwa im Abstand von 5 Jahren, inspiziert werden und nicht, wie festgestellt wurde, über 20 Jahre und mehr praktisch unbeachtet bleiben. In vielen Fällen fehlen auch die Voraussetzungen für einen ordentlichen Unterhalt – Mannlöcher, Treppen, Winden und ähnliches –, so dass Inspektionen und Unterhaltsarbeiten schwierig, zeitraubend und nicht ungefährlich sind und deshalb unterbleiben.

Die elektromechanischen Anlageteile werden besser und planmäßig unterhalten, wobei man sich auf die Empfehlungen der Hersteller stützt und diese im Laufe der Zeit den Erfahrungen entsprechend anpasst. Alle Anlageteile werden mindestens einmal täglich auf einem Rundgang inspiziert. Dies gilt auch für unbediente, ferngesteuerte Anlagen und für abseits gelegene Anlageteile, die anderenfalls lange Zeit unbeaufsichtigt blieben. Auf diese Weise werden offensichtliche Unregelmässigkeiten wie Leckagen, lockere Teile, ungewöhnliche Geräusche, Rauch und Feuer rechtzeitig entdeckt. Eine genauere Inspektion, welche beispielsweise die Beobachtung von Ölständen und die Ableitung von Temperaturen umfasst, wird wöchentlich oder monatlich durchgeführt.

Die eigentliche Inspektion, wobei die Turbine entwässert wird und Abdeckungen geöffnet werden, erfolgt mindestens jährlich, jedoch meist 4- bis 6mal pro Jahr oder sogar monatlich, je nach Betriebserfahrung. Sie umfasst eine Prüfung auf lockere Teile und Risse, Messung der elektrischen Isolation, Reinigung und Einstellung der Schleifringe und Bürsten und eine Untersuchung des zugänglichen Teils der Generatorwicklung. Diese Inspektion beansprucht 1 bis 2 Tage.

Die wichtigste regelmässige Unterhaltsarbeit ist die Überholung. Dabei wird die Maschine entwässert und soweit demontiert, dass alle wesentlichen Teile gereinigt, untersucht, repariert oder ersetzt werden können. Für die Vorbereitungen (Entwässern) sind 24 bis 48 Stunden erforderlich. Die Reparatur von Kavitationsschäden ist ein wesentlicher Teil der Überholung und bestimmt oft deren Dauer, in der Regel eine Woche, jedoch bis zu 4 Wochen bei Überholungsintervallen von 1 bis 4 Jahren. Für eine gründliche Inspektion und Reinigung des Generators wäre es wichtig, den Rotor auszuziehen. In den meisten Fällen ist dies aber zu kompliziert und zeitraubend, so dass nur eine Inspektion der zu-

Tabelle 2. Der Zeitbedarf für die planmässige Überholung der Anlagen / Planned outages—downtime for preventive maintenance.

D: Tag/day W: Woche/week M: Monat/month	Conventional Hydro			Pumped Storage		
	Minimum	Maximum	Average	Minimum	Maximum	Average
Inspection	2 x 1D	12 x 1D	4 x 1D	2 x 1D	12 x 1D	6 x 1D
Small Overhaul	1/4 x 2W	1 x 3W	1 x 2W	1 x 2W	1/2 x 6W	1 x 3W
Major Overhaul		Not Scheduled		1/15 x 6M	1/10 x 6M	1/10 x 6M
Total Average						
Downtime Per Year	7 Days	35 Days	17-1/2 Days	35 Days	52.5 Days	45.3 Days
Unavailability	2 Per Cent	10 Per Cent	5 Per Cent	10 Per Cent	15 Per Cent	13 Per Cent

gänglichen Wicklungsteile erfolgt. Wie oft eine Überholung durchgeführt wird, hängt auch von der Zugänglichkeit ab. Bei guter Zugänglichkeit wird öfter revidiert, solange die Schäden noch geringer sind. Bei grossen Niederdruckanlagen, wo allein das Entwässern schon einen erheblichen Aufwand mit sich bringt, wird in Abständen von mehreren Jahren überholt. Auf das Jahr bezogen ergeben sich durch die Überholung Ausfallzeiten von 1 bis 2 Wochen bei konventionellen Wasserkraftanlagen und 2 bis 3 Wochen bei Pumpspeicheranlagen.

Generalüberholungen werden nur für Pumpspeicheranlagen regelmässig eingeplant, nicht für konventionelle Wasserkraftanlagen. Die Generalüberholung umfasst eine komplette Demontage, Reinigung, neuen Anstrich, Reparatur oder Ersatz aller abgenützten oder der Alterung unterworfenen Teile. Nach einer Generalüberholung ist eine Maschine als neuwertig anzusehen. Die Generalüberholung dauert etwa 6 Monate und ist in 10- bis 15jährigen Intervallen vorgesehen.

Der Zeitbedarf für planmässige Überholungen ist in Tabelle 2 zusammengestellt. Wie ersichtlich, könnte demnach die Verfügbarkeit bei Wasserkraftwerken etwa 95 % und gegen 87 % bei Pumpspeicheranlagen erreichen. Vergleicht man diese Zahlen mit den Angaben der Statistik, so ist zu berücksichtigen, dass eine Generalüberholung bei den meisten erfassten Anlagen noch nicht durchgeführt worden ist und deshalb auch in den Resultaten nicht erscheint. Obwohl Generalüberholungen für Wasserkraftanlagen normalerweise nicht eingeplant sind, scheinen grössere Reparaturen, welche mehrere Monate dauern, nach 15 bis 30

Jahren erforderlich zu sein. Dabei kann es sich um Neuwirkung des Generators, grössere Turbinenreparaturen, Überholung der Druckleitung oder ähnliche Vorfälle handeln. Eine zusätzliche Ausfallzeit von 20 Wochen in 20 Jahren dürfte eine vernünftige Annahme darstellen, also eine Reduktion der Langzeit-Verfügbarkeit um weitere 2 % auf etwa 93 %.

Empfohlene Verbesserungen

Die Studie enthält eine Vielzahl von Verbesserungsvorschlägen, die sich sowohl auf konstruktive wie auf Unterhaltsmassnahmen erstrecken. Anhand von einigen Beispielen wird die Kostenwirksamkeit solcher Massnahmen demonstriert. Selbstverständlich ist die Kostenstruktur von Fall zu Fall sehr verschieden, weshalb die Kostenwirksamkeit in jedem Einzelfall konkret nachgeprüft werden muss. Die in der Studie aufgeführten Beispiele können nur grobe Durchschnittsangaben liefern. Sie zeigen aber doch recht eindrücklich, dass es sich in der Regel lohnen wird, eingehendere Studien anzustellen, und erlauben darüber hinaus einige grundlegende Feststellungen.

Die Unterhaltsstrategie sollte bleibende Verbesserungen anstreben und nicht nur die Wiederherstellung des betriebsfähigen Zustandes. Der blosse Ersatz eines Elements, welches versagt hat, durch ein neues, aber gleiches Element wird logischerweise zum gleichen Versagen führen.

In den meisten Fällen wird der Wert der während einer Überholung verlorenen Energieproduktion ein Mehrfaches der aufgewendeten Material- und Lohnkosten betragen. Es ist deshalb gerechtfertigt, einen erheblichen Aufwand zu treiben für die Planung der Reparatur und für die Beschaffung von reichlich Ersatzteilen bester Qualität, um einerseits die Reparaturdauer zu begrenzen und andererseits eine bleibende Verbesserung herbeizuführen, welche zukünftige Ausfallzeiten reduziert.

Aus ähnlichen Gründen wird empfohlen, die Ersatzteil-Strategie zu überprüfen. Der Einbau von Ersatzteilen, wo dies möglich ist anstelle von Reparaturen, führt zu einer kürzeren Überholungsdauer, weniger Überstunden, Nacht- und Wochenendarbeit, einer gleichmässigeren Auslastung der Werkstatt und einer erhöhten Qualität, weil die Arbeitsbedingungen in der Werkstatt im allgemeinen besser sind als in der Anlage.

Bauteil

Nachträgliche Verbesserungen am Bauteil sind äusserst schwierig und kostspielig, sofern sie überhaupt möglich sind. Die Bemühungen sollten sich auf folgende Punkte konzentrieren.

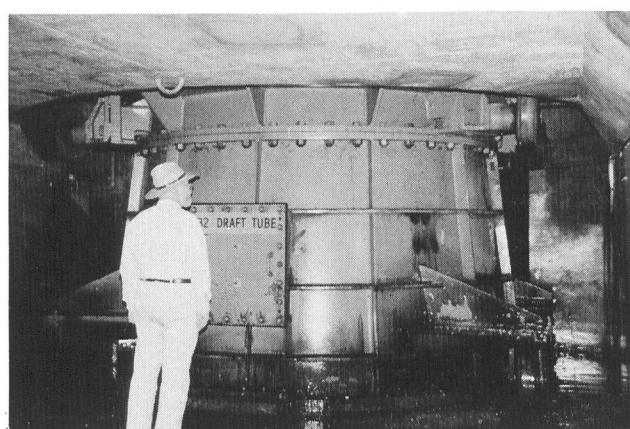


Bild 10. Besonders wartungsfreundlich ist diese Anordnung einer Francis-turbine mit ausfahrbarem Saugrohr. Binnen weniger Stunden ist das Laufrad zugänglich und kann nach unten ausgebaut werden. Für sehr grosse Pump-turbinen wird jedoch aus Festigkeits- und Lärmschutzgründen das Saugrohr vollständig einbetoniert.

Wasserverluste an Schützen und Wehren sind häufig dauernder Natur (8760 Stunden pro Jahr), weshalb der Produktionswert schon bei recht kleinen Undichtheiten erstaunlich hohe Werte annimmt und einen entsprechenden Reparaturaufwand rechtfertigt. In manchen Fällen werden solche Verluste bewusst toleriert, weil ohnehin Dotierwasser abgegeben werden muss. Dann sollte man den Einbau von Kleinturbinen prüfen, welche das sonst ungenutzt abfließende Wasser abarbeiten. Die Benutzungsdauer liegt meist sehr hoch, so dass solche Kleinturbinen oft recht profitabel sind.

Reinigung und Erneuerung des Korrosionsschutzes in Stollen, Druckschächten und Druckleitungen, Einlaufreichen usw. wird nicht nur die Lebensdauer und Sicherheit der Anlage verbessern, sondern möglicherweise auch finanziell interessant sein. Sand- und Geröllablagerungen im Stollen sowie Rost in Druckleitungen können die Reibungsverluste auf das Doppelte erhöhen, was mehrere Prozentpunkte an Fallhöhe, Leistung und Energieausbeute ausmachen kann. Gerade bei Stollen- und Druckleitungsrevisionen übertrifft der Wert des Energieausfalls die eigentlichen Reparaturkosten gewöhnlich um ein Mehrfaches, so dass hier das «Timing» von ausschlaggebender Bedeutung ist.

Elektromechanische Ausrüstung

Wasserverluste und Abnützung an den Leitapparaten könnten reduziert werden, wenn das Turbinenabsperrorgan oder die Einlaufschütze während längerer Stillstandszeiten geschlossen würde. Es gibt Anlagen, die in Zeiten niederer Wasserführung täglich über mehrere Stunden abgestellt werden, ohne dass dies erfolgt.

Die bereits erwähnten hydraulischen Probleme, insbesondere Kavitation und unruhiger Lauf bei Francisturbinen und Pumpturbinen, lassen sich in einfacheren Fällen durch Belüftung verbessern, wobei allerdings der Erfolg von vielen Einflüssen abzuhängen scheint. Der Einbau von vertikalen Leitblechen am Saugrohrumfang wird in einigen der besuchten Anlagen erwogen, da sich diese relativ einfache Massnahme anderswo gut bewährt hat. Sind die hydraulischen Probleme schwerwiegender Natur, ist eine grundlegende Verbesserung nur durch den Einbau neuer, hydraulisch besserer, rostfreier Laufräder zu erwarten. Damit kann in der Regel auch eine Steigerung des Wirkungsgrades und der Schluckfähigkeit verbunden werden, so dass diese relativ kostspielige Verbesserung durchaus rentabel sein kann. Sie wird für alle Anlagen empfohlen, die älter als 20 Jahre sind und unter den genannten Problemen leiden. Die Kombination aus höherem Wirkungsgrad, gröserer Leistung und besserer Zuverlässigkeit lässt hier das grösste Verbesserungspotential vermuten. Allerdings wird empfohlen, den Ersatz der Laufräder gründlich vorzubereiten und Modellversuche durchzuführen.

Auf den Problemkreis Generator/Statorwicklung wurde bereits hingewiesen. Eine anschliessend an die Besichtigungsreise durchgeführte Umfrage bei Betreibern von Generatoren mit ähnlichen Wicklungen in der Schweiz hat bestätigt, dass die Schwierigkeiten in den USA in der Tat weit aus schwerwiegender sind und einer gründlichen Abklärung bedürfen. Dies betrifft die Spezifikationen für neue Statorwicklungen, die Spezifikationen für Neuwicklungen und Reparaturen, Richtlinien für Abnahmeverweise an Statorwicklungen im Lieferwerk und schliesslich Richtlinien für den Unterhalt und die betriebliche Überwachung von Statorwicklungen.

Die Erfahrungen mit Grenzleistungsmaschinen lassen es angezeigt erscheinen, vor Bestellung solcher Generatoren umfangreiche Vorabklärungen und Konstruktionsstudien

durchzuführen. Sich einfach auf die Garantie des Anbieters zu verlassen, ist hier, auch angesichts der enormen Investitionssummen, ungenügend.

Bei Anlagen mit häufig wechselnder Last und häufigem An- und Abstellen ist eine Regulierung des Kühlwasserstroms zu empfehlen. Damit lassen sich auf relativ einfache und billige Weise etwa konstante Betriebstemperaturen für Generator und Lager, auch bei wechselnden Betriebsverhältnissen sicherstellen.

Die vorhandene Instrumentierung beschränkt sich in den meisten Fällen auf das übliche Minimum. Verbesserte Instrumentierung und Überwachung wird empfohlen für die Talsperren, die Lager und insbesondere Traglager, die Generatorwicklung und verschiedene andere elektrische Einrichtungen. Recht häufig sind Vibrationsmessgeräte eingebaut, insbesondere in ferngesteuerten Anlagen. Ihr Nutzen muss aber angezweifelt werden. Um Fehlauslösungen zu vermeiden, sind sie auf einen höheren Auslösewert eingestellt als der maximale im Betrieb vorkommende Vibrationsausschlag. Da dieser bei transienten Vorgängen auftritt, liegt der Auslösewert dann ein Mehrfaches über dem im Normalbetrieb üblichen Vibrationsniveau, so dass die Überwachung recht fraglich wird. Der Ausweg, die Vibrationsgeräte während des An- und Abfahrens zu überbrücken und auf einen knapp über dem Normalniveau liegenden Wert einzustellen, hat gleichfalls eine Schwäche, denn gerade die gefährlichen transienten Betriebsvorgänge werden dann nicht überwacht. Die frühzeitige Warnung bei ungewöhnlichem Verhalten der Maschinen, insbesondere bei unbemannten Anlagen, stellt immer noch ein Problem dar. Es ist zu erwarten, dass die weitere Entwicklung der Elektronik hier neue Wege eröffnet.

Lehren für die Planung von Neuanlagen

Die Studie zeigt mit aller Deutlichkeit, dass Zuverlässigkeit in erster Linie eine Frage der Qualität ist, die bei der Planung und beim Bau erzielt wurde. Die Möglichkeiten für spätere Verbesserungen sind begrenzt und die Kosten normalerweise ein Vielfaches der Mehrkosten, die entstanden wären, hätte man von vornherein die bessere Lösung gewählt. Das Betriebspersonal ist in der gleichen Lage wie die Eltern kränklicher Kinder: Was bleibt ihnen anderes übrig, als die Arztrechnungen zu bezahlen? Mit dem Unterschied allerdings, dass sich in unserem Fall die meisten Krankheiten durchaus hätten vermeiden lassen, wenn während der Planung, bei der Bewertung von Angeboten und Baumethoden, die Auswirkungen auf Unterhalt, Reparaturen und Ausfallzeiten berücksichtigt worden wären. Bei solchen Überlegungen ist es hilfreich, den Wert der Ausfallzeit für Stunden oder Tage in die Bewertung von Kostendifferenzen einzubeziehen, um wenigstens grössenordnungsmässig die Zuverlässigkeitsskomponente zu berücksichtigen. Schon einfachste Faustregeln tun hier gute Dienste, beispielsweise die Bewertung «ein Dollar pro Kilowatt und Tag» (was 4 Cents pro kWh oder etwa 10 Rappen pro kWh entspricht). Die Vorstellung, dass für eine 100-MW-Maschine jeder Tag Ausfall 100 000 \$ oder 10 Tage Ausfall 1 Mio \$ bedeutet, führt eindrücklich vor Augen, dass zur Erhöhung der Zuverlässigkeit, aber auch zur Verkürzung von Reparaturzeiten, etwa durch eine bessere Ausstattung mit Kranen, einige Aufwendungen gerechtfertigt sind.

Die Studie hat auch gezeigt, dass Betrieb und Unterhalt bei der Planung der Anlagen nicht immer genügend berücksichtigt wurden. Auch in den USA sind die Erbauer und Betreiber von Kraftwerken zumindest in verschiedenen Abteilungen angesiedelt, wenn nicht überhaupt in verschiedenen Organisationen, und der Erfahrungsaustausch verläuft

nicht zufriedenstellend. Es ist durchaus verständlich, wenn die Erbauer von Kraftwerken ihren Ehrgeiz darin sehen, dies im vorgegebenen finanziellen und zeitlichen Rahmen zuwegezubringen. Aber Kraftwerke, so imposant sie auch als Bauwerk sein mögen, werden letztlich zum Zweck des Betriebes errichtet. Ans Groteske grenzt es, wenn beispielsweise in einer grossen Pumpspeicheranlage kaum Aufenthaltsräume und kein Lift eingeplant wurden, weil die Anlage ferngesteuert gefahren werden soll. Bei allem Respekt vor der Elektronik: Fern-Unterhalt und Fern-Reparaturen gibt es noch nicht!

Gerade bei Wasserkraftanlagen, die wohl zu den langlebigsten Investitionsgütern überhaupt gehören, ist übertriebene Sparsamkeit fehl am Platz und unökonomisch, denn die damit erkauften Mängel sind dauernder Natur und führen während Jahrzehnten zu immer wiederkehrenden und, infolge der Inflation, ansteigenden Kosten, die in keinem Verhältnis zur ursprünglichen Einsparung stehen. Übrigens zeigen die älteren Anlagen, dass man vor dem Krieg mehr qualitätsbewusst geplant hat. Ob die moderneren, zum Teil mit spartanischer Sparsamkeit gebauten Anlagen sich ebenso bewähren werden, erscheint zweifelhaft.

Auch die Kostendegression durch immer grössere Einheitsleistungen und höhere Ausnutzung gilt wohl nur unter

Vernachlässigung der Folgekosten für Nachbesserungen, erhöhten Unterhalt und Betriebsausfall. Die staatlichen Preis- und Kostenkontrollen dürften ihren Teil dazu beitragen, dass Aufwendungen für bessere Qualität bei Neubauten, aber auch beim planmässigen, auf dauernde Verbesserung und Langlebigkeit abzielenden Unterhalt «eingespart» werden, während man die Folgekosten eher gelassen, gleichsam als «höhere Gewalt», in Kauf nimmt. Die Studie zeigt eindeutig, dass sorgfältige Planung unter Berücksichtigung der betrieblichen Anforderungen und zielbewusstes Streben nach bester Qualität sich langfristig bezahlt machen und niedrige Erstellungskosten allein nicht zum wirtschaftlichen Optimum führen.

Der Autor dankt seinen Kollegen *W. Bolliger, F. Grüttner, B. Oberer und W. Zurbuchen* für ihren Beitrag zur Studie sowie Black & Veatch, Consulting Engineers in Kansas City, Missouri, USA. Insbesondere ist der Autor dem EPRI verpflichtet, dem Projektleiter *C. Sullivan*, dem Berater *A. Ferrara* sowie Direktor Dr. *J. Birk*, welche diese Studie ermöglicht haben und mit deren Erlaubnis dieser Artikel veröffentlicht wird.

Adresse des Verfassers: *Otto Hartmann*, Chefingenieur im Bereich Bau-technik, Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG, Parkstrasse 27, 5401 Baden.

Kleinkraftwerk l'Aboyeu

Im Unterwallis ist durch die Elektrizitätswerke von l'Aboyeu ein Kleinstwasserkraftwerk für die Erzeugung von Strom für Spitzenstunden in Betrieb genommen worden. Trotz der bescheidenen Leistung von 4200 kVA, das ist der Durchschnittsverbrauch von 900 Elektrokokherden, ist die Anlage erwähnenswert. Die Nutzung des kleinen Wildbaches wäre nämlich auch angesichts der Erdölteuerung unwirtschaftlich, wenn das Kraftwerk nicht vollkommen automatisch, das heisst ohne eine einzige Bedienungsperson, arbeiten würde.

Das mit einer elektromechanischen Ausrüstung und elektronischen Steuerung von BBC Brown Boveri versehene Kraftwerk in der Nähe von Collonges nutzt die Wässer des Wildbaches l'Aboyeu und von Quellen. Gesammelt werden diese in einem Stollen, der gleichzeitig als wöchentliches Ausgleichs- und Staubecken dient. Über eine Druckleitung

mit dem beträchtlichen Gefälle von 878 m wird das Kraftwerk gespeist. Die bei einer Spannung von 6,4 kV erzeugte Energie gelangt mittels Freileitung zur Schaltanlage des Werkes Lavey. Da die Stromerzeugung auf die Verbrauchsspitzenstunden konzentriert ist, kann die Energie zum höchsten Tarif abgesetzt werden.

Das Kraftwerk ist wie erwähnt normalerweise unbemannt und wäre bereits bei einer Bedienungsperson unrentabel. Die Betriebsführung erfolgt deshalb durch eine Automatikanlage. Diese analysiert die Wasserstands situation und entscheidet dann, wann die Wasserturbine anlaufen oder wann sie abstellen soll. Die Automatik berücksichtigt dabei einen wöchentlichen Produktionsstundenplan, der frei wählbar und programmierbar ist, wobei das Fassungsvermögen des Stollens eine mehrstündige Produktion während fünf Tagen in der Woche garantiert. Am Wochenende, wenn kein grosser Strombedarf besteht, füllt sich das Reservoir jeweils wieder auf.

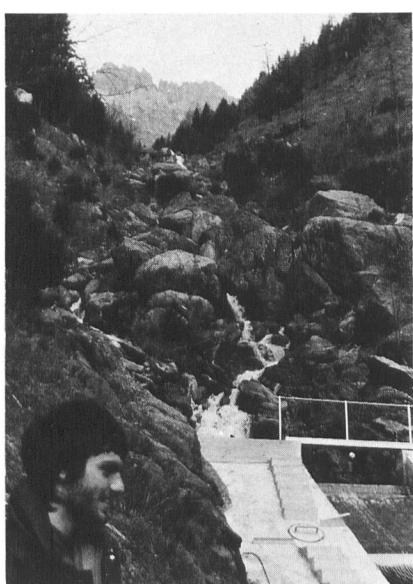


Bild 1, links. Das Wasser des kleinen Wildbaches l'Aboyeu wird, bevor es in die Rhone fliesst, zur Erzeugung von Spitzenstrom für die Stadt Lausanne genutzt. Als Stau- und Ausgleichsreservoir dient ein Stollen unterhalb der Fassung auf 1330 m Höhe. Von dort gelangt das Wasser über eine 1850 m lange Druckleitung direkt ins Kraftwerk.
(Foto Brown Boveri Nr. 202812)



Bild 2, rechts. Die Automatik des Kleinkraftwerkes l'Aboyeu, das in der Regel unbemannt ist, berücksichtigt einen programmierbaren wöchentlichen Produktionsstundenplan. Die Zeiten, wann das Kraftwerk anlaufen und Strom ans Netz liefern soll, können an einer Schalttafel eingegeben werden. Die Automatik analysiert, ob die Stromerzeugungsgruppe anlaufen soll oder nicht.
(Foto Brown Boveri Nr. 202813)