

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 90 (1998)
Heft: 3-4

Artikel: Optimierung des Neubauprojekts KW Ruppoldingen
Autor: Hüsler, Martin
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-939385>

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 16.02.2025

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

Optimierung des Neubauprojekts KW Ruppoldingen

Martin Hüsler

Im Rahmen der Optimierung des Neubauprojekts Kraftwerk Ruppoldingen hat die Aare-Tessin AG für Elektrizität eine wirtschaftliche Weiteroptimierung des Konzessionsprojekts in Auftrag gegeben. Es sollte dabei nach der Methodik der Strategischen Wertanalyse vorgegangen werden. Die Bereiche Maschinen- und Betriebskonzept sowie die Bauvorgänge sind zu berücksichtigen. Der vorliegende Artikel befasst sich hauptsächlich mit der Beurteilung bzw. Bewertung des Maschinenkonzeptes, insbesondere mit dem Vergleich: Rohrturbine und Getriebschachtelturbine.

1. Einleitung

Die Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel) in Olten hat im Herbst 1994 – vor Eingabe des Baugesuchs – eine wirtschaftliche Weiteroptimierung des Konzessionsprojekts für den Neubau des Kraftwerks Ruppoldingen in Auftrag gegeben. Zur Anwendung kommen sollte die Methode der Strategischen Wertanalyse (SWA). Diese Methode bietet gute Voraussetzungen für die Kosten/Nutzen-Optimierung und die geforderte hohe Akzeptanz der Ergebnisse.

Die Strategische Wertanalyse zeichnet sich durch ein systematisches Vorgehen aus und umfasst die folgenden Arbeitsschritte:

1. Vorbereitung
2. Situationsanalyse
3. Bedürfnisermittlung
4. Lösungssuche
5. Bewertung
6. Ausarbeitung

Das Projektteam – bestehend aus Fachingenieuren des Bauherrn Atel, des projektierenden Ingenieurunternehmens

Colenco Power Engineering AG sowie weiteren Experten – wurde von der Firma Planconsult Basel [1] als Berater Methodik SWA geleitet.

2. Durchführung der Optimierung

Begonnen wurde mit der Situationsanalyse, welche auf den folgenden Grundlagen basiert:

- Konzessionsgesuch (Technischer Bericht, UVP-Bericht)
- Konzession für die Wassernutzung an der Aare beim Kraftwerk Ruppoldingen
- Sitzungen von Teilprojekt-Teams (Ausschüsse).

Die Situationsanalyse zeigte auf, in welchen Bereichen lohnende Optimierungspotentiale vorhanden sind und dass diese durch die parallele Bearbeitung der drei folgenden Themenkreise ausgeschöpft werden können:

- Maschinenkonzept (inkl. Konsequenzen für Hoch- und Tiefbau)
- Betriebskonzept (inkl. Konsequenzen Hochbau)
- Bauvorgänge (Bauprogramm, Baustellenerschliessung, Massenbewirtschaftung usw.).

Die Beschreibung der konkreten Zielsetzungen, die vom Neubauprojekt KW Ruppoldingen erfüllt werden müssen (Prämissen) oder sollen (Ziele), wurden im nächsten Schritt der Bedürfnisermittlung erarbeitet. Für das Neubauprojekt waren Zielsetzungen bereits durch die folgenden Grundlagen gegeben:

- Konzessionsgesuch und Konzession
- Entwurf «Betriebskonzept» sowie Studie Netzfürhung 2000 (Atel)
- Untersuchungen und Optimierungen im Rahmen der Erstellung des Konzessionsgesuchs (primär Bereich Maschinen).

Die Lösungssuche, als nächster Schritt der SWA, diente der breiten Ausleuchtung des Lösungsfeldes. Das Vorgehen bestand darin, sich als erstes einen Überblick über die Lösungsmöglichkeiten zu verschaffen und diese aufzulisten.



Bild 1. Das Aarekraftwerk Ruppoldingen.

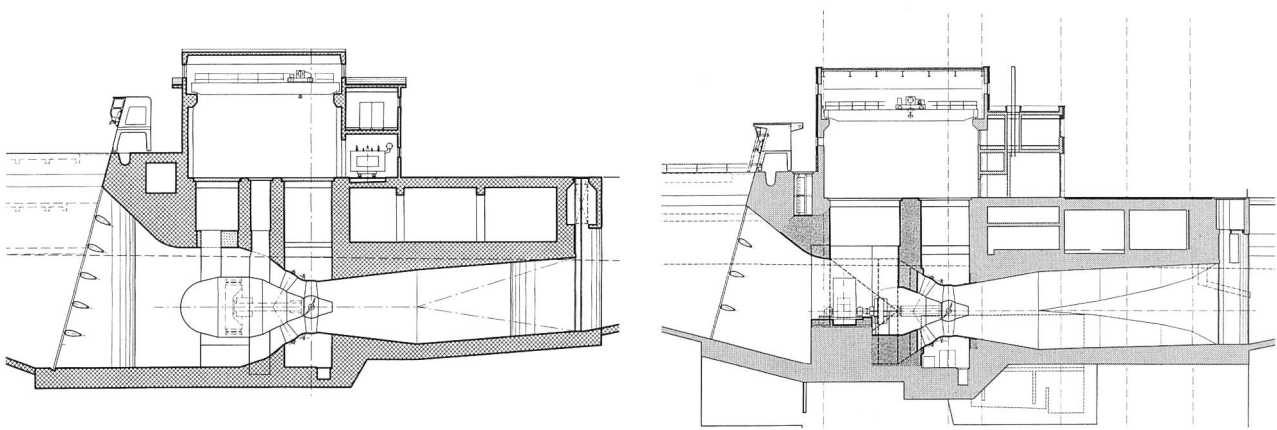


Bild 2. Vergleich zwischen dem Konzessionsprojekt 1990 und dem Bauprojekt, das aufgrund der Optimierung verfeinert wurde. Links Schnitt durch das Maschinenhaus Ruppoldingen gemäss Konzessionsprojekt. Rechts die Optimierung gemäss Bauprojekt.

	Konzessionsprojekt 1990	Bauprojekt 1995
Anzahl Maschinengruppen	2	2
Typ	Rohrturbine	Getriebeschachtturbine
Gefälle	3,4 bis 6,2 m	3,4 bis 6,2 m
Schluckwassermenge	2×225 m ³ /s	2×275 m ³ /s
Maximale Turbinenleistung im Zweimaschinenbetrieb	2×10,0 MW	2×10,5 MW

Bewertung: Um Aufschluss über die betriebswirtschaftlichen Konsequenzen der einzelnen Lösungsvarianten zu erhalten (Investitionen, Kosten, Erträge) galt es, deren nichtmonetäre Nutzen zu beschreiben.

Für alle Lösungsvarianten sollte ein gleicher Masstab zur betriebswirtschaftlichen Beurteilung angesetzt werden. Hierzu hat sich der Bauherr für die dynamische Investitionsrechnung nach der Barwert-Methode entschieden und die folgenden generellen Parameter definiert:

- Nutzungsdauer Bau (80 Jahre) und Maschinen (40 Jahre)
- Diskontierungssatz
- Strompreis sowie jährliche Teuerung für Kosten und Erträge.

3. Ergebnisse

Wie schon erwähnt, befasst sich dieser Artikel hauptsächlich mit der Beurteilung bzw. Bewertung des Maschinenkonzeptes. Der Vollständigkeit halber soll jedoch auch kurz auf das Betriebskonzept und die Bauvorgänge eingegangen werden.

3.1 Bauvorgänge

Folgende Lösungsempfehlungen wurden durch die Projektgruppe formuliert [1]:

- Bauprogramm mit zwei Bauphasen (Phase I: Wehr und Phase II: Maschinenhaus; gemäss Konzessionsgesuch)
- Baugrubenkonzept mit zwei Kastenfangdämmen
- Maschinenhaus-Tiefenfundation mit fünf Pfahlreihen in den Fels
- Massenbewirtschaftungskonzept mit 160 000 m³ zusätzlichem Aushubmaterial
- Massentransport in Kombination von Schiff und Lkw. Damit wurde die Wirtschaftlichkeit wie folgt verbessert:
- Verkürzung der Zeitspanne zwischen der Abschaltung des bestehenden Kraftwerks und dem Neubau von zehn auf vier Monate (= sechs Monate längerer Betrieb des bestehenden Kraftwerkes)
- Verwendung des wegen zusätzlicher Auflagen der Behörden eingetretenen Massenüberschusses (160 000 m³)

- Kostengünstige Lösung Massentransport (zusätzlich gute Umweltverträglichkeit)
- Kostengünstige Lösungen für Baugrube und Fundation bei schwierigem Baugrund.

3.2 Betriebskonzept

Folgende Lösungen wurden durch die Projektgruppe empfohlen:


- Kraftwerkbetrieb in Verantwortung einer Person, geregelte Stellvertretung
- Ständiges Mitarbeiterteam vor Ort (zwei Personen)
- Deutlich sparsameres Gebäudekonzept. Damit wurde die Wirtschaftlichkeit wie folgt verbessert:
- Minderinvestitionen für Gebäude (Hoch- und Tiefbau)
- Tiefere Personalkosten durch niedrigeren Personalbedarf.

3.3 Maschinenkonzept

Nach der Durchführung der Situationsanalyse und der Bedürfnisermittlung konnten die Lösungsmöglichkeiten (Tabelle 1) gefunden werden:

Tabelle 1. Lösungsmöglichkeiten.

Merkmale	Teillösungen		
	A	B	C
Turbinen:			
Turbinentyp	Rohrturbine	Rohrturbine	Straflo- oder
Gefälle: 3.4-6.2 m	ohne Getriebe	mit Getriebe	Faplanturbine
Anzahl Maschinen	1	2	3
Ausbauwassermenge	450 m ³ /s	ca. 540 m ³ /s	
Einbaukote	gem. Konzessionsprojekt	- 0.5 bis -1.0 m	+ 0.5 bis + 1.0 m
Generatoren:			
Drehzahl	wie Turbine	600 min ⁻¹	750 min ⁻¹
P= 13.5 MVA cosφ= 0.85	(n = 63.8)	nach Getriebe	nach Getriebe
Spannung	7-10 kV	16 kV (Netz)	


 Basisvariante
 Vergleichsvarianten
 Wegen Prämissen nicht weiterverfolgt

3.3.1 Turbinentyp

Als Grundlage diente die Rohrturbine ohne Getriebe gemäss Konzessionsprojekt. Dieser wurde die Rohrturbine mit Getriebe im direkten Vergleich gegenübergestellt. Die Bewertung für diese Variante zeigte folgende Vor- und Nachteile:

Vorteile

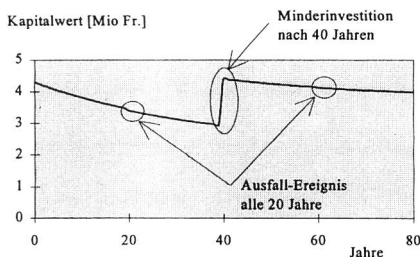
- Deutlich geringere Investitionen (ca. 20 %) für die Maschinen- gruppe am Anfang und nach 40 Jahren
- Abwärmenutzung mittels Heizkreis* (120 kW pro Gruppe) sinnvoll (wurde in der Investitionsrechnung nicht berücksichtigt)
- Einsatz einer bürstenlosen Erregung möglich (keine Kohlestaub- absaugung und keine Bürstenabbevorrichtung notwendig)
- Etwas bessere Zugänglichkeit

Nachteile

- Einmalige Mehrinvestition für Bauwerk wegen längerer Baugru- be und längeren Maschinenhauses
- Minderproduktion wegen geringeren, gewichteten Wirkungs- grades (0,85 % – 0,35 % = 0,5 %; Leistung/Wichtung: 100%/15 %, 75 %/50 %, 50 %/35 %, 25 %/0 %, Graphik siehe Bild 1)
- Ausfall-Ereignis bei Maschine mit Getriebe alle 20 Jahre etwa Fr. 100000.– für Reparaturen und Ertragsausfall (Annahme)
- Höhere Lärmemissionen
- Höherer Energieverbrauch für Hilfsbetriebe (Getriebeschmie- rung)
- Aufwendigeres Schmierölsystem
- Höhere Kurzschlussbeanspruchung der Wicklung (geringere Polzahl)

*Heizkreis: Dem Generator Luft/Wasser-Wärmetauscher vor- geschalteter Wärmetauscher, wasserseitig vom Kühlkreislauf getrennt. Der Wärmetauscher des Heizkreises liefert pro Gruppe 120 kW bei 52/44 °C Vor-/Rücklauf-temperatur.

Investitionsrechnung



Grundlagen für den Wirkungsgradvergleich (Bild 1):

- Getriebeleistung: 11,5 MW

Wirkungsgrad [%]

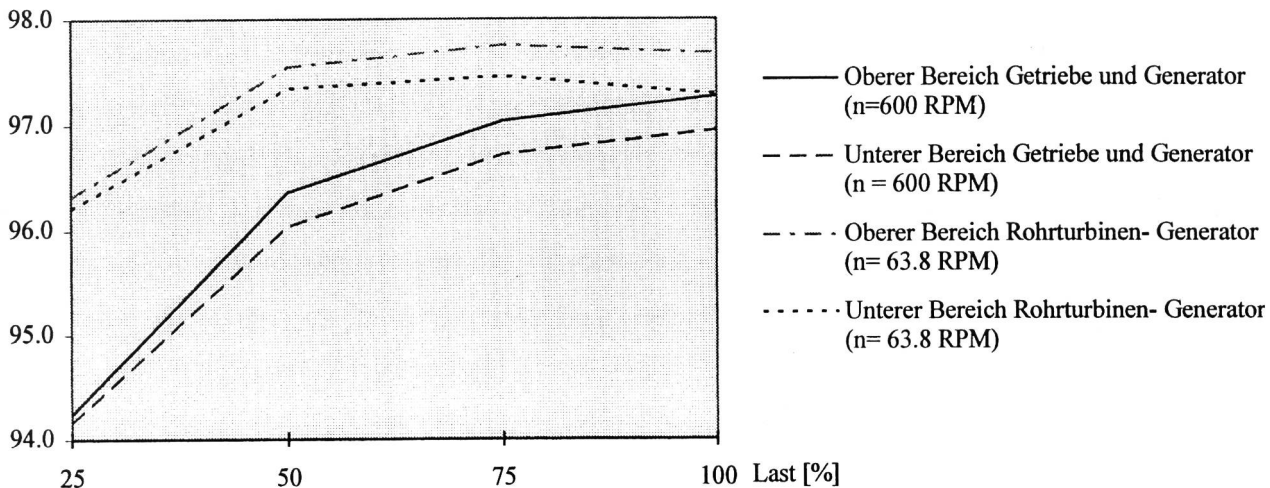


Bild 1. Wirkungsgradvergleich zwischen Rohrturbinengenerator (n = 63,8 RPM) und Getriebe mit Generator (n = 63,8/600 RPM).

- Generatorleistung: 13,5 MVA, Nennleistungsfaktor $\cos \varphi = 0,85$
- Wirkungsgrade für Getriebe und Generator $n = 600$ RPM: Garantiewerte nach IEC, axiale Lagerreibungsverluste berücksichtigt
- Wirkungsgrade für Rohrturbinengenerator: rechnerische Angaben der Hersteller nach IEC, axiale Lagerreibungsverluste von ca. 0,3 bis 0,4 % in Bild 1 nicht berücksichtigt (Abzug für die Berechnung des gewichteten Wirkungsgrades: 0,35 %).

Empfehlung

Die Rohrturbine mit Getriebe (Getriebeschachturbine) stellt die betriebswirtschaftlich günstigste Lösung dar.

3.3.2 Anzahl Maschinen

Bezüglich des Grundtyps und der Anzahl Maschinen legte die Projektgruppe in den Prämissen fest, dass zwei Rohrturbinen zum Einsatz kommen. Bei dieser Empfehlung standen folgende Aspekte im Vordergrund:

- Variation der Durchlaufrichtung. Eine vertikalachsige Kaplan- turbine wäre wegen des geringen Gefälles von 4 bis 6 m schlecht möglich.
- Eine Rohrturbine hat einen höheren Wirkungsgrad als eine Kaplan- turbine.
- Verzicht auf Straflo- Turbine wegen ungünstigen Wirkungsgrades und schlechteren Teillastverhaltens
- Veränderung der Anzahl Maschinen wegen räumlicher Gegebenheiten (Erhöhung Anzahl) und wegen zu hohen Betriebsrisikos (Senkung Anzahl) nicht möglich.

3.3.3 Ausbauwassermenge

Als Grundlage diente die Ausbauwassermenge gemäss Konzessionsprojekt von 450 m³/s (ca. 37 Tage Überfall am Wehr). Dieser wurde eine höhere Ausbauwassermenge von 540 m³/s (ca. 15 Tage Überfall am Wehr) im direkten Vergleich gegenübergestellt. Die Bewertung für diese Variante zeigte folgende Vor- und Nachteile:

Vorteile

- Mehrproduktion durch die bessere Nutzung des Wasserange- botes und durch geringere Verluste im Nenn- und Teillastgebiet (kleinere Wassergeschwindigkeiten)
- Bei Ausfall oder Revision einer Maschinengruppe entsteht ein geringerer Verlust.

Nachteile

- Mehrinvestition für Maschinen und Nebenanlagen, da grösserer Laufraddurchmesser, am Anfang und nach 40 Jahren
- Einmalige Mehrinvestition für Bauwerk wegen grösserer Baugrube, grösseren Maschinenhauses und Saugrohrs
- Erhöhte Ausgaben für Wasserzinsen

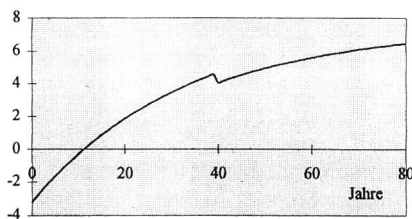
Bemerkungen

Die höhere Ausbauwassermenge entspricht nicht der Konzession. Es muss damit gerechnet werden, dass nur die Konzessionswassermenge verarbeitet werden darf.

Die Ausbauwassermenge wurde bei der Ausarbeitung des Konzessionsprojekts (1990) optimiert; während der Zeit bis zur Wertanalyse (1995) sind die Preise für Turbinen, Generatoren und Kraftwerkshilfsbetriebe um 20 bis 30% gefallen. Dadurch erhöht sich die wirtschaftliche, optimale Ausbauwassermenge.

Investitionsrechnung

Kapitalwert [Mio Fr.]



Bei positivem Barwert (Kapitalwert) ist die Verzinsung des gebundenen Kapitals höher als der Kalkulationszinssatz und das Projekt somit vorteilhaft.

Zusatzvergleich

Eine zusätzliche Variante: Zwei Maschinengruppen mit einer Ausbauwassermenge von 540 m³/s, aber mit auf Konzessionswassermenge (450 m³/s) beschränktem Betrieb wurden der Basisvariante gegenübergestellt. Die Bewertung für diese Variante zeigte folgende Vor- und Nachteile:

Vorteile

- Mehrproduktion im Zweimaschinenbetrieb durch geringere Verluste im Nenn- und Teillastgebiet (kleinere Wassergeschwindigkeiten)
- Bei Ausfall oder Revision einer Maschinengruppe entsteht ein geringerer Verlust.
- Keine zusätzlichen Ausgaben für Wasserzinsen gegenüber obigem Vergleich erforderlich.

Nachteile

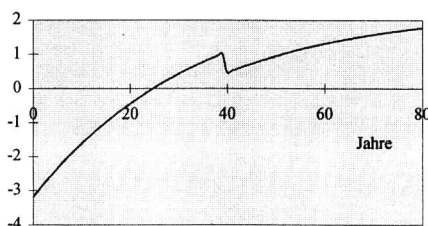
- Mehrinvestitionen bleiben gegenüber obigem Vergleich identisch.

Bemerkungen

Die gesamthaft genutzte Ausbauwassermenge entspricht der Konzession.

Investitionsrechnung

Kapitalwert [Mio Fr.]



Bei positivem Barwert (Kapitalwert) ist die Verzinsung des gebundenen Kapitals höher als der Kalkulationszinssatz und das Projekt somit vorteilhaft.

Empfehlung

Es ist gegenüber der konzessionierten Nutzwassermenge eine

höhere Ausbauwassermenge zu wählen. Die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkprojekts wird dadurch verbessert.

3.3.4 Einbaukote

Als Grundlage diente die Einbaukote gemäss Konzessionsprojekt. Dieser wurden sowohl eine höhere (+ 1 m) als auch eine tiefere Einbaukote (- 1 m) gegenübergestellt. Die Bewertung für diese Variante zeigt folgende Vor- und Nachteile:

Höhere Einbaukote – Vorteile

- Minderpreis für Bauwerk
- Notwendige Saugrohrüberdeckung wird erreicht.

Höhere Einbaukote – Nachteile

- Mehrpreis für Maschinengruppe
- Schluckwassermenge sinkt kavitationsbedingt bei gegebenem Laufraddurchmesser.

Tiefere Einbaukote – Vorteile

- Minderpreis für Maschinengruppe

Tiefere Einbaukote – Nachteile

- Mehrpreis für Bauwerk

Bemerkungen

Bei den obigen Betrachtungen wurde der Einfluss der Turbinenschaufelzahl nicht untersucht.

Der Betriebsbereich der Turbine (Basis Konzessionswassermenge) liegt innerhalb der Kavitationsgrenzen und hat somit keinen Einfluss auf die Energieproduktion.

Investitionsrechnung

Auf die Durchführung einer Investitionsrechnung wurde verzichtet, da der Vergleich keine Ertragssteigerung und nur geringfügige Einsparungen ergab.

Empfehlung

Die Einbaukote soll gegenüber dem Konzessionsprojekt nicht verändert werden.

3.3.5 Generatordrehzahl

Die Generatordrehzahl spielt nur in Verbindung mit dem Entscheid, Maschinen mit Getriebe zu wählen, eine Rolle. Hohe Synchronrehzahlen, wie z.B. 750 min⁻¹ stellen in Kombination mit dem gewählten Turbinentyp (im Vergleich zur Nenndrehzahl hohe Durchbrenndrehzahl) einen Grenzbereich für die Materialien des Generator-Rotors dar. Gegebenenfalls besteht hier aber ein Kostenersparnispotential. Die Projektgruppe empfiehlt daher, in der Generatorauswahl primär eine Generatordrehzahl von 600 min⁻¹ vorzusehen. Höhere Drehzahlen sollen von den Lieferanten als Option angeboten werden können.

3.3.6 Generatorspannung

Als Grundlage diente – gemäss Konzessionsprojekt – die Einspeisung vom Generator über Blocktransformatoren in das Netz. Dieser Basisvariante wurde eine direkte Einspeisung bei Verzicht auf Blocktransformatoren gegenübergestellt.

Die Bewertung für diese Variante zeigte folgende Vor- und Nachteile:

Vorteile

- Trafokosten entfallen
- Mehrproduktion ohne Trafo wegen des besseren Gesamtwirkungsgrades
- Einsparungen im Bauwerk (ca. 60 m², Verzicht auf Ölauffangbecken, Traforäume, Kabelwege, Kühlwassereinrichtungen usw.)

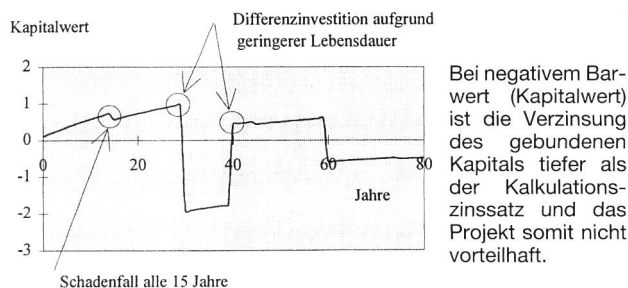
Nachteile

- Generator wird teurer (16-kV-Wicklung)
- Geringere Lebensdauer der Generatorwicklung da höhere Spannung
- Mögliche Schäden bei Netzstörungen: Annahme: Getriebe Fr. 100 000.–, Generator Fr. 200 000.– alle 15 Jahre mit jeweils sechs Wochen Produktionsausfall (in den Kosten enthalten) und zehn Jahre kürzere Lebensdauer (Getriebe und Generator)
- Bei Störungen im Netz ergeben sich hohe Materialbeanspruchungen (Strombelastung Stator). Zudem wird die Gruppe häufiger abgeschaltet.
- Probleme bei Fehlsynchronisation, Stator Erdschluss, Schiefast (Ausgleichswicklung nötig)

Bemerkungen

Die Bernischen Kraftwerke (BKW) haben in früheren Jahren eine Reihe von Aarewerken nach diesem Konzept ausgeführt, sind aber aufgrund der erwähnten Nachteile davon weggekommen.

Investitionsrechnung



Empfehlung

Die Einspeisung ins Netz soll gemäss Konzessionsprojekt indirekt mittels Blocktransformatoren erfolgen. Diese Lösung erweist sich gegenüber einer Ausführung ohne Transformatoren (direkte Einspeisung) als die betriebswirtschaftlich günstigere Lösung. Zusätzlich weist sie ein kleineres Betriebsrisiko auf und stellt den aktuellen Stand der Technik dar.

3.3.7 Zusammenfassung

Aufgrund obiger Überlegungen wurden durch die Projektgruppe folgende Lösungsempfehlungen formuliert:

- Zwei Rohrturbinen mit Getriebe (Getriebebeschachturbinen)
 - Höhere Ausbauwassermenge gegenüber konzederter Nutzwassermenge
 - Einbaukote gemäss Konzessionsgesuch
 - Indirekte Einspeisung Generator → Netz mittels Blocktransformatoren gemäss Konzessionsgesuch
- Damit wurde die Wirtschaftlichkeit – trotz Mehrinvestitionen für Maschinen sowie Hoch- und Tiefbau (Anfangsinvestitionen) – durch eine erhebliche Ertragssteigerung verbessert.

Literatur

[1] Ergebnisbericht: Optimierung des Neubauprojekts KW Ruppoldingen, Planconsult Basel, in Zusammenarbeit mit Colenco Power Engineering AG und weiteren Fachspezialisten. Juni 1995.

Adresse des Verfassers: Dipl. Ing. Martin Hüsler, Colenco Power Engineering AG, Wasserkraftanlagen und Wasserbau, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Untertagebauwerke Wasserkraftwerk Ertan in China

Der Yalong in der Provinz Sichuan im Südwesten Chinas ist einer der Quellflüsse des Jangtse und 1500 km lang. Sein Potential an nutzbarer Energie von 25 GW will man nach einem Kaskadenprojekt mit elf Kraftwerken nutzen. 33 km flussaufwärts von seiner Mündung in den Jangtse entsteht das Wasserkraftwerk Ertan, das mit einer Leistung von 3300 MW (sechs Turbinen mit je 550 MW) und einer jährlichen Stromerzeugung von 17 000 GWh bei seiner Fertigstellung Ende 1999 dann vorübergehend das grösste Wasserkraftwerk Asiens sein wird.

Projektübersicht

Die Wasserkraftanlage Ertan hat ein 116 400 km² grosses Einzugsgebiet und der Stausee 5,8 Mrd. m³ Speichervolumen mit einem durchschnittlichen Abfluss von jährlich 51,7 Mrd. m³. Der mittlere Durchfluss beträgt 1640 m³/s und der maximale Hochwasserdurchfluss 22 610 m³/s sowie der maximale Durchfluss je Turbine 375 m³/s.

Die Wasserkraftanlage Ertan besteht aus einer 240 m hohen und 775 m langen, parabolisch doppelt gekrümmten *Staumauer* aus Beton mit Tosbecken und Einläufen zu den Triebwasserstollen (Los 1; italienische/französische/chinesische Arge) und den unterirdischen *Kraftwerksanlagen* (Los 2; deutsch/chinesische Arge unter Federführung der Philipp Holzmann AG). Die sechs Francis-Turbinen und Generatoren (Los 3) kommen aus Kanada und werden von chinesischen Unternehmen eingebaut.

Zu den Bauarbeiten für Los 2 (Bild 2) [1, 2] gehören die Bereiche Flussumleitung, Kraftwerkskomplex, Hochwasserentlastung und Holztransportanlage.

Für die *Flussumleitung* während der Bauzeit wurden zwei je 1170 m lange Tunnel (17,50/23,00 m) hergestellt. Sie haben eine 0,40 bis 1,50 m dicke Betonauskleidung.

Die *Kraftwerksanlage* besteht aus drei parallel angeordneten grossen Kavernen [3], und zwar für das Krafthaus (280/30,70/65 m) (Bild 3), als Kammer für die 52 Transformatoren (215/18,30/25 m) und für das Wasserschloss (203/19,80/60 und 70 m). Triebwasser wird über sechs Stollen und Schächte von je 9,00 m Durchmesser und 1335 m Gesamtlänge zugeführt. Über zwei Auslauftunnel gelangt das Wasser vom Wasserschloss (Schwallkammer) zurück in das Flussbett.

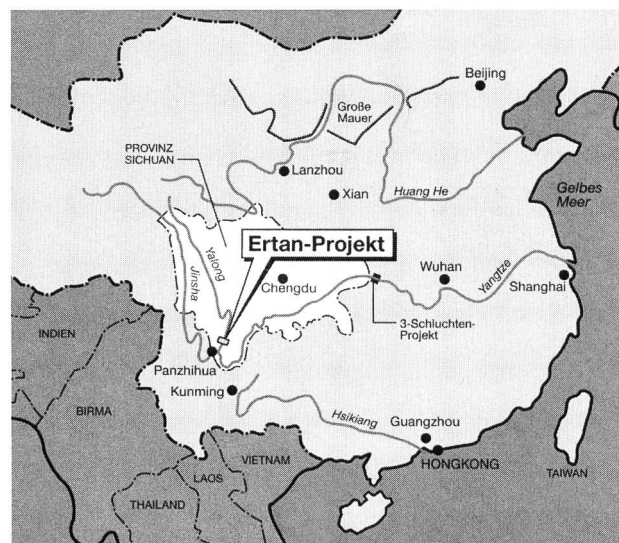


Bild 1. Übersichtskarte mit der Lage des Ertan-Projekts.