



- [4] OBERNDORFER, W., STIEBER, G.: Die Kalkulation von Baupreisen unter besonderer Berücksichtigung der ÖNORM B 2061, Ausgabe 1986 — Band 1: Theorie und praktische Beispiele, Wirtschaftsverlag, Wien 1986.
- [5] WOLKERSTORFER, H., SCHREDER, B.: EDV-Baukalkulation für Personal-Computer, Anwenderhandbuch (Hrsg.: TEERAG-ASDAG), Wien 1986.
- [6] PERSOGLIA, J.: Projektcontrolling, Skriptum TU Graz, 1986.
- [7] ELLMER, H.; WOLKERSTORFER, H.: Die Kalkulation von Baupreisen unter besonderer Berücksichtigung der ÖNORM B 2061, Ausgabe 1987 — Band 2: Praktische Baukalkulation am Personal-Computer, Wirtschaftsverlag, Wien 1987.
- [8] ELLMER, H.: Standardisierte Leistungsbeschreibungen im Bauwesen, in: Der Wirtschaftsingenieur 18 (1986) 2, S. 56 — 58.

Sie

**haben die Ideen.
Wir haben die Mittel.**

Wir projektieren, finanzieren
und realisieren für Sie.

Auch wenn Sie noch mitten in der
Forschung stecken.

Auch wenn Sie sich noch nicht um
Investitionsförderung gekümmert haben.
Gerade dann.



Spezialbank für langfristige Finanzierungen
Österreichische Investitionskredit Aktiengesellschaft
A-1013 Wien, Renngasse 10, Telefon 6660-0



Nutzen und Effizienz von Speicherkraftwerken



Wolfgang REICHL, Dipl.-Ing., Jahrgang 1956, ist Assistent und derzeit Lehrbeauftragter am Institut für konstruktiven Wasserbau und Wasserwirtschaft an der TU Graz. Ausbildung zum Wirtschaftsingenieur-Bauwesen an der TU Graz (Abschluß 1982). 1985 Studium am Kings-College (London) — 1 Semester. Der Forschungsschwerpunkt liegt in der Erstellung einer Gesamt-systemanalyse bei Wasserkraftwerksprojekten.

Im Spannungsfeld zwischen Ökologie und Ökonomie, in der sich die Wasserkraft gegenwärtig befindet, sollten die Vor- und die existierenden Nachteile möglichst objektiv gegenübergestellt und diskutiert werden.

Dabei stellt die Umlagerung der Wasserüberschüsse im Sommer in die abflußschwächsten Wintermonate, und damit die Umlagerung der Elektrizitätserzeugung, ein energiewirtschaftlich entscheidendes Argument dar. Nicht zuletzt dadurch, da der Preis dieser Qualitätsenergie im Winter nicht von allfälligen Randbedingungen, wie z.B. Wechselkurs, Inflation und Ölpreisschwankungen etc., abhängig ist.

1. Einleitung

Im Jahre 1986 wurde in Österreich das 100-Jahre-Jubiläum »öffentliche Stromversorgung« gefeiert. Am Beginn dieser historischen Epoche stand die Wasserkraft als Hauptquelle. Diese dominierende Stellung der Wasserkraft in der österreichischen Stromversorgung ist auf die starke Ausbautätigkeit nach dem 2. Weltkrieg zurückzuführen und hat sich bis heute mit einem derzeitigen Erzeugungsanteil von rund 70% gehalten. Auch die Koalitionsvereinbarung 1986 hat klare Prämissen hinsichtlich des weiteren Ausbaus der Wasserkraft gegeben. Das ausbaufähige Wasserkraftpotential Österreichs wird mit 53.000 GWh per anno [3] als erneubare Energiequelle angegeben. Von diesem Potential sind gegenwärtig rund 60% ausgebaut oder befinden sich im Ausbau.

2. Auslandsabhängigkeit

Welchen Stellenwert das verbleibende, noch auszubauende Potential für die österreichische Stromversorgung in der Zukunft besitzt, veranschaulicht eine Bewertung nach der Auslandsabhängigkeit. Als Kenngröße für die Auslandsabhängigkeit eines Energiesystems wird die Netto-Importtangente angegeben. Sie stellt den Quotienten aus Nettoimporten (Import vermindert um die Exporte) und dem gesamten Energieverbrauch dar und wird in Prozent ausgedrückt [11]. Die dem Energiebericht (EB) 1984 zugrunde gelegte Prognose für das Jahr 2000 — mit einem mittelfristig hohen Ausbaugrad — wurde, wie Tabelle 1 zeigt, im EB 86 auf die realpolitischen Möglichkeiten revidiert. Die beiden im EB 86 korrigierten Szenarien EB 86/1 und EB 86/2 weisen eine 18,3%ige bzw. 27,4%ige Reduktion des Wasserkraftausbaus, bezogen

	Ausbauprognose im Jahr 2000	Netto- importtangente
EB 84/A	50.953 GWh	14%
EB 86/1	41.639 GWh	37%
EB 86/2	36.978 GWh	49%
WIFO	43.426 GWh	33%
derzeitiger Ausbaustand	33.961 GWh	56%

Tab. 1: Gegenüberstellung der Ausbau-Prognosen der Wasserkraft für das Jahr 2000 — Energiebericht (EB) 1984, 1986 und WIFO [1, 2, 9, 11]

auf die Basis EB 84/A, auf. Damit verbunden steigt aber die Auslandsabhängigkeit der österreichischen Elektrizitätsversorgung deutlich — bis auf 49% — an.

Das Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) errechnet für das Jahr 2000 einen Ausbau der Wasserkraft bis auf 43.426 GWh (82% des Gesamtpotentials). Dies würde bei einer stagnierenden Inlandsaufbringung von Erdöl, Kohle und Erdgas eine Netto-Importtangente von 33% bewirken [9].

Würde es, hypothetisch betrachtet, bis zum Jahre 2000 zu keinem weiteren Ausbau der Wasserkraft kommen, so würde die Aus-

Das Institut für Wirtschaftsforschung errechnet für das Jahr 2000 eine 33%ige Auslandsabhängigkeit der österreichischen Stromversorgung.

landsabhängigkeit von derzeit 20,0% (1985 — EB 86) auf 56% steigen. Diese Überlegungen verdeutlichen den Stellenwert der Wasserkraft in der heimischen Elektrizitätsversorgung.

Die in den Medien und in der Öffentlichkeit

weit verbreitete Meinung — Österreich sei ein Stromexportland — geht von grundsätzlich falschen Annahmen aus. Denn bei einer Jahresgegenüberstellung der Ex- und Importe müssen auch die für die Stromerzeugung importierten Primärenergieträger, wie Erdöl, Kohle, Gas etc., berücksichtigt werden.

3. Umlagerung des Sommerwasserabflusses

Die gegenwärtige Situation der Wasserkraft befindet sich im Spannungsfeld zwischen Ökologie und Ökonomie und kann, meiner Meinung nach, nur durch eine Objektivierung der Pro- und Kontraargumente auf eine sachliche Grundlage zurückgeführt werden. Unter diesem Gesichtspunkt möchte ich auf die Umlagerung des Sommerwasserabflusses in den Winter durch Speicherkraftwerke und deren Auswirkungen für die flußabwärts gelegenen Kraftwerke näher eingehen. Die Speicherung der Sommerwasserfracht und damit deren Umlagerung in die Wintermonate besitzt



eine Reihe von Perspektiven, die in der heutigen regen Diskussion über die Sinnhaftigkeit von Speicherkraftwerksprojekten berücksichtigt werden müssen. Argumente, die aus energiewirtschaftlicher Sicht in die Diskussion eingebracht werden, stellen

- die Spitzenlastabdeckung
- die Regel- und Reservefunktion
- die Kurzzeit- bez. Langzeitanpassung
- die Tauschbarkeit mit dem Ausland
- die zusätzliche energetische Nutzung der umgelagerten Wasserfracht in den flussabwärts gelegenen Kraftwerken bez. Kraftwerksketten

dar. Neben dieser rein energiewirtschaftlichen Betrachtung kommt es durch die Umlagerung der Wasserfracht in den Winter auch zu positiven umweltbezogenen Einflüssen. Besonders für die Hochwassersituation von Flußgebieten wird durch die Speicherung des Wasserdargebots eine Verminderung der Abflussspitzen erreicht. Im Gegensatz dazu kommt es in den abflussschwächsten Monaten zu einer Aufbesserung der Niederwasserabflüsse und damit verbunden zu einer Verbesserung der Wasserqualität.

- Ausgleich des schwankenden Wasserdargebots
- Aufbesserung der Niederwasserabflüsse
- Verbesserung der Winterwasserqualität in den Hauptflüssen

Diesen Argumenten müssen aber aus Gründen der Objektivität die negativen Auswirkungen, wie

- die Restwasserproblematik und damit verbunden wasserbiologische Auswirkungen
- landschaftsästhetische Gesichtspunkte
- die Auswirkungen auf die Vegetation, Mikrobiologie und auf die Tierwelt
- Kleinklima
- etc.

gegenübergestellt werden. Einen Konsens zwischen dem ökonomischen und ökologischen Blickwinkel kann nur durch die Analyse des Gesamtsystems, z.B. in einer Systemanalyse mit Umweltverträglichkeitsprüfung, erreicht werden.

3.1 Wieviel Wasser läßt sich in Österreich umlagern?

Die täglich oft schwankenden Betriebsvorgänge beim Einsatz von Speicherkraftwerken können in der monatlichen Abflußdarstellung nicht berücksichtigt werden. Durch eine Mittelwertbildung wird jedoch das jahreszeitliche Abflußgeschehen, welches sich innerhalb eines Monats ausgleicht, ausreichend genau charakterisiert. Eine statistische Auswertung der in den Alpenstaaten Schweiz, Österreich, Italien (Alpenregion) und Frankreich (Alpenregion) existierenden Talsperren ergibt die in Abbildung 1 dargestellte, auf den Speicherinhalt bezogene Häufigkeitsverteilung [10]. Dazu wurden auf der Abszisse verschiedene Speicherinhaltszonen in der Größenordnung zwischen 0 hm³ und 200 hm³ definiert und die zugehörigen Prozentwerte durch eine Ausgleichskurve verbunden.

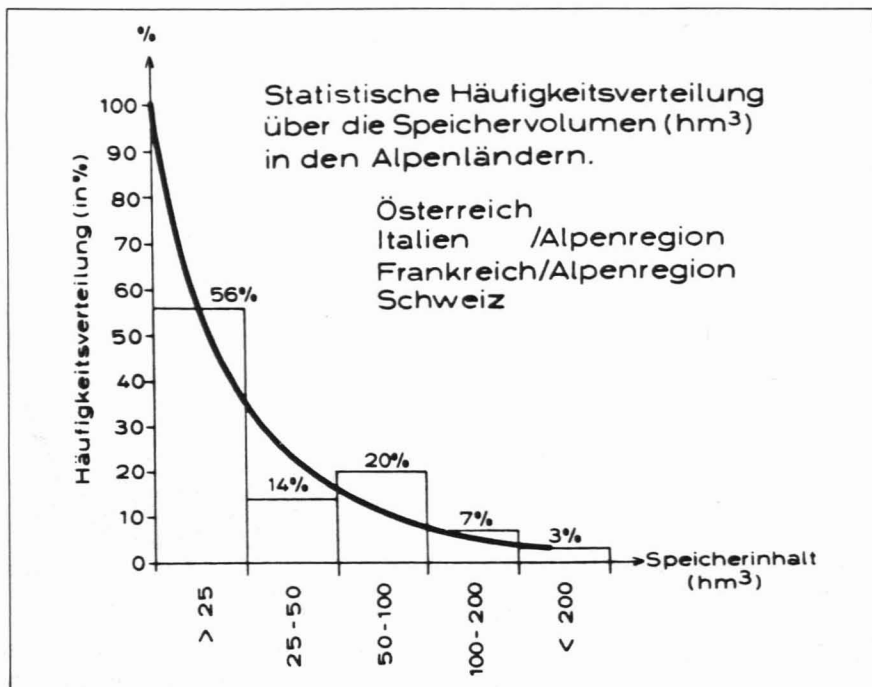


Abb. 1: Häufigkeitsverteilung der Speicherinhalte in den Alpenländern A, CH, F, I

Die Auswertung veranschaulicht, daß in den Alpenregionen ca. 80% aller erfaßten Speicher eine Speicherkapazität unter 50 hm³ aufweisen, während ca. nur 3% eine Kapazität über 200 hm³ besitzen. Im Gegensatz dazu stehen die Länder, in denen die Nutzung der Wasserkraft hauptsächlich durch die Nutzung von abflußstarken Flußläufen und ausgedehnten, großflächigen Speichern charakterisiert ist. Die in Österreich dominierenden kleineren Speicherinhalte, verbunden mit den dafür größeren Fallhöhen, sind zweifelsohne auf die spezielle Topographie der Alpenregion — mit ihren charakteristischen engen Tälern und verästelten Flußläufen — zurückzuführen. Dies führt auch dazu, daß meistens mehrere Speicher im Gesamteinzugsgebiet eines Flußlaufes errichtet werden können. Aufgrund dessen kann eine sinnvolle energiewirtschaftliche Analyse eines Flußunterlaufes nur in einer Gesamtbetrachtung, d.h. unter Berücksichtigung aller im Einflußbereich des Flusses liegenden Einzugsgebiete, durchgeführt werden.

Der in Abbildung 2 dargestellte Lageplan verdeutlicht schematisch die Einzeleinzugsgebiete (E) und die flussabwärts liegenden Kraftwerke bzw. Kraftwerksketten. Der Flußlängenschnitt zeigt graphisch die für die energetische Nutzung zur Verfügung stehenden Rohfallhöhen (HR) der Kraftwerke KW 1, KW 2 und KW 3.

Geht man in der Analyse einen Schritt weiter und faßt alle Speicherinhalte eines Gesamteinzugsgebietes zusammen, resultieren — in den vorher erwähnten Ländern — Wasserfrachten bis zu 1200 hm³/a und darüber. Die energiewirtschaftlichen Auswirkungen auf die flussabwärts liegenden Kraftwerke hängen, neben dem Speichervermögen, aber ausschließlich von der na-

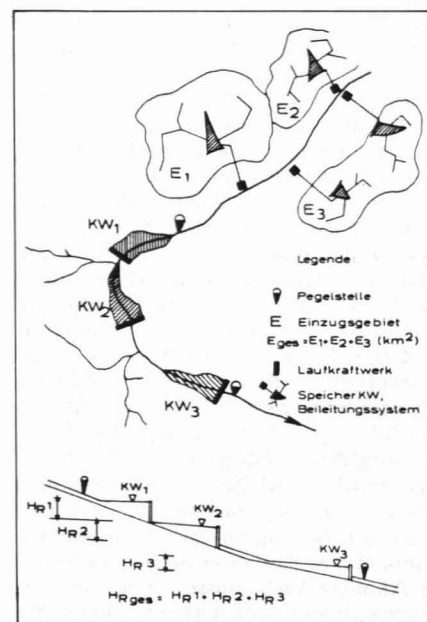


Abb. 2: Lageplan mit den Einzugsgebieten und den flussabwärts liegenden Kraftwerken

türlichen Winterwasserfracht und den Gefälleverhältnissen des jeweiligen Flusses ab. Betrachtet man z.B. das Steweg Kraftwerk St. Martin am Grimming, dem eine Rohfallhöhe von rund 100 m zur energetischen Nutzung zur Verfügung steht, so erreicht die aufsummierte Fallhöhe aller Kraftwerksstufen bis zur Mündung der Enns in die Donau den dreifachen Wert [7]. In diesem Zusammenhang verweise ich auf die Veröffentlichung von Steinbauer, der, aufbauend auf diesen Überlegungen, die nutzbare Gesamtfallhöhe einiger österreichischer Flußläufe den Fallhöhen aus den Speicherkraftwerken gegenüberstellt.

3.2 Beispiele: Rhone (CH) — Inn (A)

Versucht man eine graphische Auswertung der Monatsabflüsse in Form von Gang- und Dauerlinien, wie sie am Tiroler Inn und an der Rhone auftreten, lassen sich die Auswirkungen und damit die Umlagerung der Wasserfrachten gut erkennen. Dabei werden jeweils die Mittelwasserabflüsse (MQ) einer unbeeinflussten und beeinflussten Zeitperiode gegenübergestellt.

Für die Auswertung der Rhone (Abb. 3) bilden die Abflußdaten an der Pegelstelle Porte du Scex die Grundlage. Die gesamte Speicherkapazität der in die Rhone entwässernden Talsperren beträgt an dieser Stelle ungefähr 1150 hm³. In einem Vergleich der Zeitperioden 1930 — 1940 (unbeeinflusst) und 1972 — 1982 (beeinflusst) kommt es in den Wintermonaten, gegenüber dem natürlichen Abfluß, zu einem 57%igen Wasserzuschuß (punktiertes Bereich).

Im Gegensatz dazu reduziert sich die Sommerwasserfracht um ca. 23%, bezogen auf den natürlichen Sommerwasserabfluß (schraffierter Bereich). Man erkennt deutlich, daß es die abflußschwächsten Monate Dezember, Jänner, Februar und März sind, in denen die Speicherkapazität zur energetischen Nutzung herangezogen wird. Dadurch wirkt sich die Umlagerung des Wassers in die Wintermonate in zweifacher Hinsicht positiv aus.

— Einerseits kann Spitzenstrom zur Abdeckung der täglichen Belastungsschwankungen erzeugt werden und — andererseits kann eine Umlagerung der durch die Laufkraftwerke produzierten Bandenergie erzielt werden.

Konstruiert man aus der Ganglinie die Dauerlinie, so zeigt sich speziell im mittleren Bereich eine deutliche Verflachung der Dauerlinie. Seit dem Bau der Talsperren nähert sich der Winterabfluß dem Sommerabfluß, mit derzeit 42% WI und 58% SS gegenüber 24% WI und 76% SS vor Ausführung der Speicher, an [6]. Die Folgewirkung dieser Umlagerung zeigt sich, neben dem Ausgleich der schwankenden Jahreswasserführung, auch in einer Verbesserung der Niedrigwasserverhältnisse und damit in einer Aufbesserung der Wassergüte. Ähnliche Verhältnisse können auch in Österreich angetroffen werden. Betrachtet man das Abflußverhalten des Tiroler Inns (Abb. 4) an der Pegelstelle Kirchbichl, so läßt sich in einer Gegenüberstellung der Zeitperioden 1951 — 1965 (unbeeinflusst) und 1971 — 1980 (beeinflusst) eine bis zu 32%ige Aufbesserung der Winterwasserfracht auf Basis des unbeeinflussten Abflusses ableiten [5]. In den Sommermonaten kommt es zu einem bis zu 9,5%igen Wasserentzug, bezogen auf den natürlichen Sommerabfluß. Diese Beeinflussung wird durch die im Einzugsgebiet des Tiroler Inns gelegenen, insgesamt 6 Speicherkraftwerke (Langzeitspeicher), mit einem Gesamtspeichervolumen von 613 hm³, erzielt. Die Dauerlinie weist auch eine ähnlich Verflachungstendenz auf, wie sie am Beispiel der Rhone erläutert wurde.

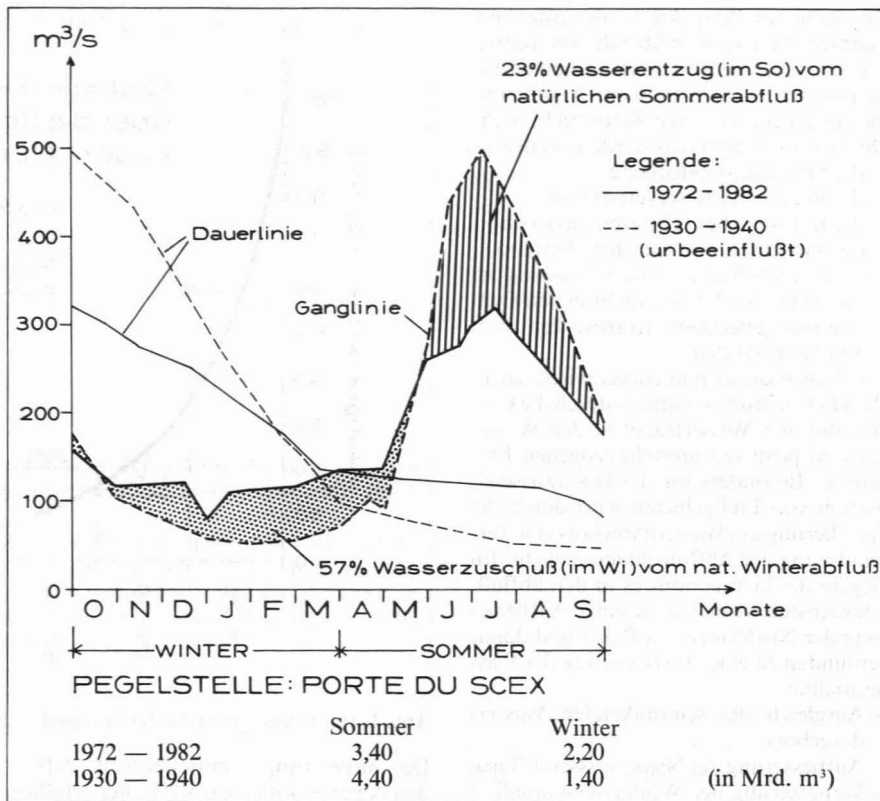


Abb. 3: Gang- und Dauerlinie für die Zeitspannen 1930 — 1940 und 1972 — 1982 an der Rhone (Pegelstelle: Porte du Scex) [6]

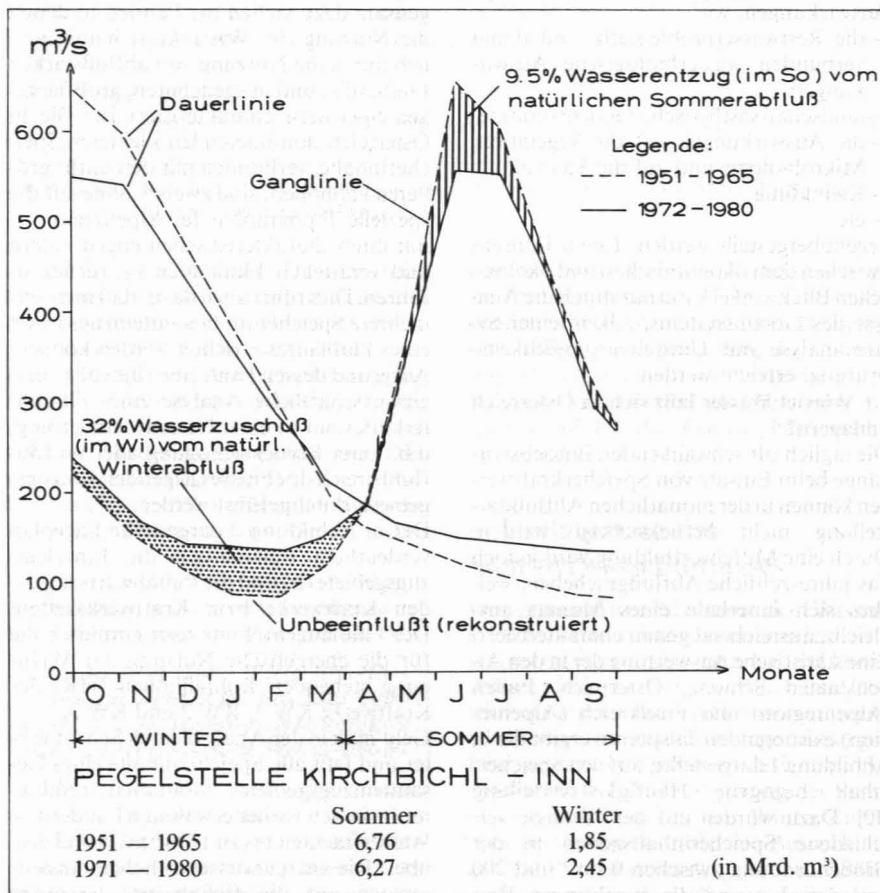


Abb. 4: Gang- und Dauerlinie für die Zeitspannen 1951 — 1965 und 1971 — 1980 am Tiroler Inn (Pegelstelle: Kirchbichl) [5]