

# Schwallreduzierung durch Zwischenbecken bei Speicherkraftwerken

## Surge Reduction Through Intermediate basins in Hydro-Storage Schemes

von W. Widmann

### KURZFASSUNG/SUMMARY

Der Abflussschwall stellt eine der wesentlichen ökologischen Beeinträchtigungen der Energieerzeugung durch Speicherkraftwerke dar. Im vorliegenden Beitrag wird untersucht, wie durch ein zwischen dem Krafthaus und dem Vorfluter situiertes Zwischenbecken der Schwall auf ein vertretbares Maß reduziert werden könnte. Für die Speicherkraftwerke in Österreich mit einer Leistung von mehr als 80 MW und einem Schwall, der größer ist als 3:1, wird die für die weitgehend ohne Beeinträchtigung der Betriebsführung erforderliche Mindestgröße der Zwischenbecken ermittelt. Einige Varianten der Anordnung der Zwischenbecken sowie der Dotiereinrichtungen werden miteinander verglichen. Des Weiteren werden mit Hilfe einer Kostenschätzung die wirtschaftlichen Auswirkungen der Schwallreduzierung durch Zwischenbecken abgeschätzt und dargestellt. Die Reduzierung des Schwalles erweist sich als technisch machbar und möglich, jedoch ergeben sich aus Sicht des Verfassers im Vergleich zum ökologischen Nutzen unverhältnismäßig hohe Kosten. Eine Einstufung der Schwallstrecken der betroffenen Spitzenkraftwerke als „Heavily Modified Water Bodies“ nach Art. 4 (3) der WRRL ist für diese Fälle begründet.

*Flow surges are among the main ecological drawbacks of energy generation through hydro-storage schemes. This article discusses the possibility of reducing surges to a reasonable level by providing an intermediate basin between the powerhouse and the recipient stream. Studies have been undertaken to calculate the required minimum size of such basins for Austrian storage schemes having generating capacities of more than 80MW and producing flow surges larger than 3:1. Several variants of basin locations and feed facilities have been compared. A cost estimate made to assess the economic impact of surge reduction through intermediate basins is presented. Surge reduction has proved technically feasible, but the author considers the cost involved to be prohibitive, relative to the ecological benefit. Classification of such cases as Heavily Modified Water Bodies under Section 4(3) of the Water Framework Directive is justified.*

### 1. EINLEITUNG

Eine der wichtigsten Grundlagen des Lebens auf unserer Erde, und zwar gleichermaßen für Pflanzen, Tiere und Menschen, ist das Wasser, das zwar zu den erneuerbaren Ressourcen zählt, aber doch auch nur in begrenzten Mengen zur Verfügung steht. In jeder denkbaren Größenordnung, von der Einzelzelle bis zum globalen Kreislauf, ist das Leben vom unersetzbaren Wasser abhängig. Nur der bei Niederschlägen auf die Landflächen entfallende, erneuerbare Teil des Wasserkreislaufes kann durch den Menschen genutzt werden (ausgenommen Entsalzungsanlagen), soll eine ökologische Funktionsfähigkeit und damit eine nachhaltige Entwicklung gewährleistet bleiben. Das mittlere natürliche Wasserdargebot auf unserer Erde ist über menschliche Zeiträume praktisch konstant und von der Bevölkerungszahl unabhängig. Nun ist die Weltbevölkerung im 20. Jh. auf das dreifache gestiegen und wird im 21. Jh. voraussichtlich noch um weitere 50 % auf etwa  $9 \cdot 10^9$  Menschen bei etwa gleich bleibendem Wasserdargebot wachsen.

Die Erhaltung des Lebensraumes Wasser mit der optimalen Wassergüte ist eine unabdingbare Notwendigkeit, um Mehrfachnutzungen zu ermöglichen. Allerdings erschweren die mit der Bevölkerungsdichte ebenso wie die

pro Kopf wachsenden quantitativen Ansprüche an das der Menge nach begrenzte, wenn auch sich im jährlichen Kreislauf erneuernde Wasserdargebot die Einhaltung dieser Forderung. Insbesondere wird es auch auf diesem Gebiet notwendig sein, die Forderung des bewahrenden Naturschutzes, deren Einhaltung mit wachsender Bevölkerungsdichte immer schwieriger wird, durch Maßnahmen im Sinne eines gestaltenden Naturschutzes zu ersetzen.

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) hat es sich nun zum Ziel gesetzt, die Reinhaltung der Wasservorkommen ebenso wie deren biologische Funktionsfähigkeit zu gewährleisten. An Hand der Bewertung des ökologischen Soll- und Ist-Zustandes, für den biologische, hydromorphologische und physikalisch-chemische Qualitätskomponenten maßgebend sind, kann das zu untersuchende Gewässer einem Gewässertyp zugeordnet und mit einer 5-stufigen Beurteilungsskala bewertet werden. Dazu gehört auch die Überprüfung, ob flussbauliche Maßnahmen, wie die naturnahe Gestaltung und Ruhezonen, eine Verbesserung des ökologischen Zustandes erwarten lassen.

Nun kann bei manchen vom Ursprung her natürlichen Gewässern der geforderte gute ökologische Zustand nur realisiert werden, wenn bestehen-

de Nutzungen eingeschränkt oder gar aufgegeben werden. Daher wurde für „künstliche oder erheblich veränderte Gewässer“ als Referenz „das höchste ökologische Potenzial“ als Vergleichsmaßstab eingeführt, das den Zustand des Gewässers nach Durchführung aller Maßnahmen widerspiegelt, die seinen optimalen ökologischen Zustand ermöglichen, ohne gleichzeitig die wirtschaftlichen Nutzungen signifikant einzuschränken. Dabei ist zu berücksichtigen, ob es andere Möglichkeiten gibt, mit denen die gleichen Ziele wie bei der bestehenden Nutzung bei geringerer Beeinflussung der Umwelt erreicht werden können.

Mit der Schaffung dieser neuen Kategorie wurde erstmals von ökologischer Seite die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen eines gestaltenden Naturschutzes Maßnahmen zu setzen, die zwar nicht den früheren Zustand im Sinne des bewahrenden Naturschutzes wieder herstellen können, der ja vor der neuen Nutzung meist auch nicht dem ursprünglichen Zustand vor einigen 100 Jahren entsprochen hat, aber doch einen stabilen ökologischen Zustand schaffen, der dem in anderen bestehenden – von menschlichen Eingriffen mehr oder weniger unbeeinflussten – Gewässern nahe kommt.

Im Folgenden sollen vor allem jene Probleme behandelt werden, die die Nutzung der Wasserkraft in Speicher-

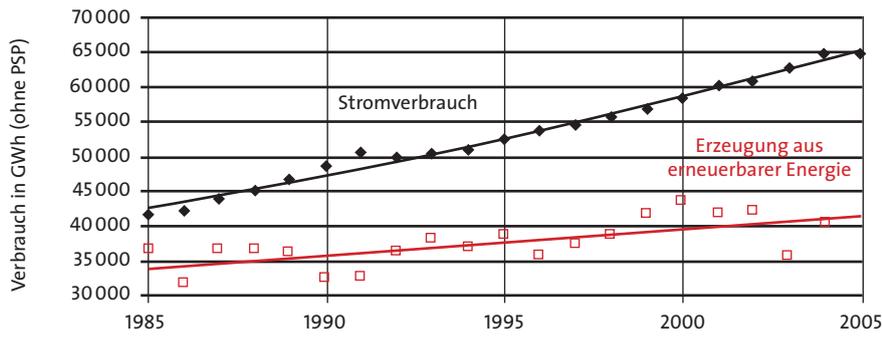


Abb. 1. Vergleich des Zuwachses von Verbrauch und Erzeugung des elektrischen Stromes aus erneuerbarer Energie in Österreich seit 1985

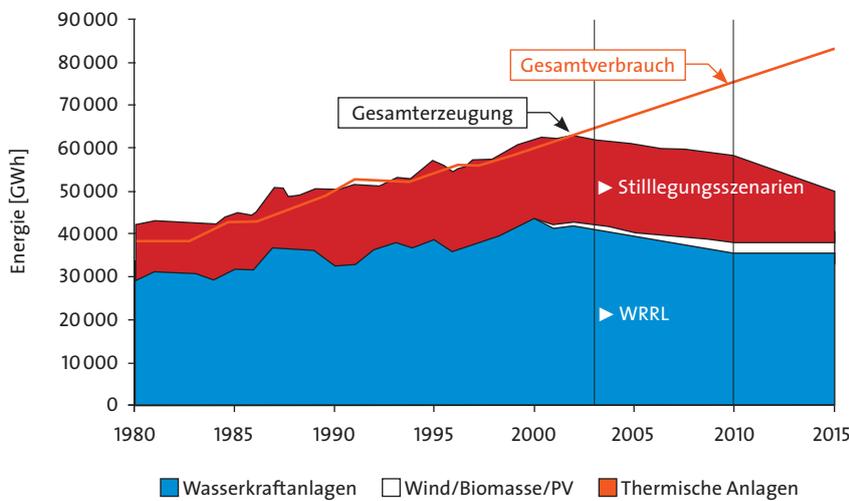


Abb. 2. Gegenüberstellung Gesamtverbrauch – Gesamtzeugung elektrischer Energie in Österreich (TU Wien, 2004)

kraftwerken betreffen. Die alpinen Wasserkraft-Speicherwerke werden hauptsächlich von den Vorschriften bezüglich des Restwassers, der Erhaltung oder Wiederherstellung der Durchgängigkeit der Fließgewässer und der Schwallminderung betroffen. Die Wassergüte wird eher verbessert, da meist für Einleitungen in die beeinflusste Bach-(Fluss-)strecke vom Betreiber Kläranlagen errichtet werden müssen.

Die strenge Erfüllung dieser Forderungen würde gravierende Erzeugungseinbußen (STIGLER et al., 2005) und entsprechende Erhöhungen der Gesteungskosten zur Folge haben, da nicht nur gleich bleibende Betriebskosten mit einer verringerten Erzeugung zu decken wären, sondern auch durch Errichtung zusätzlicher Kraftwerke ausgeglichen werden müssten und letztlich zu neuen Umweltveränderungen in anderen Regionen führen würden.

## 2. STROMBEDARF UND ERZEUGUNGSPOTENZIAL

Der Strombedarf ist in den letzten 20 Jahren um durchschnittlich 1100 GWh/Jahr gestiegen (Abb. 1). Der Tagesgang des Verbrauches unterliegt kurzfristigen starken Schwankungen, denen die Erzeugung unmittelbar folgen muss, da elektrischer Strom in großen Mengen nicht gespeichert werden kann.

Nach einer Studie an der TU Wien wird schon in 10 Jahren die Lücke zwischen Erzeugung und Bedarf unter Zugrundelegung der WRRL und der Stilllegung überalterter thermischer Kraftwerke über 30 TWh betragen (Abb. 2), von denen nur etwa ein Drittel ohne weitere Nutzung der Wasserkraft gedeckt werden kann. Da im europäischen Raum ähnlich dramatische Entwicklungen zu erwarten sind (EURELEKTRIK, 2004), wird auch mit Importen keine Bedarfsdeckung möglich sein. Eine grundle-

gende Änderung der Energiepolitik ist daher erforderlich.

Elektrischer Strom kommt in nutzbarer Form in der Natur nicht vor, muss also erzeugt werden. Wie jede menschliche Tätigkeit beeinflussen auch alle Formen der Stromerzeugung die Umwelt. Die bisherige Stromerzeugung beruht fast ausschließlich auf der Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie. Unterschiedlich ist die Aufbringung der mechanischen Energie:

- In kalorischen Kraftwerken durch
  - Verbrennung begrenzter fossiler Brennstoffe, wie Kohle, Erdöl, Gas. Heute wird in einem Jahr etwa ebenso viel CO<sub>2</sub> freigesetzt wie seinerzeit bei der Bildung der fossilen Brennstoffe in einer Million Jahren gebunden wurde.
  - Verbrennung von nachwachsender Biomasse, wobei zwar auch CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, der Zyklus Bindung – Freisetzung aber nur wenige Jahre lang ist. Biogaspotenzial: 1,25 TWh (e-control),
  - Feste-Biomasse-Potenzial: 4–10 TWh (e-control),
- Atomenergie, die wegen Sicherheitsbedenken abgelehnt wird.
- Geothermische Wärme, die in Österreich kaum nutzbar ist.
- Durch Nutzung erneuerbarer mechanischer natürlicher Energie, wie
  - Wasserkraft: Das noch ausbaufähige Potenzial wird auf ± 20 TWh geschätzt.
  - Windkraft: (Potenzial 3 TWh) die naturgemäß unvorhersehbaren Schwankungen unterliegt (e-control), was zu den wachsenden kurzfristigen Unterschieden zwischen Bedarf und Erzeugung beiträgt.

Das noch ausbaufähige Potenzial an technisch nutzbarer erneuerbarer Energie wird demnach (ohne Wasserkraft und Fotovoltaik) auf 8–14 TWh geschätzt, was etwa dem Verbrauchszuwachs der nächsten 6–10 Jahre entspricht (e-control), allerdings ohne Berücksichtigung der Stilllegung überalterter kalorischer Kraftwerke.

Andere Formen der Stromerzeugung sind erst in Entwicklung begriffen:

- Die Fotovoltaik, die naturbedingt zyklisch (Tag/Nacht, Sommer/Winter) und in Abhängigkeit vom Wetter anfällt, ist technisch noch nicht genügend ausgereift, weder aus energetischer noch aus

wirtschaftlicher Sicht, um in den nächsten Jahren einen wesentlichen Einsatz zur Stromversorgung zu rechtfertigen. Derzeit liegt der Solarstromanteil an der Erzeugung bei 0,2 ‰ des Gesamtbedarfs.

- Wasserstoff kommt in der Natur in geeigneter Form und Menge nicht vor, muss also unter Inkaufnahme von Energieverlusten erzeugt, zwischengespeichert und transportiert werden. Er ist derzeit lediglich für die Zwischenspeicherung der elektrischen Energie, nicht aber als Energiequelle geeignet.

Nun kann die Erzeugung elektrischer Energie mit kalorischen und Laufwasserkraftwerken dem schwankenden Bedarf nicht genügend rasch folgen. Die Deckung der Bedarfsspitzen kann technisch nur durch (Pump-)Speicherkraftwerke oder Gasturbinen-Kraftwerke erfolgen, wobei das Gas zu den fossilen Energieträgern zählt und importiert werden muss.

### 3. ZUM SCHWALLAUSGLEICH

#### 3.1 Allgemein

Die Aufgabe von Spitzenkraftwerken besteht in der möglichst raschen Anpassung der Stromerzeugung an den schwankenden Verbrauch durch die Abarbeitung des gespeicherten Wassers, wie dies täglich mehrmals zur Stabilisierung des Netzes und damit der sicheren Stromversorgung notwendig sein kann. Soll nun der sich ergebende Abflussschwall vor Abgabe in den Vorfluter vergleichmäßig werden, stehen 3 Optionen zur Verfügung:

- Die wegen der energiewirtschaftlichen Auswirkungen auszuschließende Änderung der Betriebsweise (siehe auch STIGLER et al., 2005), müssten doch die leistungsmindernden Einschränkungen durch neue Spitzenkraftwerke ersetzt werden.
- Die Errichtung von Ausgleichspeichern zwischen Krafthaus und Vorfluter, deren optimale Anordnung ebenfalls den örtlichen Verhältnissen angepasst werden muss.
- Die Errichtung einer Unterstufe im Anschluss an diesen Ausgleichspeicher, wenn es die örtlichen Verhältnisse gestatten.

Im Folgenden sollen derartige Zwischenspeicher für die leistungsstärksten Spitzenkraftwerke Österreichs in den maßgebenden Hochwintermonaten untersucht werden.

#### 3.2 Abschätzung der Mindestgröße des Zwischenspeichers

##### 3.2.1 Der zulässige Schwall

Ausgehend von Tabelle 1 wird den folgenden Überlegungen ein zulässiges Schwall-Sunk-Verhältnis von 3:1 innerhalb von 24 Stunden zugrunde gelegt, eine sehr strenge Annahme, deren Berechtigung im Einzelfall überprüft werden sollte.

In Tabelle 2 wird nun die Auswirkung des Abflussschwalles auf den Vorfluter für die leistungsstärksten Speicherkraftwerke Österreichs nach Tabelle 1 bewertet.

Aus der Zusammenstellung geht hervor,

- dass bei relativ niedriger Ausbaumwassermenge (< 120 l/s km<sup>2</sup>) des Kraftwerkes oder
- wenn das Einzugsgebiet des Vorfluters an der Rückgabestelle größer als das 10-Fache des Einzugsgebietes des Kraftwerkes ist,

der Abflussschwall nur mehr einen geringen Einfluss auf den Vorfluter hat.

##### 3.2.2 Die mittlere tägliche Abarbeitung im Winter

Die Abarbeitung des gespeicherten Wassers erfolgt erfahrungsgemäß zu zwei Dritteln in den drei abflussarmen Monaten an jedem Winter-Werktag.

Tabelle 1: Kurzfristige Abflussdynamik (nach Egger et al., 2005)

| Schwall-Sunk-Verhältnis | Einfluss    |
|-------------------------|-------------|
| > 10 : 1                | sehr hoch   |
| 10 – 5 : 1              | hoch        |
| 5 – 3 : 1               | mittel      |
| 2 – 3 : 1               | gering      |
| < 2 – 1                 | sehr gering |

Mit 90 – je 2 Tagen an 13 Wochenenden und 3 Feiertagen ergeben sich 61 Werktage mit einer durchschnittlichen täglichen Abarbeitung  $Q_T$  von

$$Q_T = \frac{2}{3} \frac{\text{Speichernutzinhalt } \sum I_N}{61}$$

in hm<sup>3</sup> 1)

und die tägliche Betriebsdauer  $A_T$  mit der Ausbaumwassermenge  $q_A$  mit

$$A_T = \frac{Q_T}{(q_A \cdot 3600)} \text{ in Stunden} \quad 2)$$

##### 3.2.3 Die Beckengröße

Während eines Werktages muss die während des Betriebes abgearbeitete Wassermenge im Becken aufgefungen und dosiert während der 24 Stunden dieses Tages wieder abgegeben werden

Tabelle 2. Österreichs Speicherkraftwerke mit einer Ausbauleistung über 80 MW

| Unterste Stufe des Speicherkraftwerkes |                 |                          | Nächstgelegener Pegel im Vorfluter |             |                   |                          |             |
|--|-----------------|--------------------------|------------------------------------|-------------|-------------------|--------------------------|-------------|
| Kraftwerks-Gruppe                      | Einzugsgebiet   | Ausbaumwassermenge $q_A$ | Einzugsgebiet                      | Jahresreihe | MNQ <sub>T</sub>  | $I + q_A / \text{MNQ}_T$ | Auswirkung  |
|  | km <sup>2</sup> | m <sup>3</sup> /s        | km <sup>2</sup>                    |             | m <sup>3</sup> /s |                          |             |
| I                                      | 43              | 5                        | 928                                | 61/02       | 8,6               | 1,6                      | sehr gering |
| II                                     | 218             | 28                       | 7285                               | 71/02       | 64,9              | 1,4                      | sehr gering |
| III                                    | 131             | 36                       | 1280                               | 61/02       | 16,4              | 3,2                      | mittel      |
| IV                                     | 97              | 15                       | 552                                | 51/02       | 4,19              | 3,6                      | mittel      |
| V                                      | 280             | 19                       | 2699                               | 71/02       | 13,9              | 2,4                      | gering      |
| VI                                     | 184             | 23                       | 665                                | 76/02       | 6,0               | 4,8                      | mittel      |
| VII                                    | 390             | 92                       | 621                                | 71/02       | 4,3               | 22,4                     | sehr hoch   |
| VIII                                   | 129             | 110                      | 3729                               | 76/02       | 31                | 4,5                      | mittel      |
| IX                                     | 139             | 48                       | 4902                               | 71/02       | 32,3              | 2,5                      | gering      |

MNQ<sub>T</sub> ... mittl. tägliches Niederwasser

Tabelle 3. Beispiele für die Abschätzung des erforderlichen Volumens eines Zwischenspeichers.

|                  |                             |  |                   |                   |        |        |         |        |
|------------------|-----------------------------|--|-------------------|-------------------|--------|--------|---------|--------|
| Kraftwerk        | 1                           | Kraftwerk                                      |                   |                   | IV     | VI     | VII     | VIII   |
|                  | 2                           | Oberstufe                                      | $I_{NO}$          | hm <sup>3</sup>   | 22,7   | 8,7    | 127+87  | 190    |
|                  | 3                           | Unterstufe                                     | $I_{NU}$          |                   | 55,3   | 59,7   | -       | -      |
|                  | 2                           | Gesamter Speichernutzinhalt                    | $I_N$             |                   | 78     | 68,4   | 214     | 190    |
|                  | 3                           | Erzeugung im Regeljahr                         |                   | GWH               | 75     | 236    | 613     | 114    |
|                  | 4                           | Abarbeitung im Hochwinter/Tag (1)              | $Q_T$             | hm <sup>3</sup>   | 0,85   | 0,75   | 2,34    | 2,08   |
|                  | 5                           | Ausbauwassermenge                              | $q_A$             | m <sup>3</sup> /s | 15     | 23     | 92      | 110    |
| 6                | Betriebsstunden pro Tag (2) | $A_T$  | h                 | 15,8              | 9,0    | 7,1    | 5,2     |        |
| 7                | maßg. MNQ (sh. Tab.2)       | $MNQ_T$  | m <sup>3</sup> /s | 4,2               | 6      | 4,3    | 31      |        |
| Zwischenspeicher | 8                           | Dotierwassermenge zur Erhöhung von $MNQ_T$ (7) | $q_{d,min}$       | m <sup>3</sup> /s | 1,2    | 1,3    | 8,2     | 3,7    |
|                  | 9                           | Neues $MNQ_{neu}$ (3)                          | $MNQ_{neu}$       |                   | 5,36   | 7,31   | 12,47   | 34,68  |
|                  | 10                          | Max. mögl. zusätzliche Dotierwassermenge (5)   | $q_{d,max}$       |                   | 10,7   | 14,6   | 24,9    | 69,4   |
|                  | 11                          | Speicher-Volumen (4,6)                         | $V_Z$             | hm <sup>3</sup>   | 0,243  | 0,273  | 1,70    | 0,767  |
|                  | 12                          | Grundfläche bei 10 m nutzbarer Wassertiefe     | F                 | m <sup>2</sup>    | 24.300 | 27.300 | 170.000 | 76.700 |
|                  | 13                          | Tunnelquerschnitt netto F= 100m <sup>2</sup>   | L                 | km                | 2,4    | 2,7    | 17,1    | 7,7    |

Zu Zeile

3 ... Erzeugung des Kraftwerkes, dessen Wasser in den Vorfluter abgegeben wird

5 ... Ausbauwassermenge dieses Kraftwerkes

13 ... Erforderliche Tunnellänge, wenn ein Tunnel als Zwischenspeicher dienen soll

können. Ein Teil dieser Wassermenge sollte als Dotierwassermenge  $q_{Dmin}$  zur dauernden Erhöhung von  $MNQ_T$  auf  $MNQ_{neu}$  eingesetzt werden:

$$MNQ_{neu} = MNQ_T + q_{Dmin} \quad 3)$$

Während des Kraftwerksstillstandes am Wochenende muss jene Dotierwassermenge zur Verfügung stehen, die für die Mindestdotierung  $q_{Dmin}$  benötigt wird; Setzt man für die maximale Stillstandszeit  $T_{St}$  die Zeit von Freitag 21 Uhr bis Montag 7 Uhr an, wird

$$T_{St} = 3 + 2 \times 24 + 7 = 58 \text{ Stunden}$$

und das erforderliche Volumen des Zwischenspeichers

$$V_{Z1} = q_{D,min} \cdot T_{St} \cdot 3600 \quad 4)$$

Der notwendige Beckeninhalte zur Aufnahme der täglich abzuarbeitenden betrieblichen Wassermenge abzüglich der maximal zulässigen Dotierwassermenge wird

$$\text{mit } q_{D,max} = 2 MNQ_{neu} \quad 5)$$

$$V_{Z2} = A_T \cdot (q_A - q_{Dmax}) \cdot 3600. \quad 6)$$

Mit  $V_{Z1} = V_{Z2} = V_Z$  lässt sich aus den vier Randbedingungen (3, 4, 5, 6) die optimale Dotierwassermenge ableiten

$$q_{D,min} = \frac{A_T}{T_{St} + 2A_T} \cdot (q_A - 2MNQ_T), \quad 7)$$

die zum Erreichen des angestrebten  $MNQ_{neu}$  erforderlich ist.

Für jene Kraftwerke, bei denen der Einfluss des Schalles „mittel“ oder „sehr hoch“ eingestuft wird (Anlage III mit einem Schwall-Sunk-Verhältnis von 1:3,2 wird nicht weiter untersucht, da es sehr nahe bei 1:3 liegt), ergeben sich dann im nächsten Schritt mit den o.a. Randbedingungen die maximalen Dotierwassermengen und die für die strenge Einhaltung der maximalen Schwallhöhen erforderlichen Beckengrößen (Tabelle 3), die ohne Einschränkung des Kraftwerkbetriebes erforderlich wäre.

Eine Verkleinerung dieser Beckengrößen wäre z.B. durch Verkürzung des erzeugungsfreien Wochenendes auf die Zeit von Samstag 12 Uhr bis Montag 6 Uhr möglich. Dies würde zu einer Verkleinerung des Zwischenspeichers um rund 15 % führen, also wohl keine entscheidende Ersparnis, aber doch zusätzliche Betriebseinschränkungen bedeuten.

Im Falle einer Verwirklichung müssen natürlich eingehendere Untersuchungen für die Festlegung der Beckengröße unter Zugrundelegung des angestrebten Spielraumes für den Einsatz des Kraftwerkes durchgeführt werden, der für die Deckung der schwankenden Erfordernisse des Netzes erforderlich ist.

### 3.3 Zur Anordnung des Zwischenspeichers

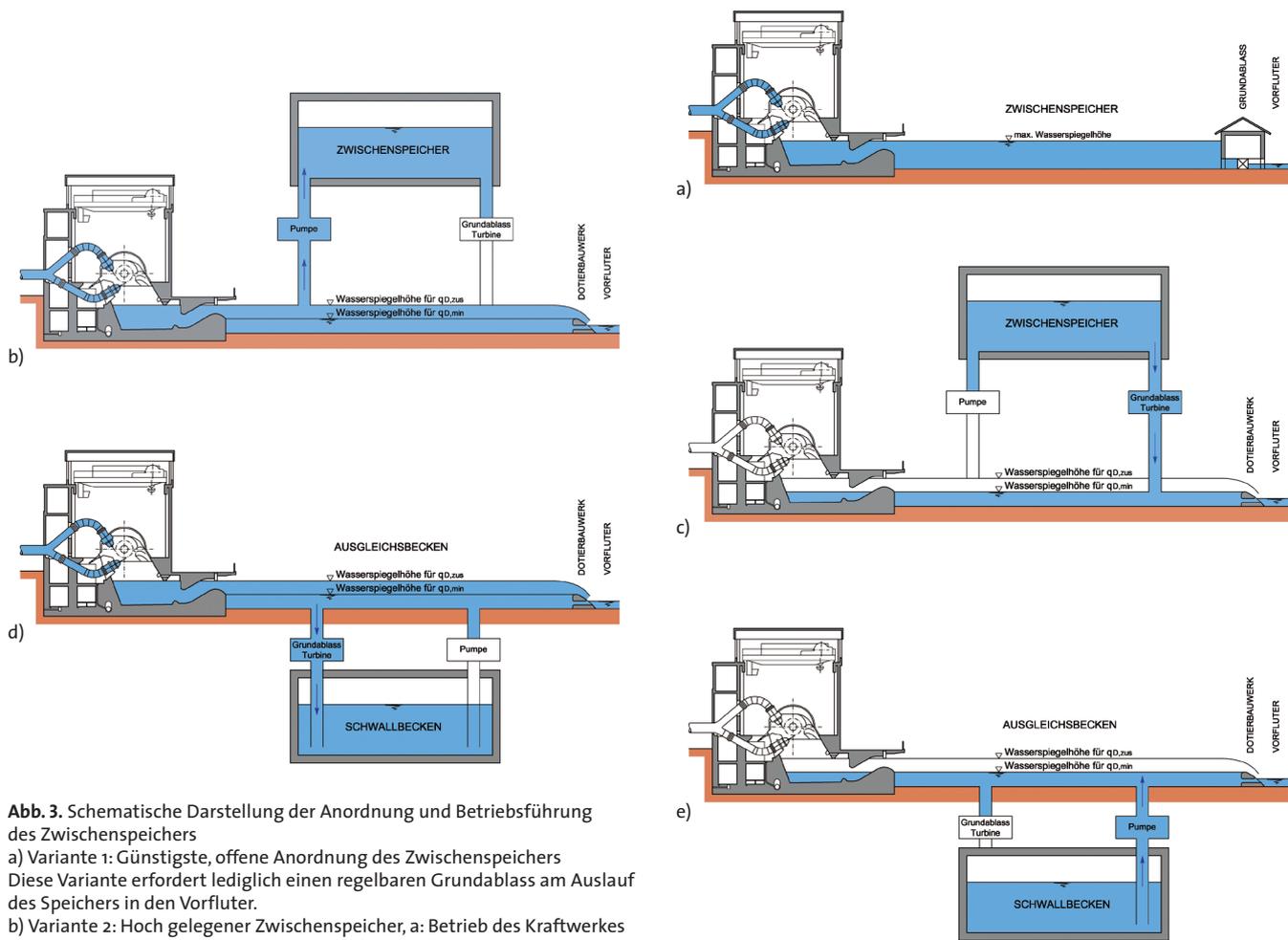
Variante 1: Natürlich wäre es am günstigsten, den Zwischenspeicher ebenso wie die Ausgleichsbecken bei einigen bestehenden Anlagen in gleicher Höhe wie die Maschinensätze im Krafthaus so anzuordnen, dass der höchste Wasserspiegel dem höchsten Wasserspiegel aus der Sicht des Kraftwerksbetriebes und der tiefste Wasserspiegel noch eine freie, über einen Grundablass gesteuerte Entleerung in den Vorfluter ermöglicht. Meistens wird aber der wegen der zu geringen Höhendifferenz dieser beiden Wasserspiegel sich ergebende große Flächenbedarf örtlich nicht unterzubringen sein. Bei größerer Wassertiefe hingegen dürften die großen täglichen Spiegelschwankungen im Becken in vielen Gebieten nicht genehmigt werden, sodass oft nur eine gedeckte Ausföhrung, etwa mit einem begrönten Flachdach, möglich erscheint.

Für die Höhenlage des Zwischenspeichers sind damit zwei weitere Varianten denkbar, die sich auf den höchsten zulässigen Wasserspiegel für die im Krafthaus eingebauten Turbinen beziehen:

VARIANTE 2: Ganz oder teilweise oberhalb dieses Spiegels und

VARIANTE 3: Ganz oder teilweise unterhalb dieses Spiegels.

Die für die jeweilige Dotierwasserabgabe in den Vorfluter erforderliche



**Abb. 3.** Schematische Darstellung der Anordnung und Betriebsführung des Zwischenspeichers  
a) Variante 1: Günstigste, offene Anordnung des Zwischenspeichers  
Diese Variante erfordert lediglich einen regelbaren Grundablass am Auslauf des Speichers in den Vorfluter.  
b) Variante 2: Hoch gelegener Zwischenspeicher, a: Betrieb des Kraftwerkes  
c) Variante 2b: Stillstand des Kraftwerkes, d) Variante 3: Tief gelegener Zwischenspeicher,  
a: Betrieb des Kraftwerkes, e) Variante 3b: Stillstand des Kraftwerkes

Wasserspiegelhöhe im Ausgleichsbecken muss über die Wasserabgabe aus dem Zwischenspeicher gewährleistet werden. Daraus ergibt sich folgende Betriebsführung:

Während des Betriebes des Kraftwerkes:

Überschreitet die im Kraftwerk abgearbeitete Wassermenge die für die jeweils vorgesehene Dotierung vorgesehene Menge, wird das Überschusswasser in den Zwischenspeicher abgeleitet:

- Liegt dieser Zwischenspeicher tiefer als das Ausgleichsbecken, kann die Füllung über einen entsprechend gesteuerten Grundablass oder eine entsprechende Turbine mit einer Ausbaumassenergie erfolgen, die jener der Hauptturbinen abzüglich der Mindestdotierung entspricht.
- Liegt dieser Zwischenspeicher höher als das Ausgleichsbecken, muss die Füllung über eine gesteuerte Pumpstation erfolgen,

deren Ausbaumassenergie jener der Hauptturbinen abzüglich der Mindestdotierung entspricht.

Während des Kraftwerksstillstandes:

- Die Mindestdotierung wird durch entsprechende Öffnungen in der Überfallschwelle abgegeben.
- Höhere Dotierungen können bei entsprechender Überfallhöhe abgegeben werden, die über die Dotierwassermenge aus dem Zwischenspeicher gesteuert wird.

Die extremen Wasserspiegelhöhen im Ausgleichsbecken sind durch die bisher zulässigen Höhen in Hinblick auf den Kraftwerksbetrieb begrenzt, bei denen auch die höchste zulässige Dotierwassermenge abgegeben werden können muss.

Die Vorschläge zur Verringerung der Schwallscheinungen im Vorfluter berühren die Betriebsführung allfälliger Oberstufen nicht; die Erzeugung der Unterstufen wird nicht nen-

nenswert verändert. Wie die Beispiele (Abb. 3 a–d) zeigen, erfordert die Betriebsführung allerdings eine gewisse Vorausschau und wird je nach Größe des Zwischenspeichers mehr oder weniger eingeschränkt.

Hier sei nochmals darauf hingewiesen, dass aufgrund der Bemessungsannahmen der Zwischenspeicher zu Beginn des Wochenendes gefüllt sein muss.

### 3.4 Die Dotiereinrichtungen

#### 3.1.1 Allgemein

Um die Wasserspiegelhöhe im Ausgleichsbecken über die Wasserabgabe aus dem Zwischenspeicher steuern zu können, sind zwei Bauwerke erforderlich:

- Zwischen Ausgleichsbecken und Zwischenspeicher ein Grundablass bzw. eine Turbine sowie eine Pumpe, eventuell auch eine Pumpenturbine, deren Steuerung letztlich den angestrebten Wasserspiegel

Tabelle 4. Auslegung der Turbinen (Grundablässe) und Pumpen.

| Krafthaus | Variante          |                   | IV   |      | VI   |      | VII  |      | VIII |      |
|-----------|-------------------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|           |                   |                   | 2    | 3    | 2    | 3    | 2    | 3    | 2    | 3    |
| Turbine   | Ausbauwassermenge | m <sup>3</sup> /s | 10,7 | 13,8 | 14,6 | 21,7 | 24,9 | 83,8 | 69,4 | 106  |
|           | Fallhöhe*         | m                 | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   |
|           | Leistung          | MW                | 1,2  | 1,5  | 1,6  | 2,4  | 2,8  | 9,3  | 7,7  | 11,7 |
| Pumpe     | Ausbauwassermenge | m <sup>3</sup> /s | 13,8 | 10,7 | 21,7 | 14,6 | 83,8 | 24,9 | 106  | 69,4 |
|           | Fallhöhe*         | m                 | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   | 13   |
|           | Leistung          | MW                | 2,1  | 1,6  | 3,3  | 2,2  | 12,6 | 3,7  | 16,0 | 10,4 |

\* zuzüglich im Falle einer Tunnelausführung bei U-förmiger Anordnung die sich aus der halben Tunnellänge mal dem Gefälle des Tunnels ergebende Höhe.

im Ausgleichsbecken gewährleisten muss.

- Zwischen Ausgleichsbecken und Vorfluter das Dotierbauwerk, das ohne mechanische Bauteile in Abhängigkeit vom Wasserspiegel im Ausgleichsbecken die festgelegte Dotierwassermenge in den Vorfluter abgibt.

### 3.3.2 Zur Auslegung der elektromaschinellen Einrichtungen.

Variante 2: Die Ausbauwassermenge der Pumpen muss der Ausbauwassermenge aller Maschinensätze des Kraftwerkes abzüglich der Mindestdotierung jene des Grundablasses bzw. die Summe der Ausbauwassermengen aller Turbinen muss der maximalen Dotierwassermenge entsprechen. Fall- und Förderhöhen ergeben sich aus der Höhendifferenz zwischen dem höchsten Wasserspiegel im Zwischenspeicher und dem tiefstem Wasserspiegel im Ausgleichsbecken.

Variante 3: Die Ausbauwassermenge des Grundablasses bzw. die Summe der Ausbauwassermengen aller Turbinen muss der Ausbauwassermenge aller Maschinensätze des Kraftwerkes abzüglich der Mindestdotierung, jene aller Pumpen der maximalen Dotierwassermenge entsprechen. Fall- und Förderhöhen ergeben sich aus der Höhendifferenz zwischen tiefstem Wasserspiegel im Zwischenspeicher und höchstem Wasserspiegel im Ausgleichsbecken.

Die Aufteilung der Ausbauwassermengen auf mehrere Maschinensätze muss im Einzelfall untersucht werden. Dabei dürfte es zweckmäßig sein, je zwei Maschinensätze im Kraftwerk eine unmittelbar nachgeordnete Maschine zuzuordnen. Die erforderliche Ausbauleistung der einzelnen Turbi-

nen und Pumpen ergibt sich in erster Näherung aus  $L_T = 8 \cdot q \cdot H$  bzw.  $L_P = 11,2 \cdot q \cdot H$ .

Die Fall- und Förderhöhen und damit die erforderliche Ausbauleistung ergeben sich aus Annahmen (Tabelle 4) für die nutzbaren Tiefen von Ausgleichsbecken (3 m) und Schwallbecken (10 m).

Der Jahresenergiebedarf bleibt relativ klein und liegt bei allen Beispielen unter 1 % der Jahreserzeugung des Speicherkraftwerkes im Regeljahr.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist die Variante 3 mit dem tiefer liegenden Zwischenspeicher günstiger, da

- die Ausbauwassermenge der Pumpen lediglich auf die höchste Dotierwassermenge und nicht auf die weit höhere Ausbauwassermenge der Maschinensätze des Kraftwerkes ausgelegt werden muss. Dadurch wird der Leistungsbedarf geringer.
- der für die Gewährleistung des Wasserspiegels im Ausgleichsbecken erforderliche Pumpbetrieb nur während des Stillstandes des Kraftwerkes, also außerhalb der Zeiten eines Spitzenstrombedarfes, notwendig ist.

### 4. KOSTENSCHÄTZUNG

Eine Kostenschätzung in diesem Stadium kann nur eine Größenordnung für den Vergleich der einzelnen Varianten ergeben. Erst nach optimaler Auslegung der Anlagen unter Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse kann eine bessere Kostenschätzung erarbeitet werden. Hier wird von Erfahrungswerten für die beiden Hauptanlagenteile, Zwischenspeicher (Abb. 4) und Krafthaus bzw. Pumpstation (Formel 8) mit kurzen Oberwasser- und

Unterwasserkanälen, ausgegangen. Baunebenkosten wie Grundkosten, Planungskosten, Overhead und Finanzierungskosten werden mit einem allgemeinen Aufschlag von 25 % abgeschätzt (Tabelle 6).

Die spezifischen Kosten für die Speicherbecken wurden aus mehreren Einzelprojekten für offenen und unterirdischen Speicher durch Regression ermittelt. Die Ergebnisse dieser Regression sind in Abb. 4 dargestellt.

Die Kosten für das Kleinkraftwerk und die Pumpstation bei Variante 2 und 3 wurde mittels der untenstehenden Formel 8 abgeschätzt. Diese Formel wurde aus der von Gordon (1979) vorgeschlagenen Formel auf die Verhältnisse der Varianten 2 und 3 adaptiert und mit aktuellen Kleinkraftwerkskosten aktualisiert.

$$K_{KPH} = 0,85 \times 12800 \times \left[ \left( \frac{P_T}{H^{0,3}} \right)^{0,82} + \left( \frac{P_P}{H^{0,3}} \right)^{0,82} \right] \quad (8)$$

$K_{KPH}$  Kosten des Kraftwerkes und der Pumpstation

$P_T$  Leistung Turbine in kW

$P_P$  Leistung Pumpe in kW

$H$  Ausbaufallhöhe

Schließlich werden die Kosten auf die Erzeugung der betroffenen Kraftwerksstufe bezogen, da die zugehörigen Oberstufen keinen Einfluss auf den Schwall haben.

Aus dieser Untersuchung ergibt sich, dass schon die kostengünstigste Variante, die nur bei günstigsten örtlichen Verhältnissen möglich ist, einen wesentlichen Einfluss auf die Erzeugungskosten hat. Die Erhöhung der jährlichen Erzeugungskosten kann mit knapp 10 % der spezifischen Kosten aus Tabelle 6 abgeschätzt werden

und liegt je nach Variante zwischen 0,6 und 26 Cent/kWh. Derartige Kosten dürften in Hinblick auf den Kostendruck als Folge der Liberalisierung nicht tragbar sein.

### 5. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Unbefriedigende ökologische Verhältnisse im Vorfluter können unterschiedliche Ursachen haben, die vor Eingriffen in die Stromversorgung untersucht und gegebenenfalls beseitigt werden sollten, z. B. eine harte Verbauung des Flussbettes oder das Fehlen von Ruhezonen im Flussbett. Die bei Speicherkraftwerken betriebsbedingt auftretenden Schwallerneigungen können sich auf das Leben im Wasser auswirken, verändern aber nicht die Wassergüte.

Aus technischer Sicht kann ein Abflussschwall ohne Beeinträchtigung des Betriebes durch entsprechende Investitionen mit Ausgleichsbecken beliebig abgemindert oder sogar weitgehend vermieden werden, allerdings nur bei Nutzung großer Flächen unter Inkaufnahme einer entsprechenden Beeinflussung des Landschaftsbildes sowie mit relativ hohen Kosten.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht stehen den höheren Aufwendungen keine Verbesserungen der Erzeugung gegenüber. Die Investitionen für die Schwallminderung müssen auf die Gesteungskosten des in dieser Kraftwerksstufe erzeugten Stromes umgelegt werden, die daher wesentlich steigen. Eine Umlegung auf die Gesamterzeugung der Kraftwerksgruppe bedeutet lediglich eine geringere optische Erhöhung der spezifischen Kosten, natürlich bleibt die absolute Erhöhung der Erzeugungskosten gleich. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht kann eine derartige Maßnahme nicht vertreten werden.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht bringt jede bauliche Investition der öffentlichen Hand einige finanzielle Vorteile, wie ein erhöhtes Einkommen an Steuern und durch den Beschäftigungseffekt, Mehreinnahmen bei der Lohnsteuer und Ersparnisse beim Arbeitslosengeld. Nach einer Studie des WIFO liegen die Mehreinnahmen bzw. Minderausgaben der öffentlichen Hand bei Infrastrukturinvestitionen (durch höhere Einnahmen bzw. Steuern und geringere Ausgaben) bei 40 % des Investitionsbetrages (WIFO, 2003).

Aus ökologischer Sicht werden mit der Verminderung bzw. Vermeidung des Abflussschwalles die ökologischen Verhältnisse im Vorfluter verbessert, eine wirtschaftliche Bewertung dieser

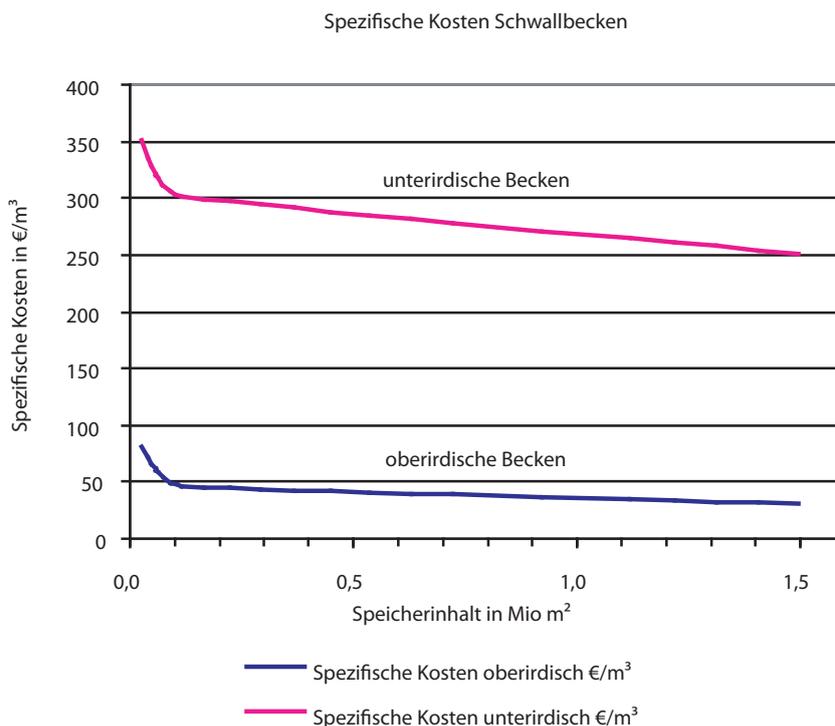


Abb. 4. Einheitskosten für den Speicher.

Vorteile dürfte allerdings problematisch sein.

Zunächst muss noch einmal betont werden, dass die Erzeugung von Spitzenstrom immer wichtiger wird – nicht zuletzt durch den forcierten Ausbau der Windenergie – und nach dem derzeitigen Stand der Technik mit Wasserkraft-Speicherkraftwerken am sinnvollsten ist.

Die Reduzierung des Schwalles auf ein im Allgemeinen auch ökologisch akzeptables Verhältnis von 1:3 durch die Anordnung eines Ausgleichsbeckens zwischen Kraftwerk und Vorfluter ist technisch machbar und möglich. Der vorgelegte Vorschlag einer technischen Lösung für das Schwallproblem weitgehend ohne Beeinträchtigung der Betriebsführung der Spitzenkraftwerke kann aus mehreren Gründen nur als Diskussionsbeitrag betrachtet werden. Insbesondere die allfällige Auslegung und die Abschätzung der Kosten müsste natürlich den jeweiligen örtlichen Anforderungen und Verhältnissen angepasst werden. Die ermittelte Größenordnung von Schwallbecken und der Kosten kann daher nur als Anhaltspunkt gewertet werden.

Die zusätzlichen Erzeugungskosten liegen in den untersuchten Beispielen zwischen 0,6 und 26 Cent/kWh und nach Einschätzung des Verfassers dieser Studie unverhältnismäßig

hoch im Vergleich zum ökologischen Nutzen. Eine Einstufung der Schwallstrecken der betroffenen Spitzenkraftwerke als „Heavily Modified Water Bodies“ nach Art. 4 (3) der WRRL ist in diesen Fällen begründet.

Ergänzend wäre von Fall zu Fall zu untersuchen, ob eine Unterstufe mit gleichmäßiger Wasser- und daher auch Leistungsabgabe unter den gegebenen örtlichen Verhältnissen aus der Sicht des Landschaftsschutzes und energiewirtschaftlich akzeptabel wäre. Auch für diesen Fall wäre allerdings ein Ausgleichsbecken ähnlicher Größenordnung erforderlich. Dies könnte eine Lösung sein, die sowohl energiewirtschaftliche als auch ökologische Vorteile bringt.

### 6. ZUSAMMENFASSUNG

Die Elektrizitätswirtschaft hat als staatliches Unternehmen seinerzeit die Investitionen zur Abgasreinigung bei den Dampfkraftwerken erfolgreich durchgeführt. Die nunmehr zum Teil privatisierte und daher zwangsläufig ertragsorientierte Elektrizitätswirtschaft ist seit der Strommarktliberalisierung einem internationalen Kostendruck unterworfen, was ja Zweck der Liberalisierung war. Ob es sinnvoll und möglich ist, nunmehr letztlich wettbewerbsverzerrende Investitionen zu setzen, vor allem bei in Betrieb ste-

Tabelle 6. Abschätzung der Kosten

| Kraftwerk | Variante <sup>1</sup> |   | Zwischenspeicher    |        | Krafthaus/Pumpstation |                |        | Zwischen-Summe | Zuschlag | Summe | Jahres-Erzeugung | spez. Kosten |
|-----------|-----------------------|---|---------------------|--------|-----------------------|----------------|--------|----------------|----------|-------|------------------|--------------|
|           |                       |   | Inhalt              | Kosten | Leistung Turbine      | Leistung Pumpe | Kosten |                |          |       |                  |              |
|           |                       |   | Mio. m <sup>3</sup> | Mio. € | MW                    |                | Mio. € |                |          |       |                  |              |
| IV        | A                     | 1 | 0,243               | 11     | -                     |                |        | 11             | 3        | 13    | 75               | 18           |
|           |                       | 2 |                     |        | 1,2                   | 2,1            | 5,0    | 16             | 4        | 20    |                  | 26           |
|           | B                     | 3 |                     | 71     | 1,5                   | 1,6            | 4,8    | 76             | 19       | 95    |                  | 126          |
|           |                       | 1 |                     |        |                       |                |        | 11             | 16       | 4     |                  | 19           |
| VI        | A                     | 1 | 0,273               | 12     | -                     |                |        | 12             | 3        | 15    | 236              | 6            |
|           |                       | 2 |                     |        | 1,6                   | 3,3            | 6,9    | 19             | 5        | 23    |                  | 10           |
|           | B                     | 3 |                     | 79     | 2,4                   | 2,2            | 6,6    | 86             | 21       | 107   |                  | 45           |
|           |                       | 1 |                     |        |                       |                |        | 12             | 18       | 5     |                  | 23           |
| VII       | A                     | 1 | 1,70                | 53     | -                     |                |        | 53             | 13       | 66    | 613              | 11           |
|           |                       | 2 |                     |        | 2,8                   | 12,6           | 17,1   | 70             | 18       | 88    |                  | 14           |
|           | B                     | 3 |                     | 426    | 9,3                   | 3,7            | 15,3   | 443            | 111      | 554   |                  | 90           |
|           |                       | 1 |                     |        |                       |                |        | 53             | 68       | 17    |                  | 85           |
| VIII      | A                     | 1 | 0,767               | 31     | -                     |                |        | 31             | 8        | 38    | 114              | 34           |
|           |                       | 2 |                     |        | 7,7                   | 16,0           | 25,1   | 56             | 14       | 70    |                  | 61           |
|           | B                     | 3 |                     | 211    | 11,7                  | 10,4           | 24,0   | 236            | 59       | 295   |                  | 259          |
|           |                       | 1 |                     |        |                       |                |        | 31             | 55       | 14    |                  | 68           |

<sup>1</sup> Variante A ... oberirdisch, Variante B ... unterirdisch

henden Anlagen mit rechtskräftigen Genehmigungen, kann hier nicht beurteilt werden.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Vermeidung eines Abflussschwalles im Vorfluter durch Änderung der Betriebsführung zwar möglich, aber aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist, da Spitzenstrom für die Sicherheit der Strom-

versorgung unverzichtbar ist. Spitzenstrom kann aus technischer Sicht nur in (Pump-)Speicherkraftwerken oder mit Gasturbinen erzeugt werden. Allerdings ist Gas in Europa fast nicht verfügbar und müsste daher importiert werden. Des Weiteren zählen Gasturbinen zu den Verbrennungskraftmaschinen, sie geben während der Verbrennung Schadstoffe ab, die

zum globalen Treibhauseffekt beitragen, wenn auch in geringerem Ausmaß als thermische Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen. Reine Pumpspeicherkraftwerke haben einen geschlossenen Wasserkreislauf, beeinflussen daher die Wasserführung in den Flussläufen nicht.

#### LITERATUR

E-Control: Verschiedene energiewirtschaftliche Berichte veröffentlicht auf der website der E-control: [www.e-control.at](http://www.e-control.at).

EGGER G., et al. (2005): FFF-Endbericht – Simulationsmodell zur Umweltoptimierung der Wasser-kraftnutzung

Eurelectric (2004): Ensuring investments in a liberalised electricity sector

GORDON, J.L., PENMAN, A.C. (1979): Quick estimating techniques for small hydro potential. Water Power & Dam Construction Heft 9

MÜHLMANN H. (2005): Handbuch für die Behebung des hydromorphologischen Ist-Bestandes für Gewässer mit Einzugsgebieten zwischen 10–100 km<sup>2</sup> – „Screeningmethoden“, Institut für Wassergüte, Bundesamt für Wasserwirtschaft

SCHILLER G. (1988/5): Die Bedeutung der Wasserkraft für Österreich. ÖZE

STIGLER H., HUBER C., WULZ C., TODEM C. (Juli 2005): Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft

TU Wien (August 2004): Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazität – EAEW – Institut für Elektrische anlagen und Energiewirtschaft

WIFO (2003): Kratene Kaniovski, Auswirkungen öffentlicher Budgets – Konjunkturimpulse auf Wachstum und Beschäftigung

Anschrift des Verfassers: Dipl. Ing. Wolfgang WIDMANN, ILF Beratende Ingenieure ZT GmbH, Feldkreuzstr. 3, 6063 Rum bei Innsbruck