

10. Exkurs: Elektrizität aus Wasserkraft

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | Wasserkraftnutzung in der Schweiz | 1 |
| 2. | Gesetzliche Grundlagen | 2 |
| 3. | Technische Aspekte..... | 3 |
| 3.1 | Typologisierungen bei Wasserkraftwerken..... | 3 |
| 3.2 | Turbinentypen | 4 |
| 3.3 | Technologische Entwicklungen | 6 |
| 4. | Ökologische und ökonomische Aspekte der Wasserkraft | 6 |
| 4.1 | Vorteile | 6 |
| 4.2 | Nachteile | 7 |
| 5. | Restwasser | 7 |
| 6. | Potenzial der Wasserkraft..... | 8 |
| 7. | Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz..... | 8 |
| 8. | Erwartetes Ausbaupotenzial in den einzelnen Szenarien | 9 |
| 9. | Leistungsausbauten..... | 11 |
| 10. | Literaturverzeichnis..... | 14 |

1. Wasserkraftnutzung in der Schweiz

Die Wasserkraft spielt in der Schweiz schon lange als einheimische und erneuerbare Energiequelle eine zentrale Rolle, in früheren Zeiten zum Beispiel zum Antrieb von Mühlen und Schmieden. Am Ende des 19. Jahrhunderts waren über 10'000 kleine Wasserkraftanlagen in Betrieb. 1914 wiesen die Wasserrechtsregister der Schweiz noch rund 7'000 Kraftwerke bis 10 MW Leistung auf. Davon waren über 90% Kleinanlagen mit Leistungen unter 300 kW. Mit dem flächendeckenden Ausbau des Stromnetzes, dem Angebot billigerer Energie aus Grosskraftwerken und der zunehmenden Konkurrenz der billig und flexibel einsetzbaren Verbrennungsmotoren wurden im 20. Jahrhundert die meisten Kleinwasserkraftwerke stillgelegt.

Anfangs des 20. Jahrhunderts wurde die Bedeutung der Speicherkraftwerke für die Energieproduktion erkannt. 1925 gründete die Bernische Kraftwerke AG (BKW) die Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) als Tochtergesellschaft. Später beteiligten sich auch der Kanton Basel-Stadt sowie die Städte Bern und Zürich mit je einem Sechstel am Aktienkapital. In einer ersten Etappe wurde zwischen 1925 und 1932 das Kraftwerk Handeck I mit den Stauseen Grimsel und Gelmer gebaut. Erst 1979 fand der Ausbau (8 Stauanlagen, 9 Kraftwerkzentralen) mit der Inbetriebnahme des Umwälzwerkes Oberaar-Grimsel einen vorläufigen Abschluss.

In [15] wird die Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz der letzten 50 Jahre in vier Perioden unterteilt, in [4] wird zudem der Leistungszubau über die Jahre 1960-2002 dargestellt:

- 1955-1970: intensivster Ausbau der Schweizer Wasserkraft. Die Situation wurde durch die starke Zunahme der Stromnachfrage, das Vorhandensein von interessanten Standorten für die Realisierung von neuen Anlagen, attraktive ökonomische Rahmenbedingungen und fehlende konkurrenzfähige Technologien begünstigt.
- 1970-1980: In dieser Zeit verlangsamte sich der Ausbau der Wasserkraft stark, da die makroökonomischen Bedingungen (Erdölkrise, Rezession, Investitionsklima) schlecht waren, ein intensiver Ausbau der Kernenergie stattfand und die Kritik aus ökologischer Sicht gegenüber Grossprojekten in der Öffentlichkeit zunahm.
- 1980-1990: Die Bautätigkeit kam praktisch zum Erliegen, da attraktive und akzeptierte Standorte fehlten, hohe Inflationsraten zu hohen Finanzierungskosten führten und die Zunahme der Stromnachfrage sich verlangsamte. Im weiteren nahm mit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Leibstadt im Jahre 1984 auch das Stromangebot stark zu.
- Periode 1990-heute: Das veränderte europäische Umfeld trägt zu einer gewissen Verunsicherung bei. Die grossen Überkapazitäten werden durch die Liberalisierungsbestrebungen abgebaut. Dadurch hat das Verhältnis von Spitzenenergie- zu Bandenergiepreisen zugenommen. Die unsicheren rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen erhöhen gleichzeitig das Investitionsrisiko.

Trotzdem wurden einige Erneuerungen von Laufkraftwerken realisiert. Mit dem Bau der Anlage Cleuson-Dixence wurde zudem die Zeit der grossen Leistungsausbauten eingeläutet. Auch heute stehen grosse Ausbauprojekte zur Diskussion, die vor allem eine Leistungserhöhung anvisieren. Die bekanntesten Beispiele sind KWO plus, Linth-Limmern und Emosson.

Heute (Stand 2006) sind in der Schweiz rund 430 Laufkraftwerke mit jeweils einer Leistung über 300 kW, 100 Speicher- und 15 Pumpspeicher- und Umwälzwerke in Betrieb. Damit ergibt sich insgesamt eine installierte Leistung von rund 13.3 GW, davon waren maximal rund 11.8 GW (15. Juni 2005) verfügbar und produzierten im Jahr 2005 damit knapp 33 TWh (davon Laufkraftwerke 15 TWh) (Quelle: [5]). Im weiteren produzieren etwa 700 Wasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW rund 190 GWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von 42 MW (Quelle: [6]). Allerdings hängt die Wasserkraftproduktion stark von den meteorologischen Bedingungen ab, und die produzierten Mengen können deshalb stark variieren. So schwankte die jährliche Produktion in den vergangenen zehn Jahren zwischen knapp 30 TWh (1996) und 42.3 TWh (2001).

Obschon die Wasserkraft in der Schweiz in den letzten 50 Jahren immer von grosser Bedeutung war, hat der relative Anteil am Endverbrauch stetig abgenommen, was eine Folge des starken Verbrauchswachstums bei gleichzeitiger Stagnation des Wasserkraftwerksausbaus ist.

2. Gesetzliche Grundlagen

Die Nutzung der Wasserkraft tangiert viele Bereiche. Entsprechend gross ist der Katalog der zu berücksichtigenden Gesetze bei Neu- und Umbauten von Wasserkraftwerken. Nachfolgend werden die wichtigsten Gesetze aufgeführt:

- Bundesverfassung: Gemäss Art. 76 liegt die Hoheit über die Gewässer bei den Kantonen, wobei der Bund durch die Bundesgesetzgebung die Rahmenbedingungen festlegt.
- Grundlage für die Erteilung von Konzessionen, die Regelung der Höhe der Wasserzinsen sowie steuerliche Abgaben bildet das Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) vom 22. Dezember 1916 (Stand am 28. Januar 2003).
- Im Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7. Oktober 1983 (Stand am 23. August 2005) werden die aus Sicht des Umweltschutzes erforderlichen Massnahmen zur Nutzung von Wasserkraft festgehalten. Insbesondere enthält dieses Gesetz die Anforderungen an die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).
- Im Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Januar 1991 (Stand am 23. August 2005) werden die Mindestrestwassermengen und damit verbunden der Erhalt schützenswerter Lebensräume geregelt.
- Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (Natur- und Heimatschutzgesetz, NHG) vom 1. Juli 1966 (Stand am 3. Mai 2005) listet die ökologischen Bedingungen für eine Konzessionserteilung auf. Insbesondere wird durch dieses Gesetz der Schutz der einheimischen Tier- und Pflanzenwelt, die biologische Vielfalt und ihr natürlicher Lebensraum gewährleistet.
- Das Bundesgesetz über die Fischerei (Fischereigesetz, BGF) vom 21. Juni 1991 (Stand am 22. Dezember 2003) bezweckt, die natürliche Artenvielfalt und den Bestand einheimischer Fische, Krebse und Fischnährtiere sowie deren Lebensräume zu erhalten, zu verbessern oder nach Möglichkeit wiederherzustellen.
- Das Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979 (Stand am 13. Mai 2003) dient dazu, die natürlichen Lebensgrundlagen wie Boden, Luft, Wasser, Wald und die Landschaft zu schützen. Bund, Kantone und Gemeinden achten dabei auf die natürlichen Gegebenheiten sowie auf die Bedürfnisse von Bevölkerung und Wirtschaft.
- Das Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (Stand am 30. November 2004) regelt unter anderem die Förderung der einheimischen und erneuerbaren Energien (zum heutigen Zeitpunkt ist nur Wasserkraft bis 1 MW Bruttoleistung davon betroffen).
- Der Entwurf zum Stromversorgungsgesetz (StromVG) regelt die Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität und die Öffnung der Strommärkte. Ausserdem sollen mit dem StromVG das EnG revidiert und Ziele sowie weitergehende Förderinstrumente für erneuerbare Energien eingeführt werden.

Daneben existieren zahlreiche Gesetze auf kantonaler Ebene, auf die hier nicht eingegangen wird. Was die Thematik der Wasserzinsen anbelangt, sei speziell auf [4] verwiesen.

Aus dieser Übersicht wird klar, dass die Projektierung einer Erweiterung eines bestehenden Kraftwerkes oder eines Neuprojektes sehr aufwändig ist. Im weiteren spielen viele Partikularinteressen mit, so

dass oft mit Einsparungen zu rechnen ist, was zu erheblichen Verzögerungen im Projekt führt und die Wirtschaftlichkeit schmälert. Im Rahmen einer Wasserkraftstrategie, die das Bundesamt für Energie (BFE) im Jahr 2006 erarbeitet, wird geklärt, mit welchen Massnahmen die Wasserkraftnutzung in der Schweiz weiter gestärkt werden könnte.

3. Technische Aspekte

Die Leistung P eines Wasserkraftwerkes ist abhängig vom Wasserdurchfluss Q , der Fallhöhe h sowie von den Wirkungsgraden η der Strömungsführung, der Wasserturbine und des Generators. Formelmässig ergibt sich die Leistung als

$$P = Qhg\rho\eta$$

$$[W] = [m^3 / s][m][m / s^2][kg / m^3]$$

Dabei ist g die Erdbeschleunigung, ρ die Dichte von Wasser.

Die Wirkungsgrade sind im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen hoch: der Wirkungsgrad der Strömungsführung (Rohrleitungen, Ventile) beträgt 0.9 – 0.99, der Turbinen je nach Typ und Auslastung 0.85 - 0.95 und des Generators und Transformators 0.95 – 0.99. Das ergibt einen technischen Gesamtwirkungsgrad der Anlage zwischen 0.75 – 0.93 (Quelle: [19]). Im weiteren ist noch mit Wasserverlusten durch Kapazitätsgrenzen (Überlauf) von Laufkraftwerken von 10 – 20% zu rechnen (Quelle: [15]).

3.1 Typologisierungen bei Wasserkraftwerken

Es können folgende Typologisierungen nach Bauart, Nutzgefälle und Auslastung vorgenommen werden:

- **Typologisierung nach Bauart**

| | |
|-------------------------|--|
| Laufwasserkraftwerk: | es wird ein Fluss gestaut; |
| Speicherkraftwerk: | das Wasser wird über einen bestimmten Zeitraum (mehrere Stunden bis mehrere Monate) gespeichert; |
| Reine Umwälzwerke: | Nutzen nur Wasser, das vorgängig gepumpt und gespeichert wird; Pumpen und Turbinen sind in der Regel an dasselbe Unter- bzw. Oberbecken angeschlossen; |
| Pumpspeicherkraftwerke: | Ein Pumpspeicherkraftwerk ist eine Kombination von Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk. |

- **Typologisierung nach Nutzgefälle**

| | |
|------------------------|---|
| Niederdruckkraftwerke: | Fallhöhe < 40 m. Hierbei handelt es sich um Laufkraftwerke, die vorwiegend Grundlast produzieren; |
| Mitteldruckkraftwerke: | Fallhöhe 40 – 200 m: Verwendung für Grundlast (Flusskraftwerke) und Mittellast bzw. Spitzenlast (Speicherkraftwerke); |
| Hochdruckkraftwerke: | Fallhöhe über 200 m für Spitzenlast, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. |

Die Grenzziehung bei der Fallhöhe ist in der Literatur sehr unterschiedlich. Obige Angaben wurden [17] entnommen.

- **Typologisierung nach Auslastung**

| | |
|-----------------------|--------------------|
| Grundlastkraftwerk: | Auslastung > 50%; |
| Mittellastkraftwerk: | Auslastung 30-50%; |
| Spitzenlastkraftwerk: | Auslastung < 30%. |

- **Typologisierung nach installierter Leistung**

| | |
|--------------------|-------------------------------------|
| Kleinstkraftwerke: | Leistung (ab Generator) bis 300 kW; |
| Kleinkraftwerke: | Leistung bis 10 MW; |
| Grosskraftwerke: | Leistung über 10 MW. |

In der Schweiz wird bei Kleinwasserkraftwerken häufig als Leistungsgrenze 1 MW angegeben. Dies liegt vor allem daran, dass Wasserkraftwerke mit bis zu 1 MW Leistung (Bruttoleistung nach Art. 51 WRG) vom Wasserzins befreit sind und die von unabhängigen Produzenten produzierte Überschussenergie aus diesen Kraftwerken gemäss Art. 7 EnG und den Empfehlungen des BFE in der Regel mit durchschnittlich 15 Rp./kWh vergütet werden muss.

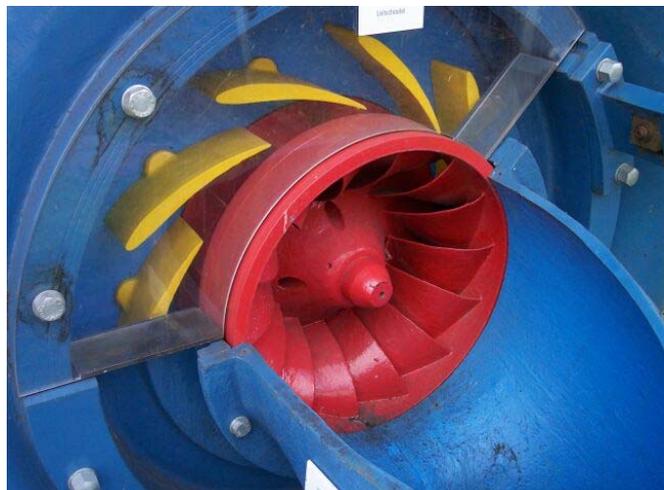
Die Typologisierungen nach Bauart und installierter Leistung werden in dieser Form im Modell, das den Energieperspektiven zugrunde liegt, verwendet.

3.2 Turbinentypen

Um den unterschiedlichen Wasserfallhöhen und Volumenströmen gerecht zu werden, wurden verschiedene Turbinentypen entwickelt (siehe Figur 1 und 2). Die drei bekanntesten Typen sind die Kaplan- und Francisturbinen (Überdruckturbinen) sowie Pelton-Turbinen (Gleichdruckturbinen). Figur 3 zeigt den Verwendungsbereich in Abhängigkeit der Fallhöhe und des Abflussvolumens. In der Praxis werden aber auch seltener noch Ossberger- und Dériaz-Turbinen verwendet.

- Kaplan-Turbine
Sie geht auf Patente von Professor Kaplan aus dem Jahre 1913 zurück. Bei geringen Gefällen und grossen Volumenströmen von Laufwasserkraftwerken ergibt sie höchste Wirkungsgrade. Die Verstellmöglichkeiten des Leit- und Laufrades lassen die Kaplan-Turbine den Volumenschwankungen gut folgen. Sie ist mit relativ wenig Schaufeln ausgestattet, um die Reibungsverluste gering zu halten. Die Zuströmung des Laufrades kann radial über eine Wasserspirale oder axial erfolgen. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 85% und 91% bei gutem Teillastverhalten von doppeltgeregelten Turbinen. So wird bei zirka 40% der Nennleistung der maximale spezifische Wirkungsgrad erreicht. Einfach geregelte Turbinen haben ein schlechtes Teillastverhalten.
- Francis-Turbine
Sie wurde nach den Wasserrädern als erster Turbinentyp um 1850 von den Amerikanern Howd und Francis entwickelt. Für Fallhöhen um 100m ist die Francis-Turbine am besten geeignet. Deren Bauweise reicht von der reinen Radialturbine bis zur halbaxialen, entsprechend weit ist der Einsatzbereich. Die Turbine wird von aussen nach innen durchströmt, was die höchste Umfangsarbeit ergibt. Der Wirkungsgrad beträgt 85% bis 90% und nimmt im Teillastbetrieb stark ab, weshalb die Francisturbine nicht unter 40% Beaufschlagung betrieben werden kann.

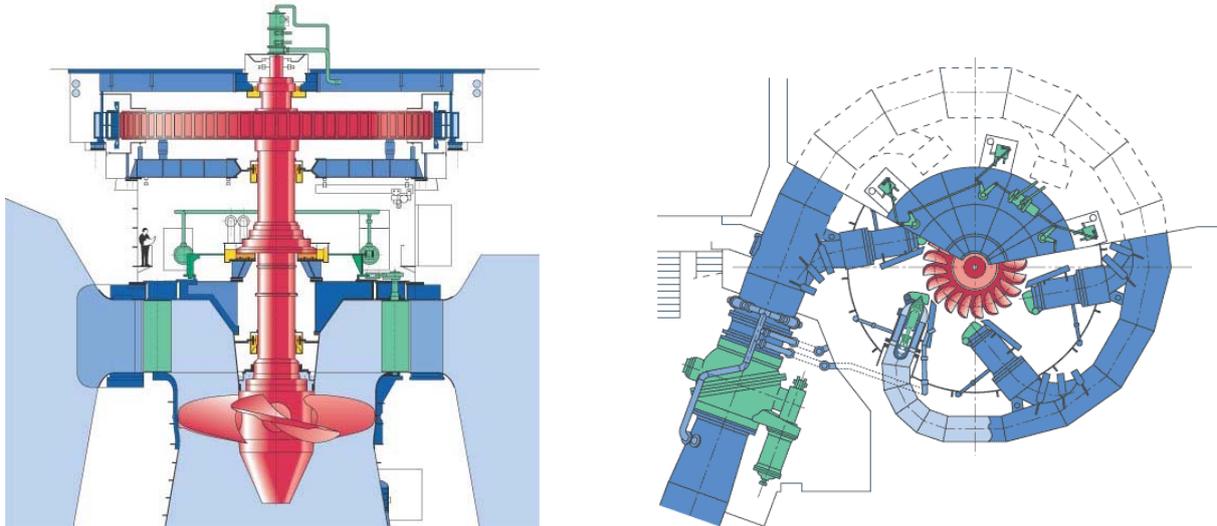
Figur 1: Francis-Turbine im Querschnitt.



Quelle: www.wikipedia.org (Stand 10.08.2006).

- **Pelton-Turbine**
 Sie wurde um 1880 vom Amerikaner Pelton erfunden und wird auch als Freistrahlturbine bezeichnet. Das zulaufende Wasser wird in einer regelbaren Düse beschleunigt. Der Wasserstrahl trifft auf eine als Doppelbecher ausgeführte Laufschaufel. Das Wasser wird in den Düsen auf Atmosphärendruck entspannt und dadurch stark beschleunigt. Grosse Turbinen haben wegen der Belastung eine vertikale Achse und bis zu sechs Freistrahldüsen. Für hohe Fallhöhen und geringe Volumenströme weist die Pelton-Turbine die höchsten Wirkungsgrade aus. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 85% und 90%. Das Teillastverhalten ist sehr günstig, bereits bei zirka 30% der Nennleistung wird der maximale spezifische Wirkungsgrad erreicht.

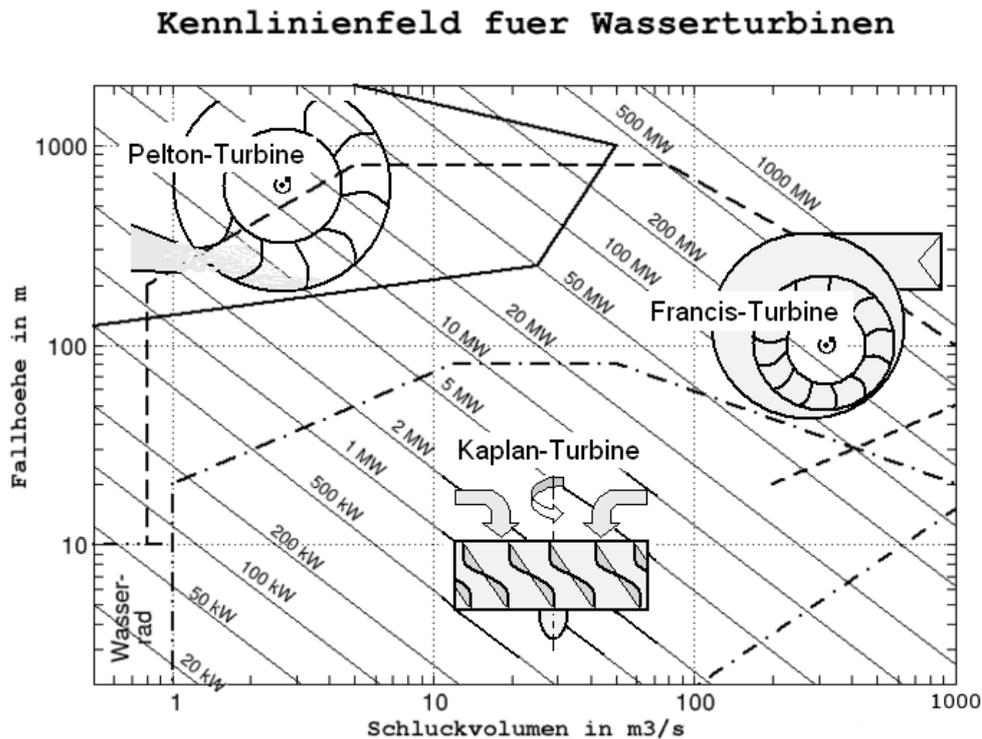
Figur 2: **Kaplan-Turbine (links) und Pelton-Turbine (rechts) im Querschnitt.**



Quelle: www.wikipedia.org (Stand 10.08.2006).

- **Dériaz-Turbine**
 Dies sind Halbaxialturbinen, die den Francis-Turbinen ähneln, jedoch darüber hinausgehend auch ein verstellbares Laufrad aufweisen. Sie eignen sich als Umkehrturbinen auch für den Pumpbetrieb.
- **Ossberger-Turbinen**
 Sie werden bei Niederdruckanlagen in den Bereichen $Q < 7 \text{ m}^3/\text{s}$ mit kleinen Leistungen bis 1 MW angewandt.

Figur 3: Einsatz der Turbinenart in Abhängigkeit der Fallhöhe und des Volumenstromes.



Quelle: www.wikipedia.org „Wasserturbine“, Stand 07/2006.

3.3 Technologische Entwicklungen

Die klassische Wasserkraft ist eine weitgehend ausgereifte Technologie. Vor allem im Grosswasserkraftwerkbereich kann kaum mehr mit einer technisch bedingten Wirkungsgradverbesserung gerechnet werden. Etwas anders sieht es bei den Kleinwasserkraftwerken aus. Diese wurden zum Teil nicht nach technisch idealen Kriterien gebaut, so dass grundsätzlich noch Verbesserungen möglich sind. Detaillierte Angaben zu technologischen Fortschritten bei den Kleinwasserkraftwerken können in [11] gefunden werden.

Es sei aber darauf hingewiesen, dass Wasserkraft auch in Form von Gezeiten- und Wellenkraftwerken genutzt werden kann. Diesbezüglich sind etliche Anstrengungen im Gange und auch grosse technische Potenziale vorhanden. Für eine ausführliche Abhandlung dieser Technologien wird auf [11] verwiesen.

4. Ökologische und ökonomische Aspekte der Wasserkraft

Wasserkraft nimmt in vielen Ländern eine zentrale Rolle bei der Stromerzeugung ein, wobei das technische Potenzial vor allem von der Topographie des Landes abhängt. So sind es in Norwegen beinahe hundert Prozent, in Österreich und in der Schweiz rund sechzig, in Deutschland allerdings nur fünf. Da die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft in den Gebirgskantonen eine grosse Rolle spielt, bietet sie aus ökonomischer Sicht eine nicht unerhebliche Einnahmequelle für Randregionen und sichert Arbeitsplätze in zum Teil strukturschwachen Gebieten. Wasserkraft ist ein erneuerbarer Energieträger, was zur relativ grossen Akzeptanz dieser Energieform beiträgt. Es werden nachfolgend die wesentlichen Vor- und Nachteile aufgezählt.

4.1 Vorteile

- Erneuerbare Energie;
- Emission von Schadstoffen und Lärm vorwiegend nur während der Bauphase;
- Einfache, bewährte und effiziente Technologie;
- Produktion einer hochwertigen Energieform (Strom) bei nur geringen Verlusten;
- Hohe Lebensdauer der Anlagen;

- Niedrige Betriebskosten aufgrund geringer Erfordernisse an Wartung und Bedienung;
- Vielfältige Einsatzmöglichkeiten: Grund-, Mittel- und Spitzenlast;
- Speicherkraftwerke können innert weniger Minuten auf Volllast produzieren und somit Regelenergie zur Verfügung stellen und Verbrauchsspitzen abdecken;
- Energiespeicherungsmöglichkeit in Form von Speicherseen;
- Schutzfunktion vor Hochwasser;
- einheimische Energie;
- hohe Akzeptanz, gute Vermarktungsmöglichkeiten.

Daneben hat die Wasserkraft allerdings auch gewisse Nachteile, die ebenfalls erwähnt werden sollen.

4.2 Nachteile

- Hohe Investitionskosten;
- Häufig grosse Entfernungen zwischen günstigen Wasserkraftstandorten und Verbraucherzentren;
- Energieerzeugung bei Laufkraftwerken im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energie wie Wind- und Solarkraftwerken zwar nicht stochastisch (das heisst zufällig) aber vor allem niederschlagsabhängig;
- Überflutung anderweitig nutzbarer Flächen und ökologisch wertvoller Lebensräume;
- Störung des biologischen Gleichgewichts und des Lebensraums vieler im Wasser lebender Tier- und Pflanzenarten (insbesondere Schwall und Sunk Problematik);
- Störung der Abflussmengen (Restwasser).

5. Restwasser

Gemäss Gewässerschutzgesetz ist die Restwassermenge diejenige Abflussmenge eines Fließgewässers, die nach einer oder mehreren Entnahmen von Wasser verbleibt.

Die Bestimmung der Mindestrestwassermengen wird in Art. 31 des Gewässerschutzgesetzes geregelt und basiert auf der Abflussmenge Q_{347} , die wie folgt definiert ist: Abflussmenge, die, gemittelt über zehn Jahre, durchschnittlich während 347 Tagen des Jahres erreicht oder überschritten wird und die durch Stauung, Entnahme oder Zuleitung von Wasser nicht wesentlich beeinflusst ist. Weiter werden in Art. 31 (Mindestrestwassermenge) und vor allem in Art. 33 (Erhöhung der Mindestrestwassermenge nach Interessenabwägung der Gründe für und gegen eine erhöhte Wasserentnahme) Kriterien angegeben, die zu einer Erhöhung der Restwassermengen führen können. Art. 32 (Ausnahmen) gibt Fälle von möglichen Reduktionen an.

Diese Artikel kommen bei Neukonzessionierungen, Konzessionserneuerungen oder bei wesentlichen Änderungen bestehender Konzessionen zur Anwendung. Bei bestehenden Konzessionen kommen die Sanierungsbestimmungen nach Art. 80 ff. zum Zuge.

Gemäss Wasserrechtsgesetz Art. 58 wird die Konzession für höchstens 80 Betriebsjahre erteilt. Bei einer Erneuerung der Konzession müssen die Restwasservorschriften gemäss Gewässerschutzgesetz ohne Einschränkung angewendet werden.

Ein Grossteil der Wasserkraftwerke wurde in den Jahren 1955-1970 gebaut, was erklärt, dass die Restwasserbestimmungen in den Jahren 2035-2050 – wenn die bestehenden Konzessionen erneuert werden müssen – stark greifen werden.

Der Einfluss des Gewässerschutzgesetzes Art. 31 und Art. 33 auf die Wasserkraftproduktion wird in der Literatur sehr unterschiedlich beurteilt. Die Praxis hat bisher gezeigt, dass die Kantone mehrheitlich nur die Mindestrestwassermengen gemäss Art. 31 fordern und Art. 33 zurückhaltend auslegen. Da in den Perspektiven in den einzelnen Szenarien von der Akzeptanz und der Förderung der Wasserkraft ausgegangen wird, ist es deshalb vertretbar, sich tendenziell an der heutigen Praxis zu orientieren. Demnach ist gemäss [15] bis 2035 mit einer Produktionsminderung von 0.9 TWh, bis 2050 mit 1.8 TWh zu rechnen. Die Studie [9] geht von einer minimalen Einbusse im Jahre 2020 von rund 0.3 TWh und einem Maximum von 0.4 TWh aus beziehungsweise von 2.0 TWh und 3.75 TWh im Jahre 2050 (Quelle: [18]).

In den Eidgenössischen Räten wird zur Zeit eine Revision des Gewässerschutzgesetzes behandelt, die eine Flexibilisierung der Restwasser-Regelung und eine Verminderung von häufigen und heftigen Änderungen der Abflussmengen (Schwall und Sunk) bezweckt. Eine überwiesene Motion verlangt im Hinblick auf den Klimaschutz tiefere Restwassermengen. Demgegenüber verlangt die vom Schweizerischen Fischerei-Verband eingereichte Volksinitiative „Lebendiges Wasser“ die Verminderung der Beeinträchtigung der Gewässer durch Schwall und Sunk. Neue schwalldämpfende Massnahmen könnten die Wirtschaftlichkeit der zukünftigen Wasserkraftnutzung beeinträchtigen. Diesbezügliche Folgen wurden im Rahmen der Energieperspektiven nicht vertieft untersucht.

6. Potenzial der Wasserkraft

6.1 Schweizerisches Potenzial

- Das theoretische Potenzial ist das gesamte physikalische Angebot eines erneuerbaren Energieträgers im betrachteten Untersuchungsgebiet ohne die tatsächlichen nutzungsbedingten Beschränkungen zu berücksichtigen. Für die Schweiz wird dieses Potenzial bei der Wasserkraft auf rund 150 TWh pro Jahr geschätzt.
- Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Für die Schweiz wird dieses Potenzial bei der Wasserkraft auf 41 TWh (Quelle: [1]) bis 42.6 TWh (Quelle: [15]) geschätzt. Dieses Potenzial ist eine Abschätzung auf der Basis von grundsätzlich möglichen Einzelprojekten.
- Das erwartete Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials, welcher den Kriterien „ökonomisch“, „ökologisch“ und „sozial akzeptiert“ genügt.

6.2 Weltweites Potenzial

Weltweit sind die Wasserkraftpotenziale gross und erst zu einem Teil realisiert. In [12] wird das theoretische Wasserkraftpotenzial weltweit auf 40'000 TWh pro Jahr geschätzt, wovon 13'000 TWh als technisches Potenzial gelten und 8'000 TWh als wirtschaftlich. Vor allem in Asien ist das wirtschaftliche Potenzial mit knapp 3'600 TWh sehr gross. Davon werden heute erst gut 20% genutzt, wobei viele Anlagen im Bau beziehungsweise geplant sind, so dass eine Verdoppelung der Wasserkraftnutzung bis ins Jahre 2050 als realistisch bezeichnet wird.

In Europa sind rund 75% des wirtschaftlichen Potenzials bereits realisiert. Mit 175 GW installierter Leistung fällt knapp ein Viertel der weltweit installierten Leistung auf Europa. Während Österreich noch rund 20% an wirtschaftlichem Ausbaupotenzial hat, ist in der Schweiz dieses Potenzial gemäss [12] bis auf 1 TWh ausgeschöpft. Durch steigende Strompreise und eine allfällige Förderung insbesondere der Kleinwasserkraft kann dieses Potenzial steigen.

7. Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz

Nachfolgend geht es in erster Linie um das erwartete Ausbaupotenzial, so wie es in den Energieperspektiven in den einzelnen Szenarien eingesetzt wird. Grundlagen für diese Überlegung sind die Studien [1], [5], [7], [9], [10] und [15].

Das technische Ausbaupotenzial ist die Differenz zwischen dem gesamten technischen Potenzial und dem bereits realisierten Potenzial (gemäss [15] rund 35.5 TWh). Das technische Ausbaupotenzial liegt damit zwischen 5.9 – 7.5 TWh.

[15] unterteilt dieses technische Ausbaupotenzial in

- Ausrüstungsersatz: 970 GWh;
- Gefällserhöhung, Ausbaggerungen: 200 GWh;
- Umbauten/Erweiterung: 940 GWh;
- Neubauten: 5460 GWh;

Um das erwartete Ausbaupotenzial bestimmen zu können, sind Annahmen über Realisierungschancen des technischen Ausbaupotenzials vorzunehmen. Für die Perspektivarbeiten wird angenommen, dass Ausrüstungsersatz, Gefällserhöhungen, Ausbaggerungen, Umbauten und Erweiterungen vollumfänglich realisiert werden, was rund 2.1 TWh ergibt.

Während beim Ausrüstungsersatz der Einfluss auf die Umwelt klein ist, sind die Eingriffe vor allem bei Gefällserhöhungen durch Stauerhöhungen und Ausbaggerungen meist erhöht. Trotzdem werden die Realisierungschancen als intakt eingestuft, weil die ökologischen Einschnitte in den meisten Fällen geringer sind als bei Neubauten und die Wirtschaftlichkeit oft bereits heute gegeben ist.

Die Realisierungschancen von Neubauten sind wesentlich schwieriger zu beurteilen und auch von der Marktentwicklung abhängig. In der Studie [7] wurden 40 Neubauprojekte mit unterschiedlichem Projektierungsstand aus Sicht des Natur- und Heimatschutzes beurteilt. Von diesen 40 Projekten (zwei standen in direkter Konkurrenz zueinander) wurden unterdessen sechs realisiert; zum Teil als Erweiterung oder Ersatz eines bestehenden Kraftwerkes. Aus technischer Sicht können heute noch 33 Projekte in Betracht gezogen werden. In Zeitungsartikeln wurden auch noch andere Projekte erwähnt, doch ohne konkretere Angaben, so dass sie hier nicht berücksichtigt werden. Das technische Potenzial dieser 33 Neubauprojekte beträgt gemäss [7] rund 4.5 TWh (4.3 TWh für Neubauten mit einer Leistung über 10 MW und 0.2 TWh für Neubauten mit einer Leistung bis 10 MW) und erklärt somit rund 80% des in [15] ausgewiesenen technischen Ausbaupotenzials für Neubauten. Es wird angenommen, dass seit 1987 keine Wasserkraftwerke über 10 MW Leistung mehr projektiert wurden. Das heisst aber, dass die restlichen 20% als technisches Potenzial für Neubauten von Kleinkraftwerken zu betrachten sind.

Um eine Einschätzung zu erhalten, wie gross das erwartete Ausbaupotenzial von Neubauten ist, wird nach Gross- (GWK) und Kleinwasserkraftwerken (KWK) unterschieden:

- Bei KWK wird davon ausgegangen, dass, unter dem Aspekt der Akzeptanz von Wasserkraft in der Schweiz, Projekte mit einer Leistung bis 10 MW generell akzeptiert werden. Somit erscheinen rund 1.1 TWh aus KWK machbar. In der Studie [8] waren es denn auch in erster Linie ökonomische Aspekte, die die Beurteilung der Realisierungschancen beeinflussten. Es ist zu erwähnen, dass bei einer durchschnittlichen Leistung von 5 MW und 3000 Vollbenutzungsstunden insgesamt gut 70 neue KWK zugebaut werden müssten.
- Bei GWK wurden die verbleibenden GWK-Projekte aus [7] nach den vier Kategorien¹ unwahrscheinlich, denkbar, möglich und wahrscheinlich unterteilt, und zwar
 1. unter dem Aspekt der „heutigen Realisierungswahrscheinlichkeit“ und
 2. nach einer „relativen Realisierungswahrscheinlichkeit“ gemäss der Frage, welche Projekte wahrscheinlicher als andere sind, wenn Kraftwerke zugebaut werden müssten.

Im ersten Falle ergibt sich ein erwartetes Ausbaupotenzial von 1.1 TWh, im zweiten Fall kommt man auf rund 1.8 TWh.

Fasst man die Ergebnisse zusammen, so erhält man folgendes Ausbaupotenzial:

- Ausrüstungsersatz, Erneuerungen und Umbauten: 2.1 TWh
- Neubauten KWK: 1.1 TWh
- Neubauten GWK: 1.1 TWh bzw. 1.8 TWh
- Total: 4.3 – 5.0 TWh

Das heisst, dass zwischen 57% und 85% des technischen Ausbaupotenzials zum erwarteten Ausbaupotenzial gezählt werden kann.

8. Erwartetes Ausbaupotenzial in den einzelnen Szenarien

Nachdem im vorherigen Kapitel das erwartete Ausbaupotenzial auf einer allgemeinen Ebene beschrieben wurde, sollen nun szenarienspezifische Kriterien einfließen. Generell ist zu bemerken, dass das total erwartete Ausbaupotenzial von 4.3 – 5.0 TWh eine äusserst optimistische Abschätzung darstellt und stark von der Annahme ausgeht, dass die Wasserkraft in der Schweiz akzeptiert und gefördert wird.

¹ Diese Kategorien lehnen sich an die Arbeit von [10] an.

8.1 Angebotsvarianten in den einzelnen Szenarien

Für die Schliessung der nach Stilllegung der Kernkraftwerke entstehenden Stromlücke werden für die einzelnen Szenarien folgende Beiträge der Wasserkraft erwartet (Quelle:[16]):

- Szenario I:
Der Ausbau der Wasserkraftnutzung basiert vor allem auf kostengünstigen Umbauten plus einem geringen „autonomen“ Zubau bei geförderten Kleinwasserkraftwerken;
- Szenario II:
Gefördert wird die Wasserkraft bis 10 MW sowie Um- und Neubauten in geringem Umfang bei der Grosswasserkraft;
- Szenario III:
In Variante E („Deckung der Lücke durch erneuerbare Energien“), wird die Schliessung der nach der Stilllegung der Kernkraftwerke entstehenden Versorgungslücke weitgehend mit erneuerbaren Energien realisiert. Für diese Variante ist allerdings eine Strategie notwendig, die dem Ausbau der erneuerbaren Energien aus Klimaschutzaspekten Priorität vor anderen Aspekten der Ökologie einräumt. Daher wird neben der Ausschöpfung von Kleinwasserkraft auch die Akzeptanz von Um- und Neubauten bei Grosswasserkraft unterstellt. Die Wasserkraft wird vorrangig gefördert.

In den Varianten mit grossen thermischen Kraftwerkseinheiten („zentrale“ Angebotsvarianten A – C) wird ein Ausbau vor allem der Grosswasserkraft unterstellt. In der „dezentralen“ Variante D („Fossil Dezentral“) erfolgt der Ausbau prioritär mit Kleinwasserkraft. Zudem ist zu bemerken, dass die Nachfrage in Szenario III und damit der Ausbaubedarf an Kraftwerkskapazitäten geringer ist als in den Szenarien I und II.

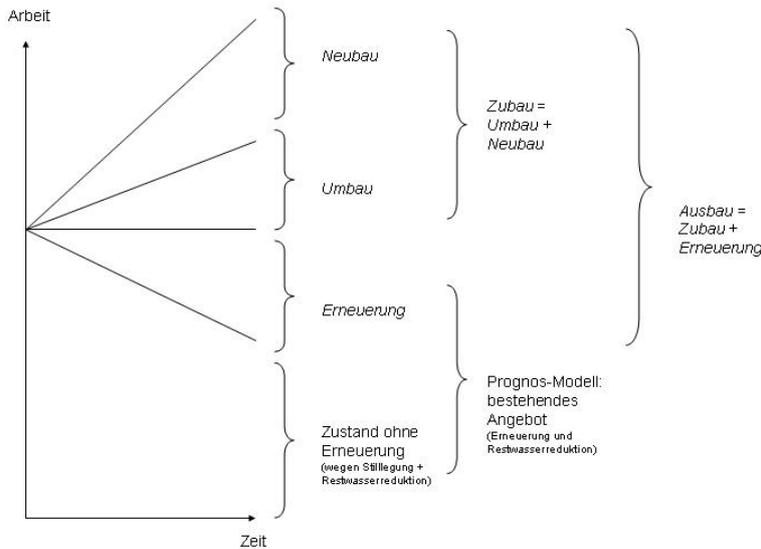
- Szenario IV:
Da der Einsatz von Grosswasserkraft umstritten ist, kann bei gegenüber Szenario III weiter reduzierter Stromnachfrage auf Kleinwasserkraft gesetzt werden. Bedingt durch die geringere Nachfrage kann zum Beispiel in der Variante A (Lückenschliessung durch neue Kernkraftwerke) auf Grosswasserkraft verzichtet werden – es wird bis 2035 lediglich ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1000 MW benötigt. In der Variante E (Lückenschliessung durch erneuerbare Energien) wird vorrangig Kleinwasserkraft eingesetzt.

8.2 Überblick

Aus diesen Überlegungen ergibt sich, dass für Wasserkraft bei gegebener Akzeptanz für verstärkte Förderinstrumente in den Szenarien II – IV mit einem erwarteten Ausbaupotenzial von 4.3 TWh gerechnet werden kann. Bei gegebener Akzeptanz auch von Grosswasserkraftwerken wären auch 5.0 TWh möglich. Vom bestehenden Angebot sind durch die minimalen Restwassermengenbestimmungen rund 900 GWh abzuziehen, so dass insgesamt eine Mehrproduktion von 3.4 – 4.1 TWh resultieren kann.

Wie Figur 4 zeigt, werden in den Modellrechnungen (Prognos-Modell) Erneuerungen und die Kompensation der Restwasserreduktionen bei der Einschätzung des bestehenden Angebots aufgerechnet. Deshalb wird nebst dem Begriff des Ausbaupotenzials auch noch der Begriff des erwarteten Zubaupotenzials verwendet, der – im Gegensatz zum Ausbaupotenzial – nur Umbauten und Neubauten beinhaltet.

Figur 4: Begriffe im Zusammenhang mit dem Ausbaupotenzial von Wasserkraft.



Quelle: [16].

Tabelle 1 fasst die erwarteten Zubaupotenziale in den einzelnen Szenarien und Angebotsvarianten zusammen, wobei auch die Schwerpunkte des Zubaus hervorgehoben werden. Die Reduktion des bestehenden Angebots durch die Restwasserbestimmungen beziehungsweise dessen Kompensation durch Erneuerungen ist in den Zahlenangaben nicht enthalten.

Tabelle 1: Erwartetes Zubaupotenzial der Wasserkraft in TWh in Abhängigkeit der einzelnen Szenarien I – IV und Angebotsvarianten A – G mit den Schwerpunkten des Zubaus.

GWK: Grosswasserkraft; KWK: Kleinwasserkraft.

| | Szenarien | Var A | Var B | Var C | Var D | Var E | Var C+E | Var D+E | Var G |
|-----|--|----------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| I | Politik „Weiter wie bisher“ | Umbauten | Umbauten | Umbauten | - | - | - | - | Umbauten |
| | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | - | - | - | - | 1.2 |
| II | Politik „Neue Prioritäten“ | <10 MWel | <10 MWel | <10 MWel | - | - | - | - | <10 MWel |
| | | 2.5 | 2.5 | 2.5 | - | - | - | - | 2.5 |
| III | Politik „Neue Prioritäten“ | >10 MWel | - | >10 MWel | <10 MWel | GWK + KWK | >10 MWel | <10 MWel | >10 MWel |
| | | 2.5 | - | 2.5 | 2.5 | 4.1 | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| IV | Politik „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“ | Umbauten | - | Umbauten | Umbauten | <10 MWel | - | Umbauten | Umbauten |
| | | 1.2 | - | 1.2 | 1.2 | 2.5 | - | 1.2 | 1.2 |

Quelle: Prognos.

Zu den Auswirkungen einer möglichen Klimaerwärmung auf die hydraulische Produktion sei auf den Exkurs „Klimaerwärmung“ verwiesen.

9. Leistungsausbauten

Da mit der Liberalisierung der Strommärkte und dem forcierten Windausbau in Europa der Bedarf an Regelenergie steigt, nimmt die Bedeutung von Speicher- und Pumpspeicherwerken, verbunden mit grosser Leistungsverfügbarkeit, zu. Aus diesem Grund wurden in letzter Zeit unter anderem drei grosse Projekte vorgestellt:

- Kraftwerke Oberhasli: KWO plus (Quelle: [14])
Die Kraftwerke Oberhasli unterteilen das Projekt KWO plus in sieben in sich abgeschlossene Projekte:
 - Projekt 1: Sanieren und Aufwerten des Kraftwerks Innertkirchen 1: Energiegewinn: 55 GWh/a, Leistungsgewinn: 35 MW;
 - Projekt 2: Sanieren und aufwerten Kraftwerk Grimsel 1: Energiegewinn: 25 GWh/a, Leistungsgewinn: 20 MW;
 - Projekt 3: Mehr Winterenergie durch Erhöhung des Stauvolumens des Grimselsees: Energiegewinn: 20 GWh/a, Energieumlagerung vom Sommer in den Winter: zirka 200 GWh; Winteranteil der Energieproduktion: zirka 55%;
 - Projekt 4: Kraftwerk Innertkirchen I weiter aufwerten: Energiegewinn: 15 GWh/a, Leistungsgewinn: 130 MW;
 - Projekt 5: Kraftwerke Handeck 1-3 aufwerten: Energiegewinn: 25 GWh/a, Leistungsgewinn: 70 MW;
 - Projekt 6: Mehr Leistung durch das Kraftwerk Grimsel 3 (Umwälzwerk): installierte Leistung: 400 MW. Weitere Erhöhung der Energieproduktion im Winter;
 - Projekt 7 (optional): Mehr Leistung durch das Kraftwerk Innertkirchen 3: Energiegewinn: 20 GWh, Leistungsgewinn: 700 MW.

- Kraftwerke Linth-Limmern: Ausbauprojekt Linth-Limmern (Projekte NESTIL und „Linthal 2015“)
Die Kraftwerke Linth-Limmern sind mit zwei Projekten aktiv: das Projekt NESTIL ist seit Sommer 2005 im Bau. Neue Pumpturbinen können das bereits zur Stromproduktion verwendete Wasser aus dem Ausgleichsbecken Tierfeld in den Limmernsee zurückpumpen. Ein weit grösseres Projekt läuft unter dem Namen „Linthal 2015“. Dazu wird das Speichervolumen des Muttesees von neun auf 25 Mio. Kubikmeter erhöht und zwischen dem Muttsee und dem Limmernsee das Kraftwerk Limmern erstellt, das eine Pumpleistung von zirka 900 MW und eine Turbinenleistung von rund 760 MW aufweisen wird, womit sich die Leistung der Kraftwerke Linth-Limmern von heute rund 340 MW auf 1200 MW erhöhen wird. Die Resultate einer Vorstudie zeigen, dass die jährlich erzeugte Energie von heute 460 GWh auf rund 2120 GWh gesteigert werden kann (Quelle: [13]). Gegenüber den bestehenden Anlagen ist mit einem zusätzlichen Pumpenergiebedarf von 1990 GWh zu rechnen. Das Konzessionsgesuch wurde im Jahr 2006 eingereicht.

- Atel und SBB: Ausbauprojekt Emosson (Quelle: [2])
Die Atel und SBB planen den Bau des unterirdischen Pumpspeicherkraftwerks "Nant de Drance" im Unterwallis. Das Projekt sieht vor, zwischen den beiden bestehenden Stauseen Emosson und Vieux Emosson in einer Kaverne ein Pumpspeicherkraftwerk zu bauen. Die beiden Seen liegen auf dem Gebiet der Walliser Grenzgemeinde Finhaut zwischen Martigny und Chamonix. Das Kraftwerk wird für die Stromproduktion zu den Verbrauchsspitzen konzipiert. Das Wasser soll aus dem Stausee Vieux Emosson über Turbinen-Generatoren in den Stausee Emosson hinuntergeleitet werden. Die Höhendifferenz beträgt durchschnittlich 300 Meter. Das Kraftwerk Nant de Drance wird mit 600 Megawatt Turbinen- und Pumpleistung jährlich rund 1.5 TWh Spitzenenergie erzeugen. Die Pumpen werden in Schwachlastzeiten rund 1.8 TWh Strom benötigen.

Das Vorprojekt für das Pumpspeicherkraftwerk wurde im Herbst 2005 abgeschlossen. Bis Ende 2007 läuft das detaillierte Bauprojekt. Die Atel und SBB werden voraussichtlich Ende 2007 über den Bau der Anlage entscheiden. Die Investitionen werden auf rund 700 Mio. CHF geschätzt. Die Inbetriebnahme ist ab dem Jahr 2014 vorgesehen.

Mit diesen drei Projekten wird die Turbinenleistung um rund 2.5 GW, die Pumpenleistung um 1.8 GW erhöht.

Bereits in [1] wurde auf die stromwirtschaftliche Bedeutung von Leistungserhöhungen aufmerksam gemacht. Es wurde nebst Möglichkeiten von Vergrösserungen des Speichervolumens der bestehenden Stauseen bis 2025 eine totale Leistungserhöhung von 4 GW eruiert, davon wurden 2.9 GW als wahrscheinlich oder möglich eingestuft, 1.1 GW als denkbar.

Der Betrieb von Pumpspeicher- und Umwälzwerken ist allerdings mit zusätzlichem Stromverbrauch verbunden. Statistisch wird mit einem Wirkungsgrad von 70% gerechnet, das heisst dem Gewinn der

zeitgerechten Verfügbarkeit der Leistung (kW) steht ein Verlust von 30% an Arbeit (kWh) gegenüber. Die Rentabilität eines solchen Werkes ergibt sich aus der Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Bandenergie, die gross genug sein muss, um den Wirkungsgradverlust zu kompensieren. Der erhöhte Regelenergiebedarf und die Leistungsspitzen sowohl im Winter als auch im „Hitzesommer“ 2003 oder im Juli 2006 zeigen, dass in solchen Zeiten die Preisdifferenzen sehr hoch ausfallen können. Während die Branche und etliche Experten von der Wirtschaftlichkeit überzeugt sind, gibt es auch pessimistischere Stimmen, wie [3] zeigt.

Aus den Projektbeschrieben der Kraftwerke Linth-Limmern und Emosson und unter der Annahme von 2000 Volllaststunden bei einem Wirkungsgrad von 70% für das Werk Grimsel 3 ergibt sich ein zusätzlicher Pumpenergiebedarf von 4.9 TWh (gemäss [5] waren es im Jahr 2005 insgesamt 2.5 TWh). Damit resultiert unter Berücksichtigung eines Speicherausbaus bei einer geschätzten Produktion von 3.9 TWh Spitzenenergie netto ein Verlust von 1.0 TWh pro Jahr.

Literaturverzeichnis

- [1] Allet Bruno, Anton Schleiss: Wasserkraft in der Schweiz: Ausbau, Möglichkeiten und Schranken; Schweizer Ingenieur und Architekt, Sonderdruck aus Heft 29/1990.
- [2] Atel: Pumpspeicherkraftwerk „Nant de Drance“, Medienkonferenz, Juni 2006.
- [3] Balmer Markus, Dominik Möst, Daniel Spreng et al.: Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb, vdf Verlag, Zürich 2006.
- [4] Banfi Silvia, Massino Fillipini, Cornelia Luchsinger, Adrian Müller: Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz, vdf-Verlag, Zürich 2004.
- [5] BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005; Bern 2006.
- [6] BFE: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2005; Bern 2006.
- [7] Broggi Mario F., Wolf J. Reith: Beurteilung von Wasserkraftprojekten aus der Sicht des Natur- und Heimatschutzes; Bern 1984.
- [8] Desserich + Funk: Studie Energiepotential aus Kleinwasserkraftwerken; Luzern 1987.
- [9] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz; Expertengruppen Energieszenarien Arbeitsdokument Nr. 2; Bern 1987.
- [10] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Möglichkeiten des Ausbaus der Wasserkraftnutzung in der Schweiz; Expertengruppen Energieszenarien Schriftenreihe Nr. 1; Bern 1987.
- [11] Hirschberg Stefan et al.: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten, PSI Bericht Nr. 05-04, Villigen 2005.
- [12] Horlacher Hans-Burkhard: Globale Potenziale der Wasserkraft, WBGU, Berlin 2003.
- [13] Kraftwerke Linth-Limmern: Zukunft Wasserkraft – Linthal 2015, Linthal.
- [14] KWO: Investitionsprogramm KWO Plus, Innertkirchen.
- [15] Laufer Fred, Stephan Grötzinger, Alain Schmutz: Ausbaupotential der Wasserkraft; Bern 2004.
- [16] Piot Michel, Vincent Rits, Almut Kirchner: Ausbaupotenzial Wasserkraft, Prognos/BFE 2006.
- [17] Schleiss Anton, Energie Hydraulique, EPFL, Lausanne 2005.
- [18] Schleiss Anton, La force hydraulique n'a pas tout donné, Les cahiers de l'énergie, Nr. 63, Lausanne 2006.
- [19] Zahoransky Richard A.: Energietechnik, vieweg, Wiesbaden 2004.