

November 2004

Ausbaupotential der Wasserkraft

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern
Bundesamt für Wasser und Geologie BWG, 2501 Biel

Auftragnehmer:

Electrowatt-Ekono, Hardturmstrasse 161, 8037 Zürich

Autoren:

Fred Laufer
Stephan Grötzinger
Marco Peter
Alain Schmutz

Begleitgruppe:

Fredi Löhner, Bundesamt für Energie BFE
Michel Piot, Bundesamt für Energie BFE
Ruedi Sigg, Bundesamt für Wasser und Geologie BWG
Rémy Estoppey/Daniel Devanthéry, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft BUWAL
Almut Kirchner, prognos AG

Impressum Titel

Erschliessung des Ausbaupotentials der Wasserkraft

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamt für Energie BFE erstellt. Für den Inhalt ist allein die Studiennehmerin verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch

VORWORT

Die vorliegende Studie ist im Zusammenhang mit der Aktualisierung der Energieperspektiven entstanden. Sie trägt der Tatsache Rechnung, dass die Wasserkraft ein wichtiges Standbein der schweizerischen Elektrizitätsversorgung ist. Die letzte Schätzung über deren Ausbaupotential in der Schweiz liegt über 10 Jahre zurück, demzufolge drängte sich eine Neubeurteilung der künftig möglichen Erschliessung des Wasserkraftpotentials auf.

Die Studie versucht, die Schlüsse aus den neuen Tendenzen im technologischen, wirtschaftlichen und umweltmässigen Umfeld für den hydraulischen Kraftwerkpark zu ziehen. Es werden die 20 wichtigsten Einflussgrössen (Treiber) auf das Ausbaupotential identifiziert. Schliesslich wird das Gesamtpotential als Summe des Ausbaupotentials und der Produktion des bestehenden Kraftwerkparks unter Berücksichtigung der Restwasserbestimmungen im Gewässerschutzgesetz ermittelt.

Bis 2050 wird so bei normalen bis sehr guten Rahmenbedingungen und je nach Szenario ein möglicher Produktionszuwachs bei der Wasserkraft von 1'800 bis 5'800 GWh erwartet; im Fall von eher ungünstigen Rahmenbedingungen könnte bestenfalls eine Stabilisierung erwartet, schlimmstenfalls müsste gemäss Studie ein Produktionsrückgang von 1'100 GWh in Kauf genommen werden.

Das im Laufe der Arbeiten angefallene umfangreiche Zahlenmaterial ist mittels Datenblättern in das – ausserhalb dieser Studie für die Energieperspektiven entwickelte - Kraftwerkmodell eingespeist worden. Dieses ist Bestandteil der Szenarienrechnungen, die der Abschätzung des künftigen Elektrizitätsangebots dienen.

Ein besonderes Augenmerk gilt den strategischen Aussagen und Empfehlungen der Autoren zur weiteren Entwicklung der Wasserkraft (s. Kapitel 9). Sie werden in die weiteren Strategiediskussionen des Bundes einfließen.

In der kurzen Bearbeitungszeit war es nicht möglich, alle perspektiv-relevanten Fragen rund um die Wasserkraft mit dem wünschbaren Tiefgang zu behandeln. Manche Aussagen im Bericht erscheinen vielleicht etwas allzu plakativ, mithin zu wenig explizit. Auch methodisch lässt sich einwenden, der Bericht betone bei den Potentialüberlegungen die Restwasserfrage mehr als andere Einflussfaktoren wie die Liberalisierung, die Entwicklung von Angebot und Nachfrage, die Baukosten oder die Elektrizitätspreise.

Damit die Wasserkraft in einem künftigen liberalisierten Strommarkt im Vergleich zu anderen Stromproduktionsarten ihren hohen Stellenwert beibehalten kann, ist eine Verbesserung der Rahmenbedingungen unerlässlich; zudem ist für die Wasserkraft ein gutes Image wichtig, das unter anderem durch die Sanierung der Gewässersituation (Restwasser) angestrebt werden kann.

Das Bundesamt für Energie und das Bundesamt für Wasser und Geologie danken den Studienbeauftragten – Electrowatt-Ekono – sowie der Begleitgruppe für die gute Zusammenarbeit, die offen geführten Diskussionen und die zahlreichen wertvollen Anregungen und Hinweise.

Bern/Ittigen, November 2004

Inhaltsverzeichnis

VERZEICHNISSE	7
- Abbildungen	7
- Tabellen	8
- Abkürzungen	9
ZUSAMMENFASSUNG / RESUME	11 - 20
1 EINLEITUNG	23
1.1 Auftrag	23
1.2 Grundlagen	23
1.3 Abgrenzungen	23
1.4 Zielsetzungen	24
1.5 Vorgehen	24
1.6 Studienablauf	24
2 STAND DER WASSERKRAFTNUTZUNG	25
2.1 Bedeutung der Wasserkraft	25
2.2 Allgemeine Übersicht	25
2.3 Definitionen	26
2.3.1 Anlagentypen	26
2.3.2 Leistung	26
2.3.3 Produktion	26
2.3.4 Hydrologisches Jahr	27
2.4 Standorte	27
2.5 Produktion	28
2.5.1 Mittlere Produktionserwartung	29
2.6 Leistung	29
2.6.1 Maximal mögliche Leistung (ab Generator)	29
2.6.2 Installierte Leistung	30
2.6.3 Fallhöhe und Wassermenge der Kraftwerke der Schweiz	30
2.7 Wirkungsgrade	31
3 ENTWICKLUNG DER WASSERKRAFT-NUTZUNG BIS HEUTE	33
3.1 Einleitung	33
3.2 Standorte	33
3.2.2 Leistung und Produktion aus Wasserkraft	34
3.2.3 Anlagen	35
3.3 Technologische Entwicklungen	35
3.3.1 Bauliche Anlagen	35
3.3.2 Elektromechanische Ausrüstung und Leittechnik	36
3.3.3 Schlussbemerkungen	37
3.4 Ökonomische Rahmenbedingungen	37
3.4.1 Makroökonomischer Rahmen	38
3.4.2 Stromnachfrage	38
3.4.3 Importe und Exporte	39
3.4.4 Strommarktliberalisierung	39
3.4.5 Strompreise	40
3.4.6 Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft	40
3.4.7 Partnerwerke und Betriebsgesellschaft	41
3.4.8 Schlussbemerkungen	42
3.5 Regulatorische Rahmenbedingungen	42
3.5.1 Allgemeines	42
3.5.2 Wasserzinse	42
3.5.3 Umwelt	43
3.5.4 Energieabgaben und Förderungsmassnahmen	43
3.5.5 CO ₂ -Gesetz	44
3.5.6 Versorgungssicherheit	44
3.5.7 Unabhängigkeit	44
3.5.8 Schlussbemerkungen	44

3.6	Zusammenfassung anhand von charakteristischen Perioden	45
3.6.1	Periode zwischen 1955 und 1970	45
3.6.2	Periode zwischen 1970 und 1980	45
3.6.3	Periode zwischen 1980 und 1990	45
3.6.4	Periode zwischen 1990 und 2000	45
3.6.5	Periode von 2000 bis heute	46
3.7	Schlussbemerkungen	46
4	TECHNISCHES AUSBAUPOTENTIAL	47
4.1	Totales theoretisches Potential	47
4.2	Ausbaupotential gemäss früheren Studien	48
4.2.1	Die Elektrowatt-Studie von 1987	48
4.3	Vorgehen für die Ermittlung des technischen Ausbaupotentials	49
4.3.1	Definition des technischen Ausbaupotentials	50
4.3.2	Unterteilung des technischen Ausbaupotentials in Kategorien	50
4.3.3	Einfluss der technologischen Entwicklungen	50
4.4	Technologische Entwicklungen	50
4.4.1	Bautechnologie	51
4.4.2	Elektromechanische Ausrüstung	51
4.4.3	Automatisierung und Betriebsoptimierung	52
4.5	Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion	52
4.5.1	Ausrüstungsersatz und eventuelle Erhöhung des Ausbaugrades	53
4.5.2	Massnahmen bei Niederdruck-Laufkraftwerken	55
4.5.3	Umbauten und Erweiterungen	55
4.5.4	Neubauten	56
4.6	Technisches Ausbaupotential der Winterproduktion	57
4.7	Technisches Ausbaupotential der Leistung	58
4.8	Zusammenstellung und Würdigung	59
5	ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN	61
5.1	Makroökonomische Rahmenbedingungen	61
5.2	Angebot und Nachfrage	61
5.3	Importe und Exporte	63
5.4	Strommarktliberalisierung	63
5.5	Regelenergie	64
5.6	Strompreise	64
5.7	Grüne Zertifikate und Ökolabels	65
5.8	Betriebsgesellschaften	65
5.9	Schlussbemerkungen	65
6	REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN	67
6.1	Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)	67
6.2	Wasserzinse	67
6.3	Umweltauflagen	68
6.4	Abgaben und Förderungsmassnahmen	69
6.5	CO ₂ -Gesetz und EU-Emissionshandel	69
6.6	Versorgungssicherheit	69
6.7	Unabhängigkeit	69
6.8	Schlussbemerkungen	70
7	AUSBAUPOTENTIAL	71
7.1	Vorgehen	71
7.2	Abgrenzungen	71
7.3	Zeitliche Entwicklung	72
7.4	Treiberanalyse	74
7.4.1	Treibermatrix	74
7.4.2	Relevanz der Treiber auf verschiedene Ausbauarten	76
7.5	Szenarien	78
7.5.1	Maximales Ausbaupotential	78
7.5.2	Positive Entwicklung	78
7.5.3	Referenzfall	79
7.5.4	Negative Entwicklung	80
7.5.5	Minimales Ausbaupotential	80
7.5.6	Bewertung der Szenarien	81

7.6	Ausbaupotential der Wasserkraft bis 2035/2050	83
7.6.1	Allgemeines	83
7.6.2	Annahmen und Vorgehen	83
7.6.3	Maximales und minimales Ausbaupotential	84
7.6.4	Positive Entwicklung	84
7.6.5	Referenzfall	84
7.6.6	Negative Entwicklung	85
7.6.7	Zusammenfassung	85
8	GESAMTPOTENTIAL DER WASSERKRAFT DER SCHWEIZ	87
8.1	Maximale und minimale Gesamtpotentiale	87
8.2	Szenario Positive Entwicklung	88
8.3	Szenario Referenzfall	88
8.4	Szenario Negative Entwicklung	89
8.5	Zusammenfassung	89
9	STRATEGIE WASSERKRAFT	91
9.1	Ausgangssituation	91
9.2	Massnahmen, welche nur die Schweiz betreffen	91
9.3	Massnahmen zur Kooperation mit den EU-Ländern	92
9.4	Abschliessende Bemerkungen	93
 ANHANG		
A 1	DATENBLÄTTER FÜR DAS KRAFTWERKEPARKMODEL	95
A 2	TYPISCHE DATENBLÄTTER	99
 GLOSSAR		
101		
 LITERATURVERZEICHNIS		
102		

Verzeichnisse

Abbildungen

Abbildung Z.1:	Treibermatrix	13
Abbildung Z.2:	Nettogesamtpotential für die gewählten Szenarien	14
Abbildung 2.1:	Standorte der Zentralen grösser als 10 MW	27
Abbildung 2.2:	Standorte der Speicherseen	28
Abbildung 2.3:	Zentralengrösse	30
Abbildung 2.4:	Fallhöhe und Wassermenge der Schweizer Kraftwerke	30
Abbildung 3.1:	Stromproduktion nach Erzeugerkategorien und Stromendverbrauch der Schweiz seit 1950	34
Abbildung 3.2:	Wasserkraftanlagen der Schweiz: Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung	35
Abbildung 3.3:	Entwicklung der Strom-Importe und -Exporte	39
Abbildung 3.4:	Das ordnungspolitische Umfeld	40
Abbildung 3.5:	Alternative Technologien zur Wasserkraft	41
Abbildung 4.1:	Vergleich zwischen der Prognose von 1987 und der tatsächlichen Entwicklung	49
Abbildung 4.2:	Technisches Ausbaupotential bis 2050	60
Abbildung 5.1:	Erwartete Entwicklung des Inlandverbrauchs	61
Abbildung 5.2:	Erwartete Entwicklung der maximalen Leistung	62
Abbildung 5.3:	Bedarf an neuen elektrischen Energiequellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten	62
Abbildung 5.4:	Bedarf an neuen elektrischen Energiequellen, um die Position im europäischen Elektrizitätsmarkt zu behalten	63
Abbildung 5.5:	Erwartete Entwicklungen der Strompreise (eigene Berechnung)	64
Abbildung 5.6:	Grüne Zertifikate-Märkte in Europa	65
Abbildung 7.1:	Entwicklung der Investitionskosten mit zunehmendem Ausbaupotential (Order of Merit)	72
Abbildung 7.2:	Maximales und minimales Ausbaupotential der Jahresproduktion	73
Abbildung 7.3:	Treibermatrix	75
Abbildung 7.4:	Treiberentwicklung für die verschiedenen Szenarien	82
Abbildung 7.5:	Spezifische Investitionskosten des Ausbaupotentials	83

Tabellen

Tabelle Z.1:	Technisches Ausbaupotential	12
Tabelle Z.2:	Nettogesamtpotential der Jahresproduktion für die gewählten Szenarien	14
Tabelle 2.1:	Mittlere Produktionserwartung der Schweizer Wasserkraftanlagen	29
Tabelle 2.2:	Maximal mögliche Leistung der Schweizer Wasserkraftanlagen	29
Tabelle 3.1:	Wasserkraftanlagen der Schweiz: Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung	34
Tabelle 3.2:	Mittlere jährliche Zuwachsraten des realen Schweizer Bruttoinlandproduktes	38
Tabelle 3.3:	Mittlerer Anstieg des Konsumentenpreises für Perioden mit hoher Teuerung	38
Tabelle 3.4:	Prozentuale Zunahme der Inlandnachfrage	38
Tabelle 3.5:	Kernkraftwerke der Schweiz: Leistung und Jahr der Inbetriebnahme	41
Tabelle 4.1:	Ausbaupotential der Wasserkraft gemäss früheren Studien	48
Tabelle 4.2:	Wirkungsgraderhöhung dank Einbau neuer Turbinen	51
Tabelle 4.3:	Leistungs- und Energieproduktionserhöhung dank Einbau neuer Turbinen	51
Tabelle 4.4:	Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion	53
Tabelle 4.5:	Ausrüstungsersatz: Oberer Grenzwert des technischen Ausbaupotentials der Jahresproduktion	53
Tabelle 4.6:	Ausrüstungsersatz: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion	54
Tabelle 4.7:	Umbauten und Erweiterungen: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion	55
Tabelle 4.8:	Neubauten: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion	57
Tabelle 6.1:	Strom-Minderproduktion wegen Sicherung angemessener Restwassermengen gemäss Elektrowatt-Studie	68
Tabelle 6.2:	Strom-Minderproduktion zwecks Sicherung angemessener Restwassermengen gemäss verschiedener Studien	68
Tabelle 7.1:	Entwicklung der minimalen und maximalen Ausbaupotentiale	73
Tabelle 7.2:	Gewichtung der Treiber pro Ausbauart	76
Tabelle 7.3:	Definitive prozentuale Gewichtung der Treiber	77
Tabelle 7.4:	Positive Entwicklung: Ausbaupotential	84
Tabelle 7.5:	Referenzfall: Ausbaupotential	84
Tabelle 7.6:	Negative Entwicklung: Ausbaupotential	85
Tabelle 7.7:	Ausbaupotential der Jahresproduktion	85
Tabelle 8.1:	Maximales Gesamtpotential mit und ohne Restwasserbestimmungen	87
Tabelle 8.2:	Minimales Gesamtpotential mit und ohne Restwasserbestimmungen	87
Tabelle 8.3:	Szenario Positive Entwicklung: Nettogesamtpotential	88
Tabelle 8.4:	Szenario Referenzfall: Nettogesamtpotential	88
Tabelle 8.5:	Szenario Negative Entwicklung: Nettogesamtpotential	89
Tabelle A1-1:	Investitionskosten für das Ausbaupotential der Jahresproduktion	97
Tabelle A1-2:	Technisches Ausbaupotential für die Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion	98
Tabelle A1-3:	Technisches Ausbaupotential der Leistung	98

Abkürzungen

BFE	Bundesamt für Energie
BWG	Bundesamt für Wasser und Geologie
EECH	Electrowatt-Ekono Schweiz
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EnG	Energiegesetz
EU	Europäische Union
GSchG	Gewässerschutzgesetz
HD	Hochdruck
HD-LKW	Hochdruck-Laufkraftwerke
ICOLD	International Commission on Large Dam
KOWA	Konfliktlösungsgruppe Wasserkraft
KW	Kraftwerk
KWO Plus Auf	Investitionsvorhaben der Kraftwerke Oberhasli zur Sanierung und Wertung des vorhandenen Potentials an Wasserkraft
LKW	Laufkraftwerke
MVA	Mega-Voltampere
NAI	Nicht Amortisierbare Investitionen
ND	Niederdruck
ND-LKW	Niederdruck-Laufkraftwerke
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
RECS	Renewable Energy Certificate System
SKW	Speicherkraftwerke
SNB	Schweizerische Nationalbank
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung (in der Vernehmlassung)
SWEP	Swiss Electricity Price Index
SWV	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
TBM	Tunnel Boring Machine
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Reine Umwälzwerke
WKW	Wasserkraftwerk

ZUSAMMENFASSUNG

Auftrag

Das Bundesamt für Energie (BFE) überarbeitet regelmässig seine Energieperspektiven. Der Zeithorizont der aktuellen Überarbeitung umfasst auf jährlicher Basis die Periode bis ins Jahr 2035 und mit gröberer Auflösung die „Vision 2050“.

In diesem Zusammenhang wurde die Firma Electrowatt-Ekono vom BFE beauftragt, die Studie „Erschliessung des Wasserkraftpotentials“ mit folgenden Zielen durchzuführen:

- Beschreibung des für die Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz relevanten Umfelds;
- Quantitative Bestimmung des Ersatz- und Ausbaupotentials;
- Aufarbeitung der Informationen zur Weiterverwendung im „Kraftwerkparkmodell“;
- Strategieüberlegungen zur Erschliessung des Wasserkraftpotentials.

Elektrizitätsstatistik und die Wasserkraftanlagen der Schweiz im Überblick

Der Stromverbrauch in der Schweiz stieg von rund 16 TWh im Jahr 1960 auf 55.1 TWh im Jahr 2003, was einer jährlichen durchschnittlichen Steigerungsrate von knapp 3% entspricht. Die Erzeugung betrug 2003 rund 65.3 TWh, wovon 36.5 TWh oder 56% aus der Wasserkraft stammten. Der Angebotsüberhang von 10.2 TWh deckte die Verluste (4.2 TWh) und die Pumpenenergie (2.9 TWh); schliesslich resultierte ein Exportüberschuss von 3.1 TWh (4.7%).

Im Winter muss die Schweiz nach wie vor Energie importieren, um den Verbrauch zu decken, wogegen im Sommer der anfallende Produktionsüberschuss mehrheitlich exportiert wird. Im Weiteren hat die Schweiz als Stromdrehscheibe eine zentrale Rolle im europäischen Stromhandel. Im Jahr 2003 wurden daher 42.4 TWh importiert und 45.5 TWh exportiert.

Der hydraulische Kraftwerkspark der Schweiz besteht am 1.1.2004 aus 513 Zentralen (Leistung ab Generator von mindestens 300 kW), die eine maximal mögliche Leistung ab Generator von 13'268 MW aufweisen und eine jährliche Produktionserwartung von 34'886 GWh haben. Haupteinzugsgebiete sind der Rhein mit den Zuflüssen Aare, Reuss und Limmat sowie die Rhone, wo sich 449 Zentralen befinden. Als grösste Produzenten treten die beiden Gebirgskantone Wallis und Graubünden auf, die zusammen mit rund 17 TWh beinahe die Hälfte der Wasserkraftproduktion ausweisen.

In der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz werden vier Kraftwerkstypen unterschieden: Laufkraftwerke (3'627 MW, 16'430 GWh), Speicherkraftwerke (7'885 MW, 16'794 GWh), Pumpspeicherkraftwerke (1'440 MW, 1'662 GWh) und reine Umwälzwerke (316 MW). Durch die grosse Kapazität der Speicherkraftwerke wird auch die Bedeutung der Schweiz als Spitzenstromlieferant ersichtlich.

Totales theoretisches Potential der Wasserkraft in der Schweiz

Die Frage nach dem Ausbaupotential ist nicht trivial, da schon der Begriff nicht eindeutig ist. Geht man vom totalen theoretischen Potential aus, indem man versucht, jeden Wassertropfen, der auf die Schweiz trifft, zu nutzen, so erhält man mit überschlägigen Berechnungen zwischen 100'000 und 150'000 GWh an Produktionsmöglichkeiten. Eine realistische Abschätzung ist daher notwendig.

Technisches Ausbaupotential

In dieser Studie wird ein mehrstufiges Verfahren verwendet. Ausgangspunkt ist das technische Ausbaupotential. Dieses ergibt sich aufgrund von technischen und ökologisch vertretbaren Überlegungen, unabhängig von politischen, umweltpolitischen und finanziellen Aspekten. Das technische Ausbaupotential bildet zugleich auch das maximale Ausbaupotential. Durch die Definition von Szenarien und unter Berücksichtigung von 20 definierten Treibern, wie zum Beispiel Strompreise, werden die möglichen Entwicklungen des

Ausbaupotentials bis ins Jahr 2050 aufgezeigt. Durch Addition des bestehenden Potentials erhält man schliesslich das Gesamtpotential der Wasserkraft.

Das technische Ausbaupotential wurde für:

- die mittlere Jahresproduktion;
- die mittlere Winterproduktion durch Speicherung oder Pumpspeicherung sowie für
- die Leistung.

ausgewiesen.

Das technische Ausbaupotential umfasst vier Kategorien:

Beim **Ausrüstungsersatz**, der ersten Ausbauart, wird bei einer bestehenden Anlage eine ältere durch eine neue Ausrüstung ersetzt. Der Ersatz kann entweder eine identische oder eine leicht grössere Maschine sein, oder die Ausbauwassermenge kann sogar erhöht werden. Dank besseren Wirkungsgraden der neuen Maschinen und allenfalls höherer Ausbauwassermenge führt der Ausrüstungsersatz zu höheren Produktionen und Leistungen.

Bei der zweiten Ausbauart geht es um die **Erhöhung des Gefälles** durch Stauerhöhungen und/oder Ausbaggerungen bei **Flusskraftwerken**.

Die dritte Ausbauart betrifft die **Umbauten/Erweiterungen**.

Die vierte Ausbauart betrifft die **Neubauten**.

Das technische Ausbaupotential für die mittlere Produktion und für die Leistung ist in nachfolgender Tabelle zusammengefasst (Ausgangslage: Stand der Wasserkraftnutzung am 1.1.2004):

Ausbauart	Jahr (GWh)	Winter (GWh)	Leistung (MW)
Ausrüstungsersatz:			
- gleiche Maschine	600	250	200
- Ausrüstungsersatz: grössere Maschine	150	0	130
- Ausrüstungsersatz: grössere Ausbauwassermenge	220	0	200
Laufkraftwerke: Gefällserhöhung, Ausbaggerungen	200	80	35
Umbauten			
- von Niederdruckkraftwerken	540	190	150
- von Hochdruckkraftwerken	400	900	230
Neubauten			
- Niederdruckkraftwerke	1'900	700	420
- Hochdruckkraftwerke	1'200	900	500
- Speicherkraftwerke (Hochdruck)	2'360	1'680	1'200
TOTAL	7'570	4'700	3'065

Tabelle Z.1: Technisches Ausbaupotential

Die Summe aller vier Ausbauarten führt zu einem technischen Ausbaupotential für die Jahresenergieproduktion von 7'570 GWh (davon Winter: 4700 GWh) und zu einem Leistungszuwachs von 3065 MW. Die Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion wird u.a. durch eine Erhöhung des Stauspiegels in den Stauseen (Freibordreduktion, Talsperrenerhöhung) erreicht.

Der Ausbau der Leistung dient dazu, die Wertigkeit des vorhandenen Energiepotentials zu erhöhen. Dies kann durch die Vergrößerung der installierten Leistung und/oder durch Pumpspeicherung und Umwälztrieb erreicht werden. Dieses Potential wurde auf mehrere tausend MW geschätzt.

Potentialberechnungen

Vorgehen

Generell wurde das Ausbaupotential als die Menge an erwarteter zusätzlicher Energie und Leistung definiert, welche in einem bestimmten Jahr zur Verfügung stehen wird, und zwar unter der Annahme, dass ein bestimmtes Szenario eintritt.

Die Szenarioplanung und -analyse bedingt, dass zwischen einer definierten oberen (Maximum) und unteren (Minimum) Grenze interpoliert wird. Dabei ist die obere Grenze durch das technische Ausbaupotential (mittlere Jahresproduktion: 7'570 GWh; Leistung 3065 MW) gegeben. Die untere Grenze kann mit den notwendigen Ausrüstungsmassnahmen ohne die Erhöhung der Ausbauwassermenge charakterisiert werden und beträgt 750 GWh bzw. 330 MW. Mittels einer Treiberanalyse und deren Relevanz auf die gewählte Ausbauvariante sowie der Definition von Szenarien kann die zukünftige Entwicklung des Ausbaupotentials abgeschätzt werden.

Treiberanalyse

Es werden zwanzig Treiber identifiziert, welche einen Einfluss auf das Ausbaupotential der Wasserkraft haben. Dabei wurde die Intensität des Einflusses dieser Treiber auf das Ausbaupotential und deren Steuerbarkeit untersucht. Das Ergebnis dieser Analyse ist in nachfolgender Abbildung dargestellt:

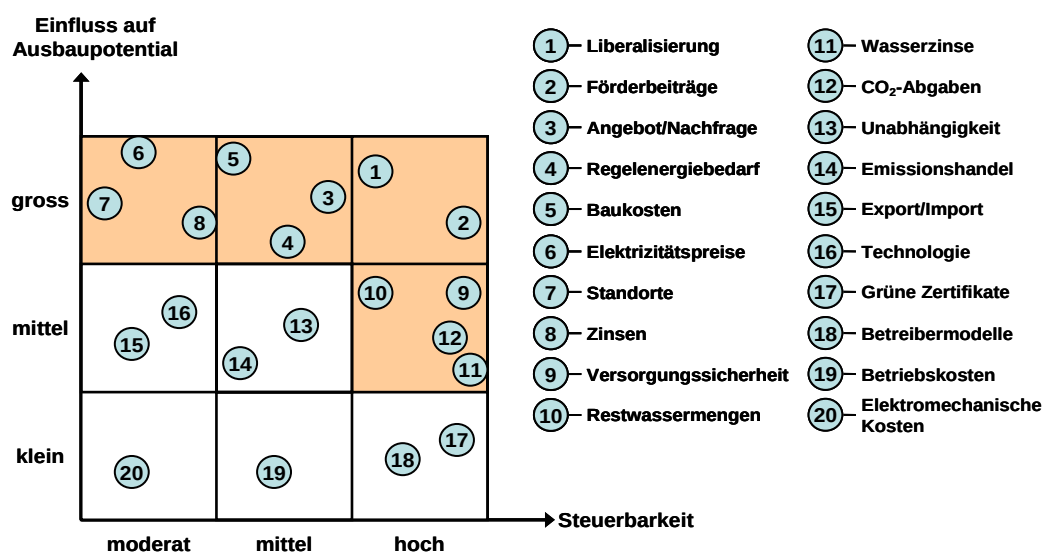


Abbildung Z.1: Treibermatrix

Die Abbildung zeigt, dass die Treiber Liberalisierung, Förderbeiträge, Angebot/Nachfrage, Baukosten und Elektrizitätspreise den grössten Einfluss auf das Ausbaupotential haben.

Ausbaupotential

Anhand einer Bewertung werden einerseits der Einfluss der Treiber auf das Ausbaupotential geschätzt und andererseits die Relevanz der Treiber in Bezug auf die verschiedenen Arten von Ausbaupotential geprüft. Schliesslich wurden drei Szenarien (Positive Entwicklung, Referenzfall und Negative Entwicklung) definiert,

die sich durch eine bestimmte Entwicklung der Treiber charakterisieren lassen. Für jedes Szenario konnten so die Ausbaupotentiale (Pt. 7.6) ermittelt werden.

Gesamtpotential

Durch die Addition des Ausbaupotentials mit der bestehenden Produktion gelangt man zum Gesamtpotential. Nach Abzug der Energieminderproduktion auf Grund der gesetzlich vorgeschriebenen Restwassermengen ergibt sich das Nettogesamtpotential. Dabei wird angenommen, dass die Restwasserbestimmungen bezüglich der bestehenden Produktion bis 2070 rund 2 TWh (Pt. 6.3) ausmachen werden.

Die Entwicklung der Nettogesamtpotentiale der erwarteten mittleren Jahresproduktion der Wasserkraft in der Schweiz ergibt für die drei definierten Szenarien sowie für die maximalen und minimalen Gesamtpotentiale folgendes Bild (in GWh):

	2005	2010	2020	2035	2050
Maximales Nettogesamtpotential	34'992	35'177	36'798	41'410	40'656
Positive Entwicklung	34'977	35'123	36'259	39'295	38'526
Referenzfall	34'962	35'072	35'778	37'423	36'639
Negative Entwicklung	34'949	35'024	35'346	35'747	34'950
Minimales Nettogesamtpotential	34'940	34'994	35'061	34'642	33'836

Tabelle Z.2: Nettogesamtpotential der Jahresproduktion für die gewählten Szenarien

Grafisch ergeben sich bis 2050 folgende Potentialpfade:

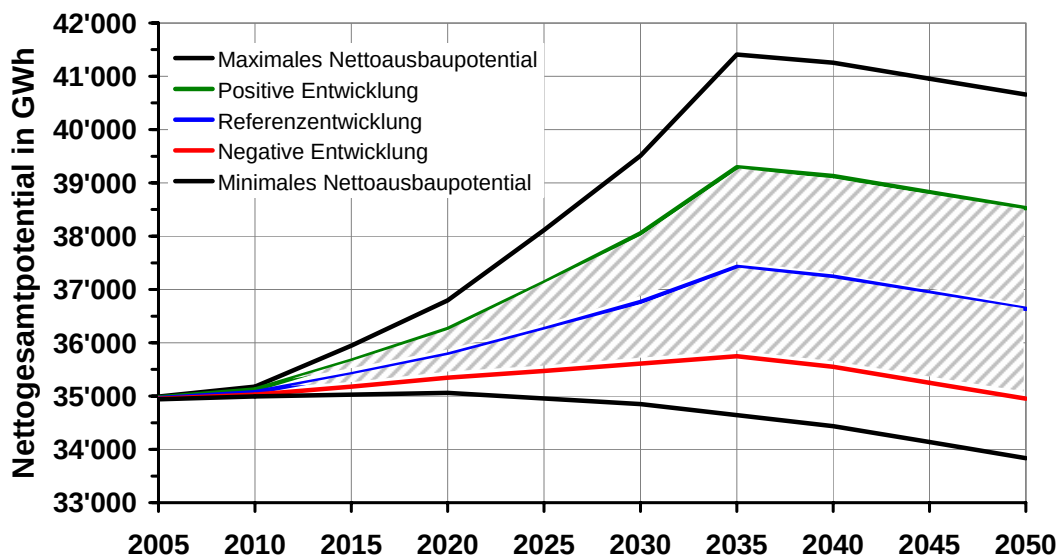


Abbildung Z.2: Nettogesamtpotential für die gewählten Szenarien

Wegen des abnehmenden Ausbaupotentials und der Sanierung der ungenügend dotierten Restwasserstrecken bei den Konzessionserneuerungen könnten die Kurven des Nettogesamtpotentials gegen Ende der Betrachtungsperiode fallen. Allerdings könnte sich der Verlauf der Kurven des Nettogesamtpotentials gegen rechts verschieben, falls das Ausbaupotential langsamer realisiert wird. Der Kurvenverlauf würde sich unter diesen Bedingungen etwas glätten und das charakteristische Plateau für die Jahre 2035 und folgende könnte verschwinden.

Der Erhalt der Wasserkraft oder deren Ausbau ist auf mittlere Sicht ungewiss. Diese Tatsache unterstreicht die Wichtigkeit der Entwicklung einer entsprechenden Strategie.

Strategie Wasserkraft

Mehrere Treiber, welche einen Einfluss auf das Ausmass des Ausbaupotentials haben, sind steuerbar. Bund und Kantone haben somit die Möglichkeit, die relevanten Treiber so zu steuern, dass für den Erhalt bzw. Ausbau der Wasserkraft günstige Rahmenbedingungen resultieren.

Basierend auf den wirkungsvollsten Treibern ergeben sich folgende Massnahmen und strategische Anweisungen:

- Im Zusammenhang mit der Strommarktöffnung ist eine Gesetzgebung und ein Gesetzesvollzug vorzusehen, welche einen gerechten und nachhaltigen Wettbewerb ermöglichen und die Interessen der Wasserkraft angemessen berücksichtigen;
- Es sind unter dem Gesichtspunkt der Internalisierung der externen Kosten Fördermassnahmen entweder durch Belastung der CO₂-emittierenden Energieträger mit relativ hohen externen Kosten (CO₂-Abgaben) oder durch Entlastung der CO₂-armen/freien Energieträger mit relativ niedrigen externen Kosten anzustreben;
- Es soll eine Straffung und Verkürzung der Verfahren zur Erteilung der Konzessionen geprüft werden;
- Bei den Konzessionsverhandlungen ist eine angemessene Berücksichtigung der Anliegen der Wasserkraft und keine einseitige Bevorzugung einzelner Interessen vorzusehen;
- Auch ausserhalb von konzessionsrelevanten Geschäften ist eine ausgewogene Berücksichtigung der Interessen der Wasserkraft zu empfehlen; dies gilt namentlich im Bereich der Steuern und Wasserzinsen;
- Es sind Voraussetzungen zu schaffen bzw. zu erhalten, welche eine Teilnahme der schweizerischen Wasserkraft an den verschiedenen Energiemärkten, welche zurzeit in den EU-Ländern in Entwicklung begriffen sind, ermöglichen.

RESUME

Le mandat

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) révisé et adapte régulièrement ses perspectives en matière d'énergie. L'horizon de la révision actuelle est fixé à 2035 pour l'étude année par année et à quinze ans plus tard pour l'approche plus générale de « Vision 2050 ».

Dans ce contexte, la société Electrowatt-Ekono a été mandatée par l'OFEN pour mener une étude intitulée « Exploitation du potentiel en énergie hydraulique », avec les objectifs suivants:

- décrire le contexte dans lequel s'inscrit le développement de l'énergie hydraulique en Suisse;
- déterminer et chiffrer le potentiel de remplacement et de développement;
- traiter les informations recueillies en vue de leur exploitation dans le « modèle » du parc de centrales électriques;
- élaborer des réflexions stratégiques pour l'exploitation du potentiel en énergie hydraulique.

Aperçu statistique de l'électricité et des aménagements hydroélectriques en Suisse

En Suisse, la consommation d'électricité est passée de quelque 16 TWh pour l'année 1960 à 55,1 TWh en 2003, ce qui représente une augmentation annuelle moyenne de presque 3%. En 2003, la production a atteint environ 65,3 TWh, dont 36,5 TWh provenaient de l'énergie hydraulique, soit 56%. Le surplus disponible de 10,2 TWh a servi à couvrir les pertes 4,2 TWh) et à alimenter les pompes (2,9 TWh); l'excédent à l'exportation atteignait donc en fin de compte 3,1 TWh (4,7%).

En hiver, la Suisse doit toujours importer de l'énergie pour couvrir sa consommation, alors que l'excédent produit durant l'été est majoritairement exporté. De plus, la Suisse joue un rôle central sur le marché européen de l'électricité dont elle est une plaque tournante. En 2003, 42,4 TWh ont donc été importés et 45,5 TWh exportés.

Au 1^{er} janvier 2004, le parc suisse des usines hydroélectriques comptait 513 centrales (d'une puissance de 300 kW et plus), totalisant une puissance maximale potentielle de 13 268 MW et une production annuelle escomptée de 34 886 GWh. Les implantations sont principalement situées sur le Rhin et ses affluents, l'Aar, la Reuss et la Limmat ainsi que sur le Rhône. Les principaux producteurs sont le Valais et les Grisons, deux cantons de montagne qui totalisent environ 17 TWh, soit presque la moitié de l'énergie hydraulique produite en Suisse.

Les statistiques sur les aménagements hydroélectriques en Suisse distinguent quatre types d'usines: les centrales au fil de l'eau (3 627 MW, 16 430 GWh), les centrales à accumulation (7 885 MW, 16 794 GWh), les centrales à pompage-turbinage (1 440 MW, 1 662 GWh) et les aménagements de pompage-turbinage pur (316 MW). La forte capacité des centrales à accumulation montre bien l'importance de la Suisse parmi les grands fournisseurs d'électricité.

Potentiel théorique total de l'énergie hydraulique en Suisse

Poser la question du potentiel de développement n'a rien de banal puisque la notion elle-même est équivoque. Si l'on parle d'un potentiel théorique total qui consisterait à exploiter la moindre goutte d'eau du territoire suisse, les calculs approximatifs aboutissent à une production possible située entre 100 000 et 150 000 GWh. Il faut donc procéder à une évaluation réaliste.

Le potentiel technique de développement

L'étude effectuée a recours à une méthode en plusieurs étapes. C'est tout d'abord le potentiel technique qui sert de point de départ. Ce potentiel est déterminé par des réflexions d'ordre technique, défendables du point de vue écologique, indépendamment des aspects politiques, environnementaux ou financiers. Le potentiel technique de développement constitue aussi le potentiel maximal de développement. En définissant

des scénarios et en prenant en considération 20 facteurs définis, comme le prix de l'électricité, les différentes possibilités d'évolution sont esquissées jusqu'en 2050. En additionnant le potentiel actuellement exploité, on obtient finalement le potentiel total en énergie hydraulique.

Le potentiel technique de développement a été déterminé selon trois critères:

- la production annuelle moyenne,
- la production hivernale moyenne obtenue par accumulation, avec ou sans pompes,
- la puissance.

Le potentiel technique de développement peut être de quatre types:

Le premier type de développement consiste à **changer des équipements** sur une installation existante, en remplaçant un équipement ancien par un nouveau. Le nouvel élément peut être une machine identique à la précédente ou une machine légèrement plus grosse. Il peut aussi s'agir d'une augmentation du débit équipé. Grâce au meilleur rendement des nouvelles machines, et parfois au débit équipé plus important, le remplacement des équipements pousse à la hausse la production et la puissance obtenue.

Le deuxième type de développement s'applique aux **centrales hydrauliques fluviales** et réside dans **l'augmentation de la déclivité** obtenue par une élévation des retenues et / ou par la constitution de souilles.

Le troisième type comprend les **transformations** et les **extensions**.

Le quatrième type est celui des **nouvelles installations**.

Le potentiel technique de développement exprimé en production moyenne et en puissance est résumé dans le tableau ci-dessous (référence: exploitation des forces hydrauliques au 1^{er} janvier 2004).

Type de développement	Moyenne annuelle (GWh)	Moyenne hivernale (GWh)	Puissance (MW)
Remplacement de l'équipement:			
- même machine	600	250	200
- Remplacement de l'équipement: machine plus grosse	150	0	130
- Remplacement de l'équipement: débit équipé plus important	220	0	200
Centrales au fil de l'eau: augmentation de la déclivité, souilles	200	80	35
Transformations			
- de centrales à basse pression	540	190	150
- de centrales à haute pression	400	900	230
Nouvelles installations			
- de centrales à basse pression	1'900	700	420
- de centrales à haute pression	1'200	900	500
- de centrales à accumulation (haute pression)	2'360	1'680	1'200
TOTAL	7'570	4'700	3'065

Tableau Z.1: Potentiel technique de développement

En additionnant les quatre types de développement, on arrive à un potentiel technique de développement de la production annuelle d'énergie de 7 570 GWh (dont 4 700 GWh en hiver) et une augmentation de la puissance de 3 065 MW. L'augmentation de la part hivernale dans la production annuelle est obtenue, entre autres, par l'élévation du niveau de retenue des lacs de barrage (réduction du franc-bord, élévation des barrages).

Le développement de la puissance permet d'augmenter la valeur énergétique du potentiel disponible. Il peut être obtenu en renforçant la puissance en place et / ou en recourant à l'accumulation avec pompes et à l'exploitation par pompage-turbinage pur. Ce potentiel est évalué à plusieurs milliers de mégawatts.

Calculs déterminant le potentiel

Procédé

En règle générale, le potentiel de développement a été défini comme la quantité d'énergie et de puissance supplémentaire qui pourra être disponible au cours d'une année déterminée, si tel ou tel scénario se produit.

La planification et l'analyse des scénarios implique d'interpoler entre deux limites prédéfinies, l'une supérieure (maximum) et l'autre inférieure (minimum). La limite supérieure n'est autre que le potentiel technique de développement (production annuelle moyenne de 7 570 GWh, puissance de 3 065 MW). La limite inférieure correspond aux mesures nécessaires en matière d'équipements sans augmentation du débit équipé soit 750 GWh et 330 MW. En analysant les facteurs pertinents et leur influence sur les variantes de développement choisies et en définissant des scénarios, il est possible d'estimer l'évolution du potentiel de développement.

Analyse des facteurs

Vingt facteurs ayant une influence sur le potentiel de développement de l'énergie hydraulique ont été identifiés. Leur degré d'influence sur le potentiel a alors été analysé, ainsi que la possibilité de les maîtriser. Le résultat de cette analyse est illustré par le schéma ci-dessous :

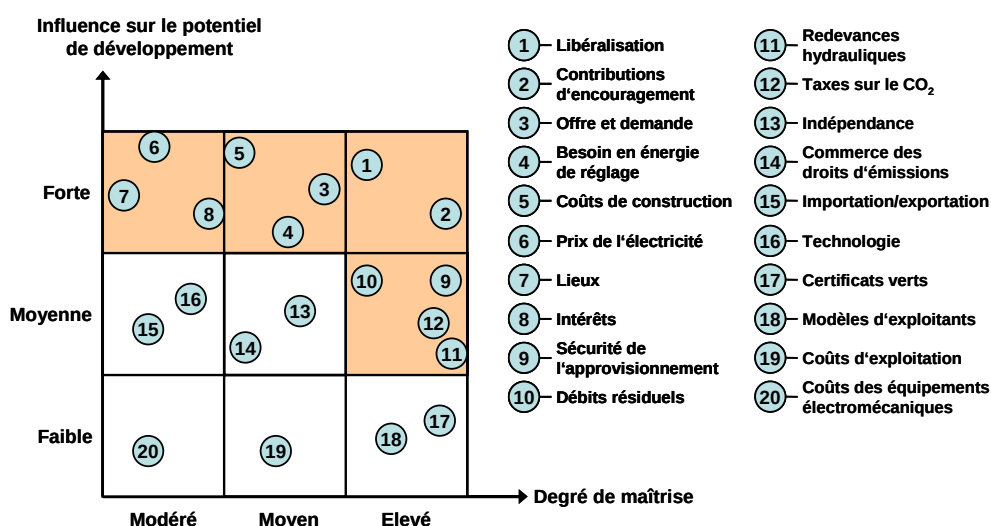


Schéma Z.1: Matrice des facteurs

Le schéma met en évidence que les facteurs libéralisation, contributions d'encouragement, offre et demande, coûts de construction et prix de l'électricité sont ceux qui influencent le plus le potentiel de développement.

Le potentiel de développement

Une estimation permet d'une part d'apprécier l'influence de chaque facteur sur le potentiel de développement et d'autre part d'examiner la pertinence des facteurs selon les différents types de potentiel de développement. Enfin, trois scénarios ont été définis (évolution positive, cas de référence et évolution négative) en fonction d'une évolution spécifique des facteurs. Les potentiels de développement ont ainsi pu être déterminés pour chaque scénario (point 7.6).

Potentiel total

En additionnant le potentiel de développement et la production actuelle, on obtient le potentiel total. En déduisant la part non produite en raison des limitations fixées par la législation sur les débits résiduels, on obtient le potentiel total net. Les calculs sont faits en admettant que les dispositions légales en matière de débits résiduels se traduiront, pour les installations actuellement exploitées, par une diminution de la production annuelle d'environ 2 TWh d'ici à 2070 (point 6.3).

L'évolution du potentiel total net de la production d'énergie hydraulique en Suisse, en moyenne annuelle escomptée, peut être chiffrée comme suit (en GWh) selon les trois scénarios définis et selon les potentiels maximaux et minimaux:

Année	2005	2010	2020	2035	2050
Potentiel total net maximal	34'992	35'177	36'798	41'410	40'656
Evolution positive	34'977	35'123	36'259	39'295	38'526
Cas de référence	34'962	35'072	35'778	37'423	36'639
Evolution négative	34'949	35'024	35'346	35'747	34'950
Potentiel total net minimal	34'940	34'994	35'061	34'642	33'836

Tableau Z.2: Potentiel total net de la production annuelle selon les scénarios étudiés

Graphique des différentes évolutions possibles du potentiel jusqu'en 2050:

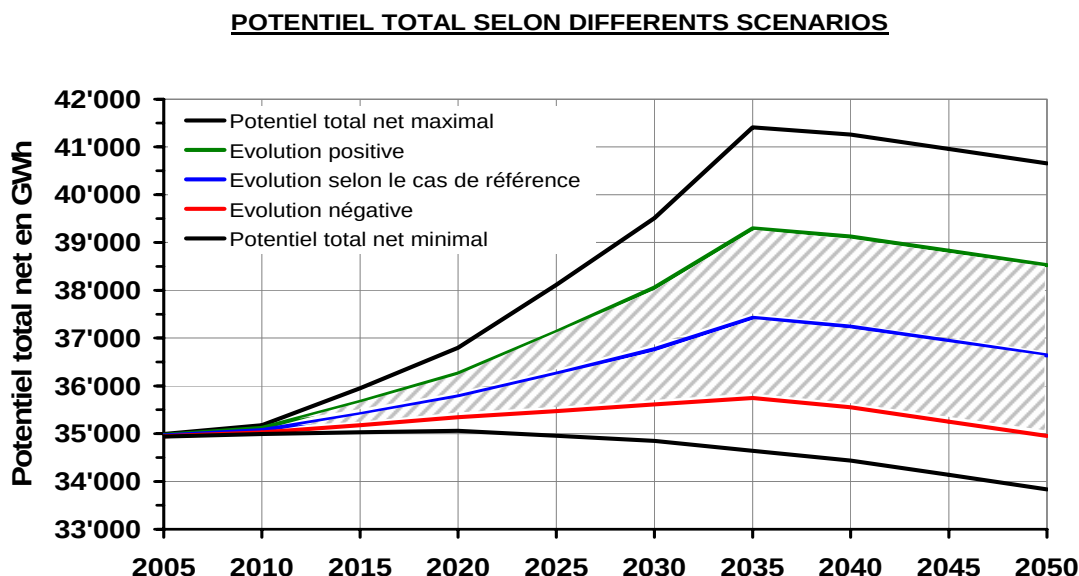


Schéma Z.2: Potentiel total net selon les scénarios étudiés

En raison de la baisse du potentiel de développement et de l'assainissement des tronçons à débits résiduels insuffisamment dotés lors du renouvellement des concessions, les courbes du potentiel total net pourraient chuter vers la fin de la période considérée. Toutefois, ces mêmes courbes pourraient aussi se décaler vers la droite si le potentiel de développement était exploité plus lentement. Dans ces conditions, les courbes seraient quelque peu lissées et le plateau marquant les années 2035 et suivantes pourrait disparaître.

Le maintien ou le développement de l'énergie hydraulique à moyen terme est incertain. Il est donc particulièrement important de développer une stratégie adéquate.

Stratégie en matière d'énergie hydraulique

Plusieurs facteurs ayant une influence sur l'ampleur du potentiel de développement peuvent être maîtrisés. La Confédération et les cantons ont ainsi la possibilité de contrôler ces facteurs de manière à obtenir des conditions générales favorables au maintien ou au développement de la production d'énergie hydraulique.

En se basant sur les facteurs ayant le plus d'effet, on aboutit aux mesures et recommandations stratégiques suivantes:

- L'ouverture du marché de l'électricité doit être accompagnée d'une législation (application comprise) qui permette une concurrence loyale et durable et tienne suffisamment compte des intérêts de l'énergie hydraulique.
- Etant donné l'internationalisation des coûts externes, il faut trouver des mesures d'encouragement passant soit par l'imputation de coûts externes relativement élevés (taxes sur le CO₂) aux agents énergétiques émettant du CO₂, soit par l'allègement des coûts externes de ceux qui n'émettent que peu ou pas du tout de CO₂.
- Une procédure plus rigoureuse et plus rapide doit être envisagée pour l'attribution des concessions.
- Lors des négociations portant sur les concessions, il convient de prendre en compte de manière appropriée les intérêts de l'énergie hydraulique, sans favoriser unilatéralement des intérêts particuliers.
- Même en dehors des activités soumises à concession, il est recommandé de tenir compte de manière équilibrée des intérêts qu'offre l'énergie hydraulique; cet aspect vaut expressément pour la fiscalité et les redevances hydrauliques.
- Il faut créer et maintenir les conditions nécessaires pour que l'énergie hydraulique helvétique soit présente sur les différents marchés énergétiques qui sont actuellement en pleine évolution dans les pays de l'UE.

1 EINLEITUNG

1.1 Auftrag

Das Bundesamt für Energie (BFE) überarbeitet regelmässig seine Energieperspektiven. Der Zeithorizont der aktuellen Überarbeitung umfasst auf jährlicher Basis die Periode bis ins Jahr 2035 und mit gröberer Auflösung die „Vision 2050“.

Im Rahmen der bis 2005 zu erarbeitenden neuen Energieperspektiven für die Schweiz werden unter anderen verschiedene Szenarien zur Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots entworfen. Die Modellierung und Quantifizierung dieser Szenarien erfolgt mit einem „Kraftwerkparkmodell“.

In diesem Zusammenhang wurde die Firma Electrowatt-Ekono AG (EECH) im März 2004 beauftragt, die Studie „Erschliessung des Wasserkraftpotentials“ durchzuführen.

Die Hauptziele dieser Studie sind:

- Beschreibung des relevanten Umfelds für die Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz;
- Quantitative Bestimmung des Ersatz- und Ausbaupotentials;
- Strategieüberlegungen zur Erschliessung des Wasserkraftpotentials;
- Aufarbeitung der Informationen zur Weiterverwendung im „Kraftwerkparkmodell“.

Die Aufarbeitung der Informationen für das Simulationsmodell erfolgte zwar im Rahmen dieser Studie, die zu diesem Zweck erarbeiteten Datenblätter wurden aber direkt in die Modellarbeiten eingespeist.

In diesem Bericht werden das Vorgehen (siehe Beilage A 1) für die Erstellung des Datenmaterials und der Inhalt der abgegebenen Datenblätter (Muster, siehe Beilage A 2) kurz beschrieben.

1.2 Grundlagen

Zur Durchführung der Studie stand ein umfangreiches Datenmaterial zur Verfügung. Dieses Datenmaterial betraf einerseits die Bestimmung des Potentials und andererseits spezielle, für die Studie relevante Fragestellungen (z.B. Ermittlung der Energieminderproduktion als Folge der gesetzlichen Restwasserbestimmungen, Bedarf an Regelenergie). Es konnte auch auf interne Studien und Berichte zurückgegriffen werden. Die Liste der für diese Studie berücksichtigten Publikationen ist in Anhang 2 enthalten.

1.3 Abgrenzungen

Die Ermittlungen des Ausbaupotentials der Wasserkraft basiert im Wesentlichen auf der Liste der bekannten und allgemein zugänglichen Projekte. An Konzept und technischen Merkmalen dieser Projekte wurde nichts geändert. Es wurden ebenfalls keine neuen Projekte entwickelt.

1.4 Zielsetzungen

Der Umfang des Ausbaupotentials hängt massgeblich von den herrschenden ökologischen, ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen ab. In dieser Studie wurden für einige mögliche Szenarien potentielle Entwicklungen dieser Rahmenbedingungen sowie die entsprechenden Ausbaupotentiale ermittelt.

1.5 Vorgehen

Folgende Themenkreise sind relevant, um die zukünftige Rolle der Wasserkraft in der Schweiz umfassend genug abzuschätzen:

- Standorte;
- Technologische Entwicklungen;
- Ökonomische Rahmenbedingungen;
- Regulatorische Rahmenbedingungen.

Die Relevanz dieser vier Einflussfelder für die Erhaltung bzw. den Ausbau der Wasserkraft wurde zuerst anhand der Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz in den letzten 50 Jahren summarisch untersucht. Anschliessend wurde aufgrund der heute vorhandenen Informationen die mögliche zukünftige Entwicklung der ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie deren Steuerungsmöglichkeit ermittelt.

Parallel zu diesen Analysen wurden die Arbeiten zur Ermittlung des technischen Ausbaupotentials aufgrund von erwarteten technologischen Entwicklungen mit deren Einfluss auf Errichtungen, Umbauten und Ausbauten sowie Neubauten durchgeführt. Die Basis für diese Ermittlung bildeten die verschiedenen Berichte, welche zu diesem Thema in den letzten 20 Jahren publiziert wurden (siehe dazu Abschnitt 1.2). Hauptgrundlage für diese Arbeit war der Elektrowatt-Bericht vom Jahre 1987¹, weil mit diesem Bericht eine umfangreiche und detaillierte Datenbasis zur Verfügung stand. Das Resultat dieser Analysen führte zum technischen Ausbaupotential der Wasserkraft.

Schliesslich wurden die Ergebnisse beider Teilstudien kombiniert und die resultierende Prognose für das zu bestimmende Ausbaupotential der Wasserkraft ermittelt.

1.6 Studienablauf

Das Kick-off-Meeting fand am 23. April 2004 statt.

Danach wurde ein umfassendes Literaturstudium durchgeführt und die Umfeld- sowie Potentialanalyse gestartet.

Die Zwischenergebnisse der Studie wurden der Begleitgruppe am 17. Juni 2004 und anlässlich des Workshops „Stromproduktion“ vom 2. Juli 2004 in Bern vorgestellt.

Die Arbeiten wurden dann zu Ende geführt und deren Ergebnisse am 31. August 2004 eingehend mit der Begleitgruppe besprochen. Anschliessend wurde der Schlussbericht finalisiert.

¹ Elektrowatt: Studie Ausbau Wasserkraft, 1987

2 STAND DER WASSERKRAFTNUTZUNG

2.1 Bedeutung der Wasserkraft

Weltweit ist die Wasserkraft eine bedeutende regenerative Energiequelle und liefert ca. 20% der elektrischen Energie. Sie spielt in der schweizerischen Energieproduktion mit einem Anteil im Jahre 2003 von 56% eine wichtige Rolle. Zudem sind die Speichieranlagen ein tragender Pfeiler für die kurzfristige Energiebereitstellung und für die Umlagerung der Erzeugung vom Sommer- in das Winterhalbjahr. Im europäischen Vergleich liegt die Schweiz mit ihrem Wasserkraftanteil an der Stromerzeugung hinter Norwegen, Österreich und Island an vierter Stelle.

Die Wasserkraft ist auch die einzige namhafte einheimische Energiequelle, die bei der Nutzung keine Rohstoffe verbraucht, CO₂-neutral ist, keine Abfälle produziert und die Luft nicht verunreinigt. Die Auswirkungen der Wasserkraftnutzung sind überschaubar, was die Umwelt betrifft, und in den allermeisten Fällen auch umweltverträglich.

Die Schweiz hat zudem als zentral eingebettetes Land in Europa eine Scharnierfunktion im Bereich der Stromübertragung und ist vor allem mit seinen Speichermöglichkeiten ein sehr wichtiger Mitspieler im europäischen Netzverbund. Die Wasserkraftnutzung schafft auch viele Arbeitsplätze und liefert über verschiedene Abgaben und Steuern wesentliche Beiträge vor allem an die Berggemeinden und Gebirgskantone.

2.2 Allgemeine Übersicht

Gemäss der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz² verfügte die Schweiz am 1. Januar 2004 über 513 Wasserkraftwerke mit einer maximal möglichen Leistung von $\geq$ 300 kW. Sie bestritten im Jahre 2003 mit insgesamt 36'445 GWh einen Anteil von rund 56% der gesamten Stromerzeugung.³

Die 513 bestehenden Zentralen (Stand 1. Januar 2004) verfügen bei einer maximal möglichen Leistung ab Generator von insgesamt 13'268 MW über eine jährliche mittlere Produktionserwartung von 34'886 GWh (ohne Umwälzbetrieb; Pumpenenergie für die Saisonspeicherung nicht abgezogen).⁴

Zusätzlich gibt es rund 700 Zentralen mit einer maximal möglichen Leistung unter 300 kW (insgesamt ca. 42 MW). Diese Anlagen haben eine mittlere jährliche Produktionserwartung von rund 190 GWh (0.54% der Wasserkraftproduktion).

² WASTA, 2004

³ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003

⁴ BWG, 2004

2.3 Definitionen

2.3.1 Anlagentypen

In der Statistik der Wasserkraftwerke der Schweiz werden vier Kraftwerktypen unterschieden:

- *Laufkraftwerke (LKW)*: Wasserkraftanlagen ohne eigenen Speicher, welche die Zuflüsse laufend verarbeiten;
- *Speicherkraftwerke (SKW)*: Die Zuflüsse werden gespeichert, solange noch freies Speichervolumen verfügbar ist, und bei Bedarf genutzt (tägliche, wöchentliche und saisonale Speicherung);
- *Reine Umwälzwerke (UW)*: Nutzen nur Wasser, das vorher gepumpt und gespeichert wurde;
- *Pumpspeicherkraftwerke (PSKW)*: Kombination aus Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk.

Die Laufkraftwerke werden, wo immer möglich, in *Niederdruck-Laufkraftwerke (ND-LKW)* und *Hochdruck-Laufkraftwerke (HD-LKW)* unterteilt. Laufkraftwerke mit einer theoretischen Fallhöhe kleiner als 25 m gehören zur ersten Kategorie, diejenigen mit einer theoretischen Fallhöhe grösser als 25 m zur zweiten Kategorie.

2.3.2 Leistung

Für den Begriff Leistung werden in der Regel zwei Definitionen herangezogen. Einerseits spricht man von installierter Leistung, die die Leistung der Turbine beschreibt, und andererseits von maximal möglicher Leistung (ab Generatorenklemme), die die effektiv mögliche Leistung ist, welche ins Netz gespeist werden kann. Wo immer eine Leistungsangabe erfolgt, wird angegeben, um welche Definition es sich handelt.

2.3.3 Produktion

Beim Produktionsbegriff werden im Allgemeinen ebenfalls zwei Begriffe gebraucht. Man spricht einerseits von mittlerer Produktionserwartung (ab Generator), die auf einer theoretischen Berechnung aufgrund der hydrologischen Daten eines Durchschnittsjahres und der Auslegung bzw. der vorgesehenen Betriebsweise der Wasserkraftanlage beruht. Andererseits spricht man von (effektiver oder tatsächlicher) Produktion, die laufend gemessen oder nachträglich ermittelt wird.

In der schweizerischen Elektrizitätsstatistik werden beide Begriffe verwendet. Zusätzlich wird die Erzeugungsmöglichkeit benutzt, die sich ergibt, wenn die mittleren natürlichen Zuflüsse als Kriterium gebraucht werden. Diese Produktionszahl wird jährlich angepasst.

Wo nichts anderes vermerkt ist, wird von der mittleren jährlichen Produktionserwartung ausgegangen, die auf einem mittleren hydrologischen Jahr fusst (Mittelwerte der letzten fünf bis zehn Jahre⁵).

⁵ Angaben des Bundesamtes für Wasser und Geologie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz

2.3.4 Hydrologisches Jahr

Das hydrologische Jahr unterscheidet sich wesentlich vom Kalenderjahr. Das hydrologische Jahr fängt am 1. Oktober des jeweiligen Jahres an und endet am 30. September des darauf folgenden Jahres. Der Grund liegt darin, dass die charakteristischen Perioden des Wasserhaushaltes zusammenhängend erfasst werden können, die vor allem für die Laufkraftwerke eine entscheidende Rolle spielen. Üblicherweise wird dabei zwischen dem Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März) und dem Sommerhalbjahr (1. April bis zum 30. September) unterschieden.

2.4 Standorte

Die Standorte der Wasserkraftwerke und der Speicherseen sind in der Schweiz vor allem entlang der grossen Flüsse und in den Alpen zu finden. Nachstehende Abbildung⁶ zeigt die Standorte der grösseren Zentralen (über 10 MW) innerhalb der Flusseinzugsgebiete.

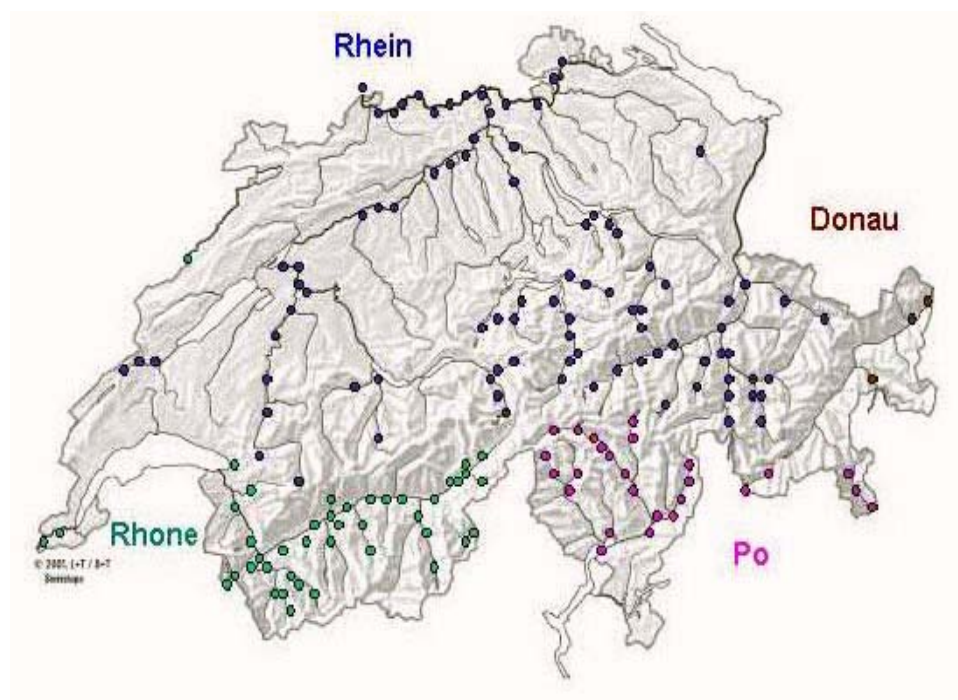


Abbildung 2.1: Standorte der Zentralen grösser als 10 MW

Die mittlere jährliche Gesamtproduktion der Schweizer Kraftwerke verteilt sich wie folgt auf die verschiedenen Kantone:

- Grösste Produzenten: Kanton Wallis, rund 9'400 GWh und Kanton Graubünden, rund 7'600 GWh;
- Mittlere Produzenten: Kanton Tessin, rund 3'600 GWh, Kanton Aargau, 3'000 GWh, Kanton Bern, rund 3'000 GWh und Kanton Uri, 1'500 GWh;
- Kleinere Produzenten (weniger als 65 GWh): Kantone Luzern, Zug, beide Appenzell, Thurgau und Jura.

⁶ ICOLD, 2004

Die Speicherkraftwerke mit 16'794 GWh (7'886 MW und 85 Zentralen) decken die Hälfte der Produktion und rund 60% der Leistung ab. Dieser Einfluss kann auch mit nachstehender Graphik⁷ untermauert werden, denn der überwiegende Teil nutzt die Gewässer der Alpenregion, allen voran im Kanton Wallis und Graubünden mit zusammen 11'117 GWh (66.2% der gesamten Speicherproduktion):



Abbildung 2.2: Standorte der Speicherseen

2.5 Produktion

Nachfolgend sollen die mittlere jährliche Produktionserwartung von 34'886 GWh auf die verschiedenen Kraftwerkstypen weiter aufgeteilt werden. Die im Abschnitt 0 angegebenen Produktionszahlen waren:

- erwartete mittlere Jahresproduktion: 34'886 GWh, davon entfallen auf das Winterhalbjahr 15'171 GWh, also im Mittel 43.5%

Zählt man die geschätzten Werte für die Anlagen unter 300 kW dazu, erhält man:

- als erwartete mittlere Jahresproduktion: 35'076 GWh, davon entfallen auf das Winterhalbjahr 15'261 GWh (43.5%).

⁷ ICOLD, 2004

2.5.1 Mittlere Produktionserwartung

Die mittleren Jahres- und Winterproduktionserwartungen sind für die verschiedenen Kraftwerkstypen in nachfolgender Tabelle⁸ enthalten (GWh):

Kraftwerktyp	Jahresproduktion	Prozent	Winterproduktion	Prozent
Laufkraftwerke	16'430	47.1	5'840	38.5
Speicherkraftwerke	16'794	48.1	8'239	54.3
Pumpspeicherkraftwerke	1'662	4.8	1'092	7.2
Total	34'886	100.0	15'171	100.0

Tabelle 2.1: Mittlere Produktionserwartung der Schweizer Wasserkraftanlagen

Hinzu kommt die mittlere jährliche Produktionserwartung sämtlicher Wasserkraftanlagen aus Umwälzbetrieb von rund 590 GWh und der Anlagen mit Zentralen unter 300 kW von rund 190 GWh. Der mittlere jährliche Energiebedarf der Motoren für das Pumpen beträgt 779 GWh (ohne Umwälzbetrieb) und 845 GWh für den Umwälzbetrieb.

Gemäss Bundesamt für Energie (Elektrizitätsstatistik) hat das in den alpinen Stauseen gespeicherte Wasser bei Vollstau aller Speicher zudem ein Energiepotential von 8'560 GWh.

2.6 Leistung

2.6.1 Maximal mögliche Leistung (ab Generator)

Die maximal mögliche Leistung (ab Generator) der Wasserkraftanlagen mit einer maximalen Leistung ab 300 kW ist für die verschiedenen Kraftwerkstypen in nachfolgender Tabelle⁹ zusammengefasst (MW):

Kraftwerktyp	Leistung	Prozent
Laufkraftwerke	3'627	27.3
Speicherkraftwerke	7'885	59.4
Pumpspeicherkraftwerke	1'440	10.9
Reine Umwälzwerke	316	2.4
Total	13'268	100.0

Tabelle 2.2: Maximal mögliche Leistung der Schweizer Wasserkraftanlagen

Von der maximal möglichen Leistung von rund 13'200 MW sind ca. 9'600 MW kurzfristig abrufbar. Bei Vollast steht diese Leistung aber nur während 1'910 h zur Verfügung, das sind 22 % der Jahrestundenzahl von 8'760 h.

Die Gesamtleistung der Laufkraftwerke von rund 3'600 MW steht nur bei viel Wasserangebot zur Verfügung. Bei Trockenheit kann dieser Wert auf etwa einen Drittel sinken.

⁸ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003

⁹ BWG, 2004

2.6.2 Installierte Leistung

Die in einer Zentrale installierte Leistung, d. h. die Gesamtleistung der Turbinen, ist in der Regel grösser als die maximal mögliche Leistung ab Generatoren. Die gesamte installierte Leistung beträgt 14'026 MW (Zentralen grösser als 300 kW) und liegt damit rund 5.7 % höher als die maximal mögliche Leistung¹⁰. Sie spielt für diese Studie nur eine untergeordnete Rolle, sodass eine diesbezügliche Analyse entfällt.

Die Zentralengrösse der Schweizer Wasserkraftwerke ist in Abbildung 2.3 angegeben.

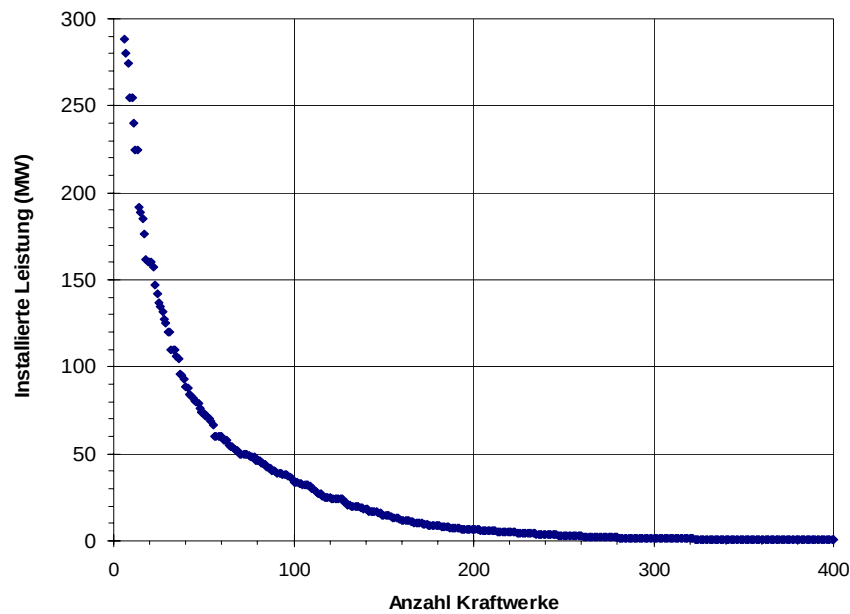


Abbildung 2.3: Zentralengrösse

2.6.3 Fallhöhe und Wassermenge der Kraftwerke der Schweiz

Eine weitere Charakteristik der Wasserkraftwerke der Schweiz geht aus Abbildung 2.4 hervor: Hier sind die Anlagen in Funktion der Fallhöhe und der Wassermenge aufgezeichnet. Die Fläche der „Bubbles“ ist proportional zur Leistung dargestellt.

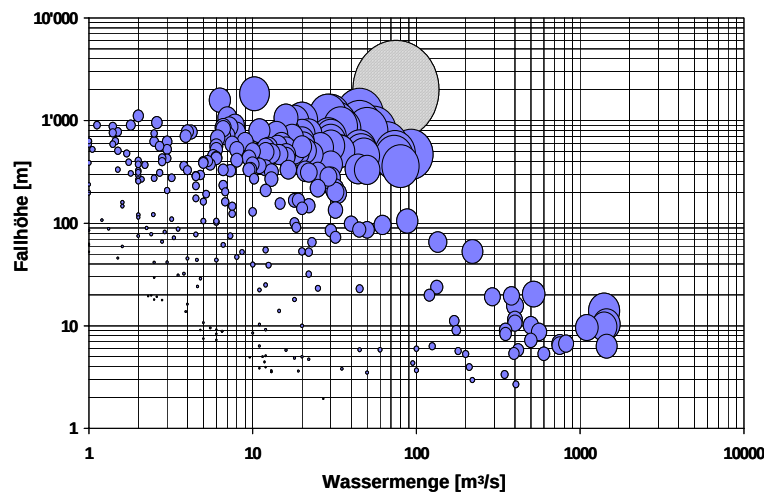


Abbildung 2.4: Fallhöhe und Wassermenge der Schweizer Kraftwerke

¹⁰ BWG, 2004

Im linken oberen Teil der Abbildung befinden sich die Hochdruckanlagen und im rechten unteren Teil die Niederdruckanlagen. Der grösste „Bubble“ entspricht der Anlage von Cleuson-Dixence mit einer Leistung von 1'200 MW.

2.7 Wirkungsgrade

Die Produktion von elektrischer Energie hängt ab von der Wassermenge, der Fallhöhe, der Zeit und des Wirkungsgrades.

Der Wirkungsgrad der Umformung der mechanischen in die elektrische Energie liegt technisch bedingt bei 70 bis 90% und kann als Annäherung mit durchschnittlich 85% ohne Berücksichtigung der Wasserverluste angegeben werden.

Die wichtigsten Verluste sind bei:

- Turbine/Generator: ca. 5 bis 15%;
- Reibungsverlusten in Leitungen von Ableitkraftwerken: ca. 2 bis 10%;
- Wasserverlusten durch Kapazitätsgrenzen (Überlauf) von Laufkraftwerken: ca. 10 bis 20%.

Die Verluste bei Turbinen und Generatoren wurden in den letzten Jahrzehnten zusehends kleiner. Diejenigen der Reibungsverluste und des Überlaufes sind anlegespezifisch konstant und können nur mit grossen Umbauten/Erweiterungen verkleinert werden.

3 ENTWICKLUNG DER WASSERKRAFT-NUTZUNG BIS HEUTE

3.1 Einleitung

Die Schweizer Wasserkraft unterliegt vielen Beeinflussungen und hat sich in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts stark entwickelt. Verschiedene Faktoren haben zu dieser Entwicklung beigetragen. In dieser Studie werden diese Faktoren in vier Einflussfelder zusammengefasst, nämlich:

- Standorte;
- Technologische Entwicklungen;
- Ökonomische Rahmenbedingungen;
- Regulatorische Rahmenbedingungen.

Ziel dieses Kapitels ist es, die Entwicklung der Schweizer Wasserkraft anhand von diesen vier Einflussfeldern summarisch aufzuzeigen und die komplexen Interdependenzen zwischen den gewählten Einflussfeldern und der Schweizer Wasserkraft darzulegen.

Das Einflussfeld „Standorte“ wird im Kapitel 4 eingehend behandelt, sodass hier ein kurzer Abriss zu diesem Punkt genügt.

Am Ende des Kapitels wird versucht, die Entwicklung der Schweizer Wasserkraft anhand von ausgewählten Zeitperioden prägnant zu charakterisieren.

3.2 Standorte

Einerseits spielen bei den Standorten das Wasserangebot, die hydrologischen und geographischen Verhältnisse eine wesentliche Rolle. Andererseits sind Netzzugang, Trasselegung, Geologie und Anlagekonzept mitentscheidend. Direkte Vergleichsmöglichkeiten zwischen Standorten sind daher schwierig, da jede bestehende Anlage ein Unikat und in einem Kraftwerksportfolio eingebettet ist.

Das technisch realisierbare Potential für Wasserkraft ist in der Schweiz wie anderswo praktisch gegeben. Der Ausbau dieses Potentials erfolgte über mehr als 100 Jahre, wobei verschiedene Gesellschaften an diesem Ausbau beteiligt waren. Normalerweise wurden ganze Täler oder grössere Teile eines Flussgebietes von der gleichen Gesellschaft oder Gruppe von Gesellschaften aufgrund eines gemeinsam erstellten Rahmenplans entwickelt. Diese Tatsache führte zur Situation, dass die besseren Standorte zuerst ausgebaut wurden (so genanntes „Rosinen picken“).

Das Vorgehen beim Ausbau der Wasserkraft und das zurzeit herrschende politische und „ökologische“ Umfeld haben dazu geführt, dass heute praktisch alle zum jetzigen Zeitpunkt ökonomisch interessanten, politisch und ökologisch machbaren Standorte ausgebaut worden sind.

3.2.1 Stromproduktion

Nachfolgende Abbildung¹¹ veranschaulicht die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromendverbrauchs in der Schweiz ab dem Jahr 1950:

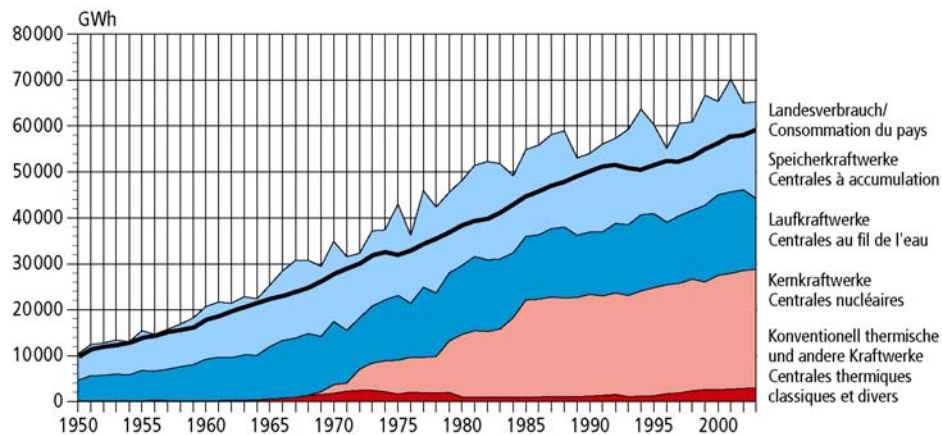


Abbildung 3.1: Stromproduktion nach Erzeugerkategorien und Stromendverbrauch der Schweiz seit 1950

Die Stromproduktion der Schweiz stieg von rund 10 TWh im Jahr 1950 auf rund 65 TWh im Jahr 2003. Sie hat sich somit in den letzten fünfzig Jahren mehr als versechsfacht.

Bis Ende der 60er Jahre deckte die Wasserkraft nahezu 100% der Stromerzeugung ab. Ab den 70er Jahren begann die Kernkraft zunehmend eine Rolle in der Schweizer Stromproduktion zu spielen und unterband durch günstigen Strom etliche Wasserkraftprojekte in den 80er Jahren. Heute deckt die Wasserkraft noch 56% der Schweizer Stromproduktion ab.

3.2.2 Leistung und Produktion aus Wasserkraft

Nachfolgende Tabelle¹² fasst den Ausbau der Wasserkraft in den letzten fünfzig Jahren – in 5- bzw. 10-Jahresperioden – zusammen:

Periode	1955/60	1960/70	1970/80	1980/90	1990/2000
Leistung [MW]	2'111	4'087	1'779	217	1'574
Energie [GWh]	5'188	9'821	1'550	943	1'623

Tabelle 3.1: Wasserkraftanlagen der Schweiz: Ausbau der Leistung und der mittleren Produktionserwartung

Die grösste Bautätigkeit erfolgte ab Mitte der 50er bis Ende der 60er Jahre. Ab den 70er Jahren nahm die Bautätigkeit merklich ab. In den 80er und 90er Jahren wurden vor allem Laufkraftwerke erneuert. Die grosse Leistungszunahme in den 90er Jahren resultiert aus der Inbetriebsetzung der Anlage von Cleuson-Dixence mit einer Leistung von 1'200 MW.

¹¹ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003

¹² BWG, 2004

Nachfolgende Abbildung¹³ veranschaulicht die Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung der Schweizer Wasserkraftanlagen:

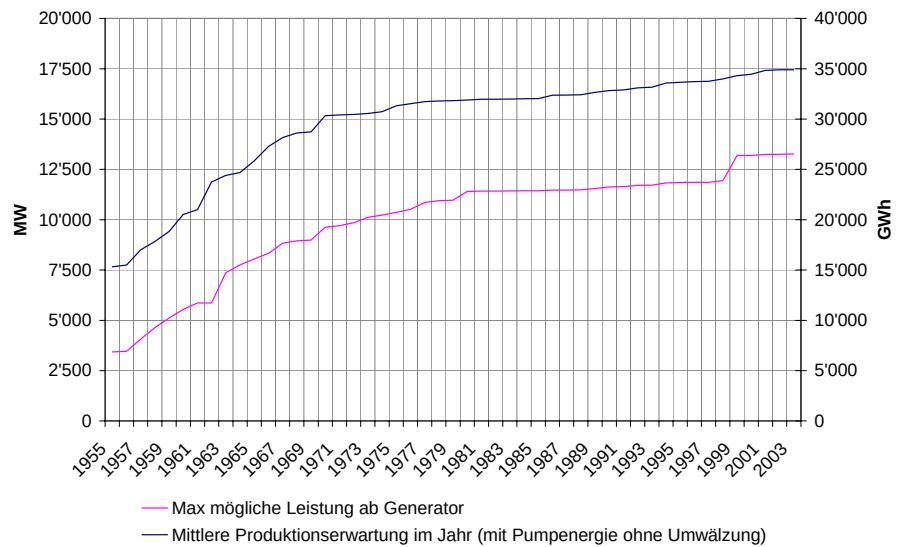


Abbildung 3.2: Wasserkraftanlagen der Schweiz: Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung

3.2.3 Anlagen

Stand in der ersten Hälfte des zwanzigsten Jahrhunderts der Bau von Laufkraftwerken an den grossen Flüssen im Vordergrund, so waren es in der zweiten Hälfte eher die Speicherkraftwerke und Sanierungen sowie Ausbauten der Flusskraftwerke.

3.3 Technologische Entwicklungen

Die Wasserkraftanlagen sind grosse Bauwerke, die immer zwei Teile beinhalten: nämlich einen baulichen Teil mit Zentrale, Stollen, Schächten, Talsperren, usw. und einen elektromechanischen Teil mit Turbinen, Generatoren, Leittechnik, Schutzvorrichtungen, usw.

Der bauliche Teil macht bei Hochdruckanlagen oft 80 bis 90% der Baukosten und bei Flusskraftwerken bis zu 70% aus.

Nebst den technischen Entwicklungen der Maschinengruppen, die international ausgerichtet durch die Zulieferbranche bestimmt werden, ist die Bautechnik und Logistik für die technologische Entwicklung mitentscheidend.

3.3.1 Bauliche Anlagen

Die Erstellung von Wasserkraftwerken ist teuer. Der Umgang mit Energiepotentialen lässt keine riskanten Billiglösungen zu. Die Anlagenkosten werden weitgehend von den Erstellungskosten für bauliche Anlagen bestimmt.

Für die Entwicklung der Bautechnologie wird in diesem Abschnitt zwischen **Zentrale** einerseits und **Triebwasserweg und Speicher** andererseits unterschieden.

¹³ BWG, 2004

Die Kosten einer **Zentrale** können ganz grob in etwa vier gleich teure Kategorien zerlegt werden:

- Erschliessung, Aushub und Sicherung;
- Betonbau;
- Mechanische Ausrüstung;
- Elektrische Ausrüstung.

Triebwasserweg und Speicher sind in der Regel erheblich teurer als die Zentrale und beinhalten weitgehend nur bauliche Leistungen.

Die Bautechnik hat in den letzten Jahrzehnten grosse Fortschritte gemacht. Entwicklungen in der Materialtechnologie und Mechanisierung der Arbeiten erlaubten es, die Kosten im Griff zu halten. Bei den Stollen wurden immer mehr Bohrmaschinen mit grösserer Vortriebsleistung eingesetzt (TBM), sofern es die Geologie zulies. Meistens resultierten auch kürzere Bauzeiten.

Die neueren und kostengünstigeren Baumethoden wurden in der Schweiz aber eher gering oder überhaupt nicht angewendet:

- Die meisten Triebwasserwege wurden noch von Hand (drill & blast) ausgebrochen. Der mechanische Vortrieb mit einer TBM ist bei nicht stark wechselnder Geologie bedeutend billiger;
- Die meisten Triebwasserwege sind eher konservativ mit Betongewölben verkleidet. In guter Geologie gibt es heute günstigere Praktiken;
- Die in der Schweiz oft gebaute Betongewichtsmauer wird heute weltweit nur noch selten gebaut. Dieser Typ wurde weitgehend durch den Roller Compacted Concrete Dam oder den Concrete Face Rockfill Dam abgelöst, die etwas günstiger zu erstellen sind;
- In der Schweiz gibt es nur drei Schüttdämme von namhafter Grösse (Mattmark, Göschenalp und Marmorera). Im Vergleich mit den vielen grossen Betonsperren weltweit ist dies extrem wenig. Ausserhalb der Schweiz werden bedeutend mehr Schüttdämme gebaut als Betonsperren errichtet werden. Schüttdämme erfordern im Gegensatz zu Betonsperren keine Felsfundamente als Auflager und können somit auch an Stellen gebaut werden, bei denen es praktisch unmöglich ist, eine Betonsperre zu errichten;
- Der kontinuierliche Trend zu Turbinen mit grösserer Leistung und kleineren Abmessungen führt zu geringeren Kosten bei der Erstellung von Hoch- und Mitteldruckzentralen, bei Niederdruckanlagen wie Flusskraftwerken hingegen nicht.

Auch ohne die neueren Trends bei den Baumethoden haben sich die Kosten beim Kraftwerksbau langfristig deutlich geringer entwickelt als in anderen Bereichen der Wirtschaft.

Als Beispiel sind hier einige Richtpreise aus einer gross angelegten Studie des Bundes von 1932¹⁴ angeführt:

– Kleineres Wohngebäude:	20'000 bis 30'000.-	heute mind. 10-fach
– Aushub in Fels	15.-/m ³	heute ca. 2-fach
– Talsperrenbeton:	45.- bis 50.-/m ³	heute 3 (bis 4)-fach
– Stollenausbruch:	50 bis 60.-/m ³	heute ca. 3-fach
– Stollenbeton:	110.-/m ³	heute 2 bis 3-fach
– Druckleitung (Eisen):	850.-/t	heute 3 bis 10-fach

3.3.2 Elektromechanische Ausrüstung und Leittechnik

Die elektromechanischen Ausrüstungen umfassen Turbinen, Generatoren und Transformatoren. Auch auf diesem Gebiet wurden in den letzten Jahrzehnten grosse Fortschritte erzielt.

¹⁴ Mitteilung des Amtes für Wasserwirtschaft No 25, Die verfügbaren Wasserkräfte der Schweiz

Neue theoretische Kenntnisse und Erfahrungen erlaubten es, immer grössere Maschinen mit höheren Wirkungsgraden zu bauen. Gleichzeitig, nicht zuletzt unter dem grossen internationalen Konkurrenzdruck, wurden die Fabrikationsmethoden stark verbessert.

Heute erreichen hydraulische Turbinen folgende Spitzenwirkungsgrade:

– Francis Turbine	95.0 %
– Pelton Turbine	91.5 %
– Kaplan Turbine (inklusive Rohrturbine)	95.5 %

Bei den Wechselstromgeneratoren variiert der Wirkungsgrad zwischen 94 % (kleine Generatoren mit geringer Drehzahl) bis ca. 97.8 % (Generatoren grosser Leistung mit hoher Drehzahl).

In den letzten 10 bis 15 Jahren waren die Kosten für die elektromechanischen Ausrüstungen stabil, wenn nicht rückläufig.

Mit der Entwicklung der Elektronik wurde es möglich, die Betriebs- und Unterhaltskosten zu senken. Die Bedienung der hydromechanischen Anlagen konnte automatisiert und die Zentralen ferngesteuert werden. Heute bestehen noch immer Potentiale, die aber aufgrund der komplexen Partnerwerkstruktur und verschiedener Aktionäre- und Gesellschaftsgruppen erschwert zu realisieren sind. Eine Ausnutzung dieser Potentiale würde zu zusätzlichen Einsparungen führen und den Wasserverlust leicht senken.

3.3.3 Schlussbemerkungen

Der Bau von Wasserkraftwerken kann auf eine über hundert Jahre alte Tradition in der Schweiz zurückblicken. Seit dem Bau der ersten damals grossen (heute mittelgrossen) Kraftwerke in der Schweiz, dem Flusskraftwerk Rheinfelden 1897 und der Hochdruckanlage Campocologno 1903, hat sich die Technik wie folgt entwickelt:

- Ablösung der in grosser Anzahl eingesetzten Francisturbinen durch wenige Kaplanräder in den 20er/30er Jahren bei Neuanlagen;
- Stetige Vergrösserung der Leistung und des Wirkungsgrades bei den Turbinen und etwas weniger stark auch bei den Generatoren;
- Zunehmende Distanz von der Erzeugung zum Verbrauch durch stetige Entwicklung bei der Hochspannungstechnik, insbesondere in der ersten Hälfte des letzten Jahrhunderts;
- Europäischer Zusammenschluss der Netze, vorwiegend in den letzten Jahrzehnten. Die Problematik der drohenden Winterengpässe wurde damit entschärft;
- Intensiver Bau von Talsperren aus Beton und Hochdruckkraftwerken mit langen Triebwasserwegen nach dem Zweiten Weltkrieg bis in die 70er Jahre;
- Durch die Automatisierung der Betriebsführung in den letzten Jahrzehnten konnte bei den meisten Anlagen der manuelle 24h-Betrieb aufgehoben werden.

Die Technik der Wasserkraft ist heute eine reife Technik. Dank den in den letzten Jahren realisierten technischen Entwicklungen konnten grössere Anlagen mit einer besseren Ausnutzung des bestehenden Potentials gebaut werden. Zusätzlich konnten die Bauzeit reduziert und die Baukosten unter Kontrolle gehalten werden.

3.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Diesem Einflussfeld können mehrere Treiber zugeordnet werden, nämlich die Angebots- und Nachfrageentwicklung, Stromexporte und -importe, der Bedarf nach Regelenergie, die allgemeine Zinsentwicklung, das gewählte oder bevorzugte Betreibermodell und die Elektrizitätspreise. Die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraftwerke gehört zum ökonomischen Umfeld, ist aber auch von Treibern anderer Einflussfelder abhängig (Standorte, technologische Entwicklungen und regulatorisches Umfeld).

3.4.1 Makroökonomischer Rahmen

Die Entwicklung des für die Wasserkraft relevanten makroökonomischen Rahmens in den letzten Jahrzehnten wird in diesem Abschnitt summarisch anhand von den drei Grössen Bruttoinlandprodukt, Konsumentenpreisindex und Finanzierungskosten dargestellt.

Die mittleren jährlichen Zuwachsraten des realen Bruttoinlandproduktes (BIP) sind in nachfolgender Tabelle¹⁵ zusammengefasst:

Periode	1950-1970	1970-1985	1985-1990	1990-1995	1995-2000
Prozent	4.7	1.3	2.9	~ 0.0	2.0

Tabelle 3.2: Mittlere jährliche Zuwachsraten des realen Schweizer Bruttoinlandproduktes

Im Jahr 2000 betrug das BIP-Wachstum 3.2%, im Jahr 2001 0.9% und im Jahr 2002 0.0%.

Hohe Wachstumsraten des BIP wurden in der Periode 1950-1970 registriert.

Die Jahresteuierung gemessen am Schweizerischen Konsumentenpreisindex war in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts kleiner als 3.5% ausser in den nachfolgenden Perioden:¹⁶

Periode	1966-1967	1971-1975	1979-1982	1990-1992
Mittlere Jahresteuierung in Prozent	4.35	7.74	4.95	5.10

Tabelle 3.3: Mittlerer Anstieg des Konsumentenpreises für Perioden mit hoher Teuerung

Zwischen 1971 und 1975 war die Teuerung sehr hoch.

Als Mass für die Finanzierungskosten der Wasserkraftprojekte wurde der Zinssatz der Kassenobligationen der Grossbanken genommen. Dieser Zinssatz war bis Ende 1964 tiefer als 4%. Dann folgte eine längere Periode mit Zinssätzen höher als 4%. Die Periode mit hohen Zinssätzen endete Ende 1996. Ab diesem Datum bildete sich der Zinssatz markant zurück.

3.4.2 Stromnachfrage

Die Entwicklung der Stromnachfrage - zusammengefasst in 10-Jahres-Perioden - geht aus nachfolgender Tabelle¹⁷ hervor:

Periode	1950/60	1960/70	1970/80	1980/90	1990/2000
Prozent	5.13	4.67	3.46	2.82	1.18

Tabelle 3.4: Prozentuale Zunahme der Inlandnachfrage

Feststellbar ist eine kontinuierliche, prozentuale Abnahme der Nachfrageentwicklung seit 1950. In den 90er Jahren betrug die Zunahme der Nachfrage nur noch 1.2 %.

Die graphische Darstellung der Entwicklung des Schweizer Stromendverbrauchs ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

¹⁵ SNB, 2004

¹⁶ SNB, 2004

¹⁷ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2002

Verschiedene Faktoren haben zu dieser Entwicklung beigetragen. Einige von ihnen sind:

- schwache Konjunktur;
- Verbesserung der Energieeffizienz;
- Verringerung der Fertigungstiefe in der Industrie und Auslagerung von Betrieben ins Ausland.

Eine nachhaltige Stromversorgung setzt voraus, dass Angebot und Nachfrage von Strom in einem vernünftigen Verhältnis stehen.

In der zweiten Hälfte der 90er Jahre entstand ein Überangebot an Strom. Seit ein paar Jahren ist eine Änderung im Gang: Einerseits wurden ältere Grossanlagen vom Netz genommen, andererseits nimmt die Stromnachfrage wieder zu.

3.4.3 Importe und Exporte

Mit der Öffnung der europäischen Strommärkte in der 2. Hälfte der 90er Jahre entwickelte sich der internationale Stromaustausch rasant.

Nachfolgende Abbildung¹⁸ illustriert diese Tatsache:

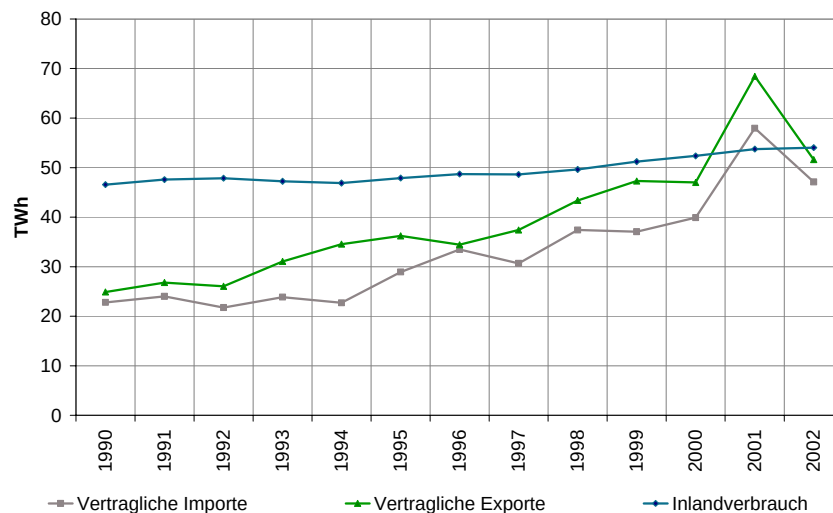


Abbildung 3.3: Entwicklung der Strom-Importe und -Exporte

Grundsätzlich ist die Schweizer Stromversorgung auf Importe und Exporte angewiesen. Die Stromnachfrage ist in der Schweiz im Winter höher als im Sommer, während das Gegenteil für die einheimische Stromerzeugung zutrifft. Dementsprechend wird im Allgemeinen die Überschussstromerzeugung im Sommer exportiert und die fehlende Energie im Winter importiert. Der Stromhandel ist für die schweizerischen Unternehmen ein lukratives Geschäft.

3.4.4 Strommarkliberalisierung

Die Liberalisierung der Stromwirtschaft in Europa ist das markanteste Ereignis der letzten Jahre in diesem Wirtschaftszweig. Diese Liberalisierung führte zu einer grundlegenden Reorganisation des Stromgeschäftes.

¹⁸ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2002

Vor der Marktöffnung war die Stromwirtschaft durch die Monopolsituation geprägt. Diese Branche war in den Ländern Europas nach eigenen Kriterien organisiert und verfolgte verschiedene Strategien. Stromaustausch zwischen den Ländern fand zwar statt aber verglichen zu heute auf einem bescheidenen Niveau. Es gab keinen Markt und dementsprechend waren sehr wenige energiewirtschaftliche Informationen vorhanden.

Mit der Liberalisierung änderte sich die Situation dramatisch. Kräfte wurden freigesetzt. Eine grosse Dynamik entwickelte sich: Marktplätze bildeten sich mit neuen Teilnehmern, neue Organisationsformen entstanden und die Konkurrenz wurde sehr hart. Der grenzüberschreitende Stromaustausch nahm stark zu und in einer ersten Phase sanken die Strompreise.

Der Bundesrat hat am 30. Juni 2004 den Entwurf für das Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG) in die Vernehmlassung geschickt. Dieses Gesetz soll im Jahr 2007 in Kraft treten. Es sieht vor, dass der Markt in zwei Schritten geöffnet wird (2007 für die Verbraucher mit einer Nachfrage grösser als 100 MWh und 2012 für alle Verbraucher).

Nachfolgende Abbildung fasst zeitlich die Eckpunkte der Liberalisierung und des ordnungspolitischen Umfelds in Europa und in der Schweiz zusammen:

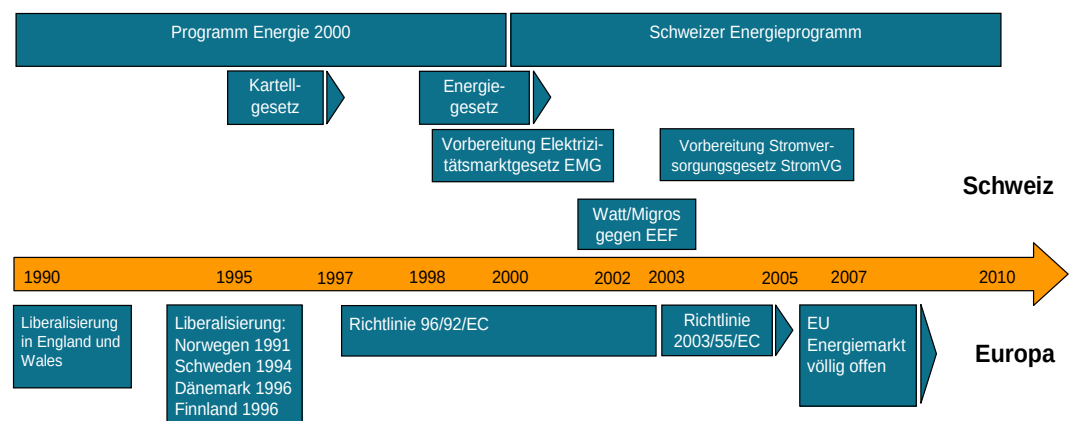


Abbildung 3.4: Das ordnungspolitische Umfeld

3.4.5 Strompreise

Verlässliche und repräsentative Angaben über Strompreise existieren erst ab der Öffnung des Strommarktes. Der SWEP (Swiss Electricity Price Index) ist ein oft zitierter Strompreisindex.

Der SWEP wurde am 11. März 1998 lanciert. Er ist der Preis für kurzfristig gehandelten Strom. Der Markt für die kurzfristigen Geschäfte wird als Spotmarkt bezeichnet. Er unterliegt dem freien Wettbewerb und besteht seit Jahrzehnten. Der SWEP wird nur für die als repräsentativ angesehene Mittagsstunde von 11:00 bis 12:00 des nächsten Werktages berechnet.

Zwischen März 1998 bis Ende August 2000 lag der SWEP unter der Marke von 25 EUR pro MWh. Ab diesem Datum begann dieser Index zu steigen, mit einigen erheblichen Ausschlägen nach oben (bis zu 80 EUR pro MWh). Ende Dezember 2003 lag der SWEP bei rund 40 EUR pro MWh.¹⁹

3.4.6 Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft

Interne und externe Faktoren bestimmen die Konkurrenzfähigkeit der Schweizer Wasserkraft.

¹⁹ SWEP Statistik 2004

Die internen Faktoren wie Standorte, Bau- und Finanzierungskosten wurden bereits in den vorangehenden Abschnitten besprochen. Die externen Faktoren betreffen die Stromerzeugungsanlagen, welche zur Wasserkraft in Konkurrenzsituation stehen.

Wie in der nächsten Abbildung angegeben, wurden in den letzten Jahrzehnten neue Anlagentypen zur Marktreife gebracht:

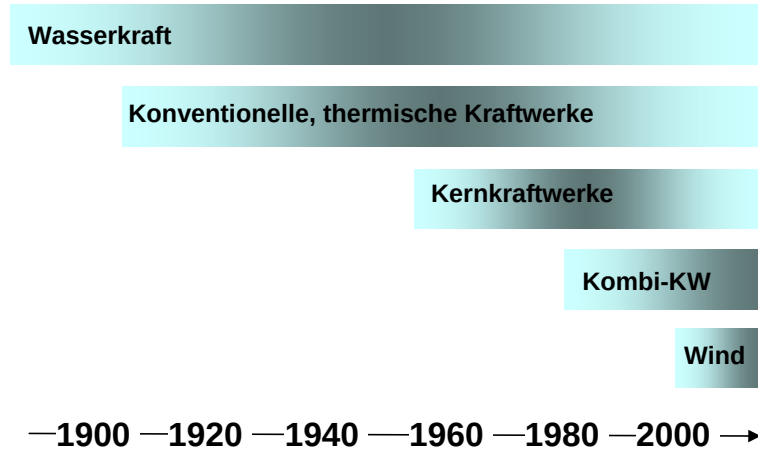


Abbildung 3.5: Alternative Technologien zur Wasserkraft

Die Kernkraftwerke sind die einzigen Konkurrenten zur Wasserkraft, welche in der Schweiz bis jetzt eine signifikante Rolle in der Stromversorgung gespielt haben. Nachfolgende Tabelle²⁰ fasst die Eckdaten dieser Anlagen zusammen:

Anlage	Beznau I	Beznau II	Mühleberg	Gösgen	Leibstadt
Leistung, MW	365	365	355	970	1'145
Jahr der Inbetriebnahme	1969	1972	1972	1979	1984

Tabelle 3.5: Kernkraftwerke der Schweiz: Leistung und Jahr der Inbetriebnahme

3.4.7 Partnerwerke und Betriebsgesellschaft

Beim Ausbau der Schweizer Kraftwerke spielte das Konzept des Partnerwerkes eine wichtige Rolle. An einem Partnerwerk sind meistens verschiedene Elektrizitätswerke und weitere Interessenten beteiligt. Diese bilden das Aktionariat des Partnerwerkes.

Jeder Aktionär übernimmt die Jahreskosten im Verhältnis seiner finanziellen Beteiligung zum gesamten Kapital und hat im Gegenzug Anrecht in gleicher Proportion auf Speichervolumen und Produktion des Werkes.

Die im Zug der Marktöffnung gemachten Erfahrungen haben gezeigt, dass dieses Modell nicht mehr optimal ist. Es bestehen zurzeit Bestrebungen, einerseits die Besitzverhältnisse zu bereinigen und andererseits Betriebsgesellschaften zu bilden, bei denen nicht die Kosten, sondern die Gewinne verteilt werden.

²⁰ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2002

3.4.8 Schlussbemerkungen

Das Einflussfeld „Ökonomie“ ist sehr komplex. Verschiedene Faktoren spielen in diesem Einflussfeld eine wichtige Rolle. Welche Faktoren unabhängig und welche abhängig oder mit anderen gekoppelt sind, ist schwierig zu sagen und würde eine separate Studie rechtfertigen.

Es kann jedoch festgehalten werden, dass diese Faktoren in den letzten Jahrzehnten starken Änderungen unterworfen waren und grosse Wirkungen auf die Entwicklung der Wasserkraft gehabt haben.

3.5 Regulatorische Rahmenbedingungen

Auch hier ist eine Reihe von relevanten Treibern zu beachten. Einerseits spielt die Organisation des Stromsektors (Monopol, Liberalisierung und Marktöffnungsgrad) eine entscheidende Rolle, wobei die Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit miteinzubeziehen sind, und andererseits sind Abgaben wie Wasserzinse, Restwasservorschriften, UVP's, ökologische Ersatzmassnahmen und CO₂-Lenkungsmassnahmen zu beachten. Dazu kommen noch neuere Entwicklungen wie Emissionshandel, Förderbeiträge, allfällige Steuerbefreiungen und Möglichkeiten von Grünen Zertifikaten und Ökolabeln als Vermarktungsinstrumente.

3.5.1 Allgemeines

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen anhand von folgenden Themen analysiert:

- Wasserzinse;
- Umwelt;
- Energieabgaben und Fördermassnahmen;
- CO₂-Gesetz;
- Versorgungssicherheit;
- Unabhängigkeit.

Das Thema „Liberalisierung“ gehört eigentlich zum „Regulatorischen Umfeld“. Aufgrund des engeren Zusammenhangs zum Umfeld „Ökonomie“ wurde dieses Thema im Kapitel 3.4 „Ökonomische Rahmenbedingungen“ behandelt.

3.5.2 Wasserzinse

Der Wasserzins ist eine öffentliche Abgabe für die mit einer Konzession eingeräumte Sondernutzung an einem öffentlichen Gewässer. Die Regelung des Wasserzinses ist obligatorischer Inhalt der Konzession. Die Abgabe ist grundsätzlich jährlich wiederkehrend und während der gesamten Konzessionsdauer zu bezahlen.

Gemäss dem Wasserrechtsgesetz bildet die mittlere mechanische Bruttoleistung (in kW) die Basis für die Berechnung des Wasserzinses. Das Wasserzinsmaximum wurde gesamtschweizerisch das erste Mal im Jahr 1916 in CHF pro Bruttopferdekraft (PS) festgelegt. Dieses Wasserzinsmaximum wurde ab dem Jahr 1952 verschiedene Male angepasst. Seit dem 1. Mai 1997 gilt ein maximaler Ansatz von 80 CHF pro kW.

Die mittlere Belastung der Wasserkraft durch Wasserzinse und wasserzinsähnliche Abgaben²¹ betrug im Jahr 2000 ca. 1.2 Rp./kWh, was mit den Steuern 20% bis 30% der Gestehungskosten ausmacht.²²

²¹ Econcept & Consentec, 2004

3.5.3 Umwelt

Gegen Ende der 80er Jahre wuchs in der Bevölkerung das Bewusstsein für umweltrelevante Fragen. Strengere Verfahren für die Bewilligung von neuen Projekten wurden eingeführt, und die Frage der Restwassermenge wurde neu geregelt.

Gemäss der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 19. Oktober 1988 unterliegen Speicher- und Laufkraftwerke sowie Pumpspeicherwerke mit mehr als 3 MW der Umweltverträglichkeitsprüfung nach Artikel 9 des Umweltschutzgesetzes.

Das Bundesgesetz vom 24. Januar 1991 über den Schutz der Gewässer (GSchG) bildet die Grundlage für die Ermittlung der Restwassermengen. Dieses Gesetz wurde im Mai 1992 vom Volk angenommen.

Artikel 31 - 33 sind massgebend für die Ermittlung der Restwassermengen. Artikel 31 bestimmt die Restwassermenge, welche unbedingt erreicht werden muss. Gemäss Artikel 32 können die Kantone die Restwassermenge tiefer ansetzen, wenn bestimmte Anforderungen erfüllt sind (Ausnahmebewilligung). Gemäss Artikel 33 können die Kantone die Mindestrestwassermenge erhöhen. Um dies zu tun, sollen aber die unterschiedlichen Interessen gegen und für eine Wasserentnahme abgewogen werden.

Diese Bestimmungen kommen bei Neukonzessionierungen, Konzessionserneuerungen oder bei wesentlichen Änderungen der bestehenden Konzessionen zur Anwendung. Bei laufenden Konzessionen kommen die Sanierungsbestimmungen nach Art. 80 ff. GSchG zum Zuge.

Diese Bestimmungen führen zu einer Energieminderproduktion. In den letzten 10 bis 15 Jahren wurden verschiedene Studien durchgeführt, mit dem Ziel, diese Energieminderproduktion zu quantifizieren. Zusätzlich wurden in den letzten Jahren Konzessionen erneuert und dabei die Bestimmungen des neuen Gesetzes angewendet. Es liegen nun Auswertungen vor, die es erlauben, die resultierende Energieminderproduktion besser zu schätzen. Die Resultate dieser Berichte und Unterlagen werden im Kapitel 6 vorgestellt.

Die Sensibilisierung der Bevölkerung für Umweltfragen hat auch zu positiven Konsequenzen für die Wasserkraft geführt. Seit einigen Jahren haben Ökoprodukte auf vielen Märkten eine Nische erobert. Dies gilt auch in einem gewissen Mass für die Wasserkraft.

Heute bieten praktisch alle Schweizer Versorgungsunternehmen unter verschiedenen Namen Ökoprodukte an. Diese Ökoprodukte, welche auch Anteile aus Schweizer Wasserkraft enthalten, werden auf dem Markt mit einem Mehrpreis angeboten.

3.5.4 Energieabgaben und Förderungsmassnahmen

In der zweiten Hälfte der 90er Jahre erfolgte wie schon erwähnt ein Rückgang der Strompreise. Diese Situation liess Befürchtungen aufkommen, dass gewisse Schweizer Stromproduzenten nicht mehr in der Lage sein könnten, ihre finanziellen Verpflichtungen wahrzunehmen. Der Begriff „Nicht Amortisierbare Investitionen“ wurde aktuell. In mehreren Studien wurde versucht, die Höhe der NAI zu schätzen.

Massnahmen wurden entwickelt, um die Situation wieder in den Griff zu bekommen.

Eine der vorgeschlagenen Massnahmen sah die Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energiequellen vor. Der Erlös dieser Abgaben hätte unter anderem der Finanzierung der Erneuerung der bestehenden Wasserkraftanlagen dienen sollen. Mit der Abstimmung vom 24. September 2000 wurde die Einführung dieser Abgabe vom Volk abgelehnt.

Weitere Vorschläge zur Förderung der erneuerbaren Energien wurden vor kurzem vom Schweizer Volk ebenfalls abgelehnt.

²² Filippini & all, 2001

Schliesslich wurden noch andere Ideen für die Unterstützung der Wasserkraft entwickelt, wie z. B. Investitionsbeihilfen (Fondslösungen/Darlehen, Einspeisetarifregelungen).

3.5.5 CO₂-Gesetz

Am 1. Mai 2000 wurde das CO₂-Gesetz vom Bundesrat in Kraft gesetzt. Die Schweiz muss gemäss diesem Gesetz ihren CO₂-Ausstoss bis ins Jahr 2010 auf 10 Prozent unter das Niveau von 1990 senken.

Dieses Ziel soll in erster Linie mit freiwilligen Massnahmen erreicht werden. Genügen diese Massnahmen nicht, kann ab dem Jahr 2004 eine Lenkungsabgabe eingeführt werden. Mit dieser Lenkungsabgabe werden die Gestehungskosten der Gasturbinen- und der Kombi-Kraftwerke erhöht und die Konkurrenzsituation der Wasserkraft verbessert.

3.5.6 Versorgungssicherheit

Bei der Planung der Stromversorgung der Schweiz galt lange Zeit die 95%-Regel als Richtgrösse. Die Einhaltung dieser Regel führt dazu, dass zumindest theoretisch ein Exportsaldo in 19 von 20 Wintern besteht.

Mit der Entwicklung des europaweiten Stromaustausches verlor dieses Kriterium an Bedeutung. Heute ist eher die Situation auf dem europäischen Markt relevant, wobei die Fragen der ausreichenden Transportkapazität und der Stabilität der europäischen Netze an Wichtigkeit gewonnen haben.

3.5.7 Unabhängigkeit

Für die Unabhängigkeit gelten im Prinzip die gleichen Bemerkungen wie für die Versorgungssicherheit. Der Blickwinkel Schweiz ist zumindest teilweise durch den Blick Europa ersetzt worden.

3.5.8 Schlussbemerkungen

Die politischen und umweltrelevanten Rahmenbedingungen haben sich in den letzten 15 bis 20 Jahren stark verändert. Obschon für die Wasserkraft auch positive Entwicklungen zu verzeichnen sind, sind in dieser Periode eher negative Einflüsse registriert worden.

Als hemmend gelten:

- die Verteuerung durch erhöhte Wasserzinse;
- die Erhöhung der Restwassermengen;
- die komplexeren Bewilligungsverfahren;
- die Ablehnung von Unterstützungsmassnahmen.

Als positiv gelten:

- die Sensibilisierung der Behörden und der relevanten Gremien für die Frage der Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft;
- das CO₂-Gesetz und die mögliche Einführung einer CO₂-Abgabe.

3.6 Zusammenfassung anhand von charakteristischen Perioden

Die Wasserkraft hat sich in den letzten fünfzig Jahren stark entwickelt. Diese Entwicklung resultierte aus dem Zusammenspiel von vielen verschiedenen Faktoren. Folgende fünf Perioden können unterschieden werden:

3.6.1 Periode zwischen 1955 und 1970

Der intensivste Ausbau der Schweizer Wasserkraft fand in der Periode 1955 bis 1970 statt. Diese Situation wurde durch folgende Treiber begünstigt:

- starke Zunahme der Stromnachfrage;
- Vorhandensein von interessanten Standorten für die Realisation von Wasserkraftanlagen;
- attraktive ökonomische Rahmenbedingungen mit günstigen Zinsen für die Realisation von neuen Wasserkraftanlagen;
- keine reifen und konkurrenzfähigen alternativen Technologien in Sicht;
- Monopolsituation, welche es erlaubte, den Konsumenten die Kosten zu überwälzen.

In dieser Periode stieg die maximal mögliche Leistung ab Generator um rund 6'200 MW und die Energieproduktion um rund 15'000 GWh. Wasserkraft deckte in dieser Periode praktisch 100 % der Schweizer Stromversorgung ab.

3.6.2 Periode zwischen 1970 und 1980

Diese Periode ist charakterisiert durch:

- einen ungünstigen makroökonomischen Rahmen;
- fehlende interessante Wasserkraftprojekte;
- intensiven Ausbau der Kernkraftwerke.

Unter diesen Bedingungen wurden die früher geplanten und bewilligten Projekte fertig gestellt. Der Ausbau der Wasserkraft verlangsamte sich sehr stark.

3.6.3 Periode zwischen 1980 und 1990

Die für die Wasserkraft relevanten Einflussfelder waren in dieser Periode nicht fördernd für diese Stromerzeugungsart. Einige Merkmale dieser Periode waren:

- Verlangsamung der Zunahme der Stromnachfrage;
- Mangel an attraktiven Standorten für neue Projekte;
- zum Teil hohe Inflationsraten und nicht mehr so tiefe Finanzierungskosten;
- vermehrtes Gewicht der ökologischen Aspekte (Umweltverträglichkeitsprüfungen, usw.);
- Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt.

Diese Situation brachte die Bautätigkeit bei der Wasserkraft praktisch zum Erliegen. In dieser Periode stieg die Leistung um rund 220 MW und die Energieproduktion um rund 940 GWh.

3.6.4 Periode zwischen 1990 und 2000

Die Einflussfelder änderten sich in dieser Periode, wobei sich einige dieser Änderungen für die Wasserkraft positiv, andere negativ auswirkten. Folgende Entwicklungen sind erwähnenswert:

- Beginn der Liberalisierung in Europa und Öffnung der Strommärkte;
- weitere Verlangsamung der Zunahme der Stromnachfrage;
- Überangebot an Strom in Europa;
- Kombi-Kraftwerke als konkurrenzfähige Technologien;
- tiefe Strompreise;
- tiefere Inflationsraten;
- tiefere Zinsen.

In der Periode 1990-2000 stieg die Leistung um rund 1'570 MW und die Energieerzeugung um rund 1'600 GWh. Die starke Leistungszunahme resultiert einerseits aus der Inbetriebnahme der Anlage Cleuson-Dixence (1'200 MW). Diese Anlage wurde gebaut, um Spitzenstrom und Regelernergie auf den neuen Märkten zu verkaufen. Andererseits wurden in dieser Zeit einige Laufkraftwerke erneuert, was zu einem Leistungs- und Produktionsgewinn führte.

3.6.5 Periode von 2000 bis heute

Diese Periode ist charakterisiert durch eine stark verminderte Bautätigkeit und unterscheidet sich gegenüber der letzten Periode wie folgt:

- Stromnachfrage nimmt wieder rascher zu;
- Stromüberangebot wird langsam abgebaut;
- Strompreise steigen;
- Es bestehen Bestrebungen, die externen Kosten der thermischen Stromerzeugung zu belasten (z. B. CO₂-Abgabe).

Diese Änderungen führen zu einer allmählichen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Wasserkraft.

3.7 Schlussbemerkungen

In diesem Kapitel wurde die Entwicklung der Wasserkraft der letzten fünfzig Jahre aus der Sicht der in dieser Studie gewählten Einflussfelder betrachtet.

Die in dieser Studie durchgeführten Analysen erlauben, Zusammenhänge zwischen den Faktoren der vier definierten Einflussfelder und der Entwicklung der Wasserkraft der letzten fünfzig Jahre zu identifizieren. So z. B.:

- attraktive Standorte und günstige ökonomische Rahmenbedingungen in der Periode 1955-1970;
- ungünstige ökonomische Rahmenbedingungen und intensiver Ausbau der Kernkraftwerke in der Periode 1970-1980;
- starke Konkurrenz durch andere Typen von Stromerzeugungsanlagen und grösseres Gewicht der Umweltanliegen in der Periode 1980-1990;
- Überangebot an Strom und sinkende Strompreise in der Periode 1990-2000.

4 TECHNISCHES AUSBAUPOTENTIAL

4.1 Totales theoretisches Potential

Die Frage nach dem Potential an Wasserkraftenergie in der Schweiz ist ausgesprochen komplex und kann auf ganz unterschiedliche Art aufgefasst werden:

- Energiepotential aller Wassertropfen, die durch unser Land fliessen;
- Potential längs der Gewässer ab einer bestimmten Grösse;
- Potential an ausbauwürdiger Wasserkraft aus dem Blickwinkel der verschiedenen Interessengruppen;
- Potential aller nicht gebauten Wasserkraftwerkprojekte, deren Wasser auch nicht anderweitig genutzt wird (diesbezügliche Verzeichnisse fehlen);
- Potential der Projekte, von denen irgendwelche Gruppen glauben, es könnte nun bald realisiert werden;
- Potential an Verbesserungen an bestehenden Anlagen, die keinen zusätzlichen Eingriff in die Umwelt erfordern.

Die meisten dieser grundsätzlich verschiedenen Ansätze würden für eine genaue Antwort ganz erhebliche und umfangreiche Arbeiten erfordern, bei denen jedes einzelne kleine Gewässer mit seinem Einzugsgebiet erfasst werden müsste oder gar generelle Projekte erstellt werden müssten.

Die heutige mittlere Jahresproduktionserwartung von 34'886 GWh kann grundsätzlich bei Vorhandensein von Geld und Willen, unter Inkaufnahme immer höherer Gestehungspreise und zunehmender Einflüsse auf die natürlichen Gewässer gesteigert werden. Eine Abschätzung ist aber schwierig.

Das Potential an Flusskraftwerken längs der Hauptströme des Landes (Rhein, Aare und Rhone) ist aber erkennbar. Es ist deutlich ersichtlich, dass das Potential an klassischen Flusskraftwerken begrenzt ist, da im Wesentlichen nur Rhein, Aare und Rhone den Bau von Flusskraftwerken mit nennenswerten Leistungen ermöglichen. In den nachfolgenden Zusammenstellungen sind die bekannten Projekte weitgehend erfasst. Das Potential der paar wenigen nicht erfassten Flussstrecken kann nur noch einige hundert GWh ausmachen. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Einstau grosser flacher Gebiete in der Schweiz aufgrund der hohen Siedlungsdichte nicht machbar ist.

Bei Hochdruckkraftwerken sieht die Situation insofern anders aus, als das Potential noch stärker von den Kosten abhängig als bei den Flusskraftwerken ist. Bei stetig zunehmendem und grösserem Aufwand als bei den bestehenden Anlagen könnten noch weitere Hochdruckkraftwerke gebaut werden. Die Kosten für diese Kraftwerke sind jedoch nur für eine beschränkte Anzahl von Projekten einigermaßen bekannt, sodass das Ausbaupotential dieser Anlagen nicht so eindeutig definiert werden kann.

Das **totale theoretische Potential** aller Wassertropfen, die durch die Schweiz fliessen, liegt aufgrund einer Überschlagsrechnung unter Berücksichtigung der Höhenverteilung, mittlerer Höhe und dem spezifischen Abfluss in der Grössenordnung von **100'000 bis 150'000 GWh**.

Dieser Wert kann aber niemals erreicht werden. Es würde einen unendlich grossen Aufwand erfordern.

4.2 Ausbaupotential gemäss früheren Studien

In den letzten zwanzig Jahren wurden verschiedene Schätzungen über das Ausbaupotential der Wasserkraft in der Schweiz oder in einigen Kantonen gemacht. In diesem Zusammenhang wird das Ausbaupotential als die Summe aller Möglichkeiten verstanden, welche von den Studienverfassern als technisch, ökonomisch, ökologisch und politisch machbar eingeschätzt wurden.

Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse von drei Studien zusammen:

Studium	Datum	Ausbaupotential 2025 Jahr GWh	Ausbaupotential 2025 Winter GWh	Ausbaupotential 2025 Leistung MW
Elektrowatt ²³	1987	3'600-5'500	2'400-4'400	3'500-5'100
SWV ²⁴	1987	3'170	1'380	
KOWA ²⁵	1993	1'520-1'870		

Tabelle 4.1: Ausbaupotential der Wasserkraft gemäss früheren Studien

Das BWG hat, gestützt auf die Potentialermittlung der KOWA (Energie 2000) von 1993, einen Zuwachs bei der mittleren jährlichen Produktionserwartung per 1.1.2003 von rund 550 GWh ermittelt.

Für den Kanton Graubünden wurde im Jahr 1997 ein Potential von 400 GWh gerechnet.²⁶ Das Potential vom Kanton Wallis erreicht 400 GWh gemäss einer Studie vom Jahr 2000.²⁷

Eine nähere Analyse der entsprechenden Berichte zeigt, dass bei diesen Studien verschiedene Annahmen betreffend wichtiger Parametern, wie z. B. Restwasserproblem, Pumpenergie, usw. gemacht wurden. Die Resultate dieser Studien können somit nicht direkt miteinander verglichen werden. Für eine Homogenisierung der Ergebnisse fehlen jedoch meistens die Unterlagen.

Die Hintergrundinformationen, welche als Grundlagen für die Studie über den Ausbau der Schweizer Wasserkraft von 1987 dienten²⁸, waren für die Durchführung der vorliegenden Studie zugänglich. Aus diesem Grund wurde diese Arbeit als Basis für die laufenden Untersuchungen benutzt. Im Weiteren sind in den 90er Jahren keine neuen nennenswerten Projekte ausser KWO Plus entwickelt worden, so dass diese Elektrowatt-Studie immer noch eine ausgezeichnete Grundlage bildet.

4.2.1 Die Elektrowatt-Studie von 1987

Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG (heute EECH) erstellte 1987 eine Prognose über die weitere Entwicklung des Kraftwerkausbau in der Schweiz.²⁹

²³ Elektrowatt: Studie Ausbau Wasserkraft, 1987

²⁴ SWV, 1987

²⁵ Quelle für KOWA: Econcept & Consentec, 2004

²⁶ Studie Graubünden, 1997

²⁷ Studie Wallis, 2000

²⁸ Elektrowatt: Studie Ausbau Wasserkraft, 1987

²⁹ Elektrowatt: Studie Ausbau Wasserkraft, 1987

Nachstehend sind diese Prognosen und die effektive Entwicklung kurz dargestellt:

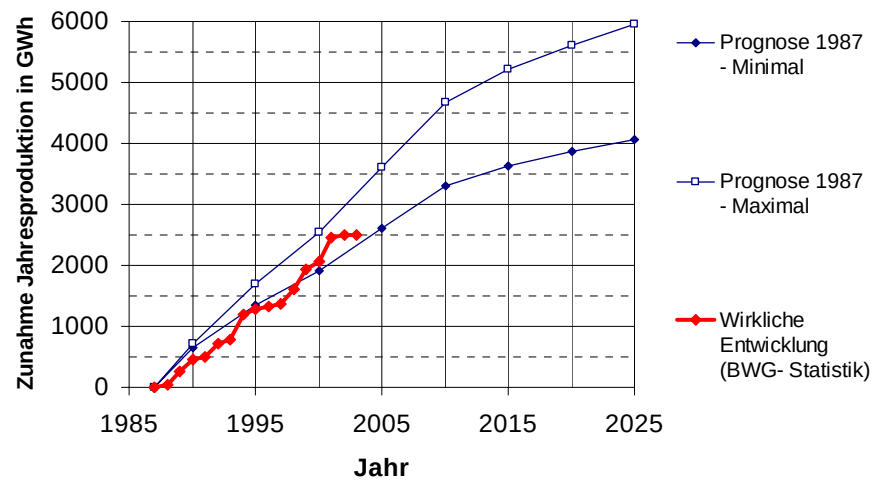


Abbildung 4.1: Vergleich zwischen der Prognose von 1987 und der tatsächlichen Entwicklung

Die eingetretene Zunahme liegt ab dem Jahr 1998 innerhalb der Bandbreite der Prognose aus dem Jahr 1987.

Es mag erstaunen, dass die Prognose so gut mit der effektiven Entwicklung übereinstimmt, denn zum Zeitpunkt der Erstellung waren die Überproduktion und die Strommarkliberalisierung in Europa nicht erkennbar. Diese beiden Faktoren haben in der zweiten Hälfte der 90er Jahre zu einem äusserst zurückhaltenden Investitionsverhalten geführt.

Es wäre eigentlich zu erwarten gewesen, dass die Prognose zu hoch ist. Dass sie heute trotzdem stimmt, mag folgende Gründe haben: Unerwartet lange Planungszeiten führen zu mehrjährigen Verzögerungen bei den Auswirkungen, und die Unvollständigkeit der Erfassung³⁰ ermöglichte trotz der negativen unabsehbaren Einflüsse, die Prognose richtig zu erstellen.

4.3 Vorgehen für die Ermittlung des technischen Ausbaupotentials

Allen vier Kraftwerktypen (siehe Abschnitt 2.3.1) ist gemeinsam, dass hydraulische Energie durch die Nutzung des Energiepotentials des Wassers über eine bestimmte Fallhöhe gewonnen wird. Grundsätzlich erfolgt dies auf folgende drei Arten:

In der **ersten Art** wird Wasser bei der Zentrale aufgestaut. Dies ist in der Schweiz meistens bei Niederdruck-Laufkraftwerken der Fall. Eine nennenswerte Speicherung von Energie in Form von Wasser auf einem höheren Gefällepotential als im Normalbetrieb erfolgt dabei nicht. Diese Anlagen müssen immer gerade das anfallende Wasser verarbeiten. Die Energieproduktion erfolgt mit viel Wasser und wenig Fallhöhe. Der wichtigste Einfluss auf die Umwelt ist die fehlende Fließdynamik des Flusses.

³⁰ Es wurde das zum Zeitpunkt der Durchführung der Studie Bekannte zusammengefasst und bewertet – aber nicht alles ist bekannt

In der **zweiten Art** wird Wasser in Stollen (selten Kanäle), Leitungen oder Schächte abgeleitet und unter Druck der Zentrale zugeführt. Dies ist z. B. bei den Hochdruck-Laufkraftwerken und den meisten Speicherkraftwerken der Fall. Der wichtigste Einfluss auf die Umwelt ist das weitgehende Fehlen des Wassers unterhalb der Ableitung bzw. Fassung (nur noch Restwasser im Bach).

Die **dritte Art** ist die weltweit stark verbreitete und wirtschaftlichste Form des Kraftwerksbaues in Form von grossen Talsperrenkraftwerken, bei denen Tal-Engen im Unterlauf eines Gewässers durch einen hohen Damm abgeschlossen werden, um mit 50 bis 200 m Höhe und gleichzeitig viel Wasser Energie produzieren zu können. Diese Art hydraulische Energie zu erzeugen hat in der Schweiz praktisch keine Bedeutung (Ausnahme: Schiffenen). Die hohe Siedelungsdichte hat den Bau solcher Kraftwerke nicht ermöglicht.

4.3.1 Definition des technischen Ausbaupotentials

Das technische Ausbaupotential ergibt sich aufgrund von technischen und ökologischen Überlegungen, das heisst ohne die Berücksichtigung von politischen, umweltpolitischen und finanziellen Aspekten.

4.3.2 Unterteilung des technischen Ausbaupotentials in Kategorien

In dieser Studie wurde zwischen drei Arten von technischen Ausbaupotentialen unterschieden:

- Erhöhung der mittleren erwarteten Jahresproduktion;
- Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion durch Speicherung oder Pumpspeicherung, bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge;
- Erhöhung der Leistung bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge.

Der Schwerpunkt der vorliegenden Studie ist bei der ersten Kategorie von Ausbaupotentialen zu suchen.

4.3.3 Einfluss der technologischen Entwicklungen

Die in den letzten Jahrzehnten realisierten technologischen Entwicklungen erlauben, sowohl beim Ersatz von Ausrüstungen von bestehenden Anlagen wie auch bei Neuprojekten das vorhandene Potential besser zu nutzen.

Die erzielbaren Verbesserungen werden im nachfolgenden Abschnitt beschrieben und quantifiziert. Die gemachten Schätzungen werden anschliessend im darauf folgenden Abschnitt benutzt, um das technische Ausbaupotential zu ermitteln.

4.4 Technologische Entwicklungen

Die grossen und bedeutenden Kraftwerke der Schweiz wurden überwiegend nach dem 2. Weltkrieg bis etwa 1970 gebaut.

Der grosse Teil der kostenintensiven baulichen Anlagen ist noch in einem guten bis sehr guten Zustand. Die Lebensdauer der maschinellen Ausrüstung (Turbinen und Generatoren) ist aber kürzer.

4.4.1 Bautechnologie

Der Bau ist heute eine reife Technologie. Es ist nicht zu erwarten, dass in den nächsten Jahren dramatische Fortschritte auf diesem Sektor stattfinden werden. Es ist davon auszugehen, dass die technologischen Fortschritte die Teuerung kompensieren werden. Es sollte somit möglich sein, die Investitionskosten auf heutigem Niveau zu halten.

4.4.2 Elektromechanische Ausrüstung

Die heute fabrizierten Turbinen weisen bessere Wirkungsgrade auf als die alten, welche ersetzt werden. Nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Wirkungsgradverbesserungen in Funktion des Alters der ersetzten Turbinen:

Baujahr	Lastbereich		
	50%	75% (Optimum)	100%
1925	6%	4%	6%
1950	3%	2%	3%
1975	1.5%	1%	1.5%

Tabelle 4.2: Wirkungsgraderhöhung dank Einbau neuer Turbinen

Gemäss der vorangehenden Tabelle führt der Ersatz einer Turbine vom Baujahr 1925 zu einer Wirkungsgraderhöhung von 6%, wenn die turbinierte Wassermenge 50% der Ausbauwassermenge entspricht.

Durch Erhöhung der Schluckfähigkeit der Turbinen kann die Leistung und konsequenterweise auch die Energieproduktion zusätzlich erhöht werden. Entsprechende Prozentzahlen sind in nachfolgender Tabelle enthalten:

Baujahr	Niederdruck-Laufkraftwerke		Mittel- und Hochdruck-Laufkraftwerke	
	Leistungs- erhöhung	Zusätzliche Energie	Leistungs- erhöhung	Zusätzliche Energie
1925	15%	5%	10%	3%
1950	12%	4%	10%	3%
1975	10%	3%	10%	3%

Tabelle 4.3: Leistungs- und Energieproduktionserhöhung dank Einbau neuer Turbinen

Es ist kaum zu erwarten, dass der Spitzenwirkungsgrad der hydraulischen Turbinen in Zukunft noch erhöht werden kann.

Hingegen wird es möglich sein, dank neu entwickelten Programmen für numerische Strömungsuntersuchungen und verfeinerten computergestützten Modell-Messmethoden weitere Verbesserungen des Wirkungsgrades im partiellen Lastbereich zu erreichen.

Schliesslich erlaubt der Einbau von neuen Turbinen die Verminderung der Stillstandzeiten; dadurch wird die Verfügbarkeit erhöht. Dies führt zu einem Energiegewinn von 2% für Anlagen des Baujahres 1925, 1% für Anlagen des Baujahres 1950 und 0.5% für Anlagen des Baujahres 1975.

Grosse Fortschritte wurden bei den drehzahlvariablen Generatoren erzielt. Durch die weitere Entwicklung der Stromrichtertechnik kann davon ausgegangen werden, dass Leistungen bis zu 500 MVA erreicht werden.

Meistens resultiert – bei einer Erhöhung der Leistung – für die Generatoren eine Wirkungsverbesserung von ca. 1%.

Diese Generatoren kommen vor allem bei Pumpturbinenanlagen zur Anwendung. Diese Anlagen erlauben die Leistungsregelung im Pumpbetrieb, die Blindleistungs-Regelung am Übergabepunkt zum Netz und eine sofortige Erhöhung der Leistungsabgabe ins Netz.

Bei den Kosten ist zu erwarten, dass diese aufgrund der grossen Konkurrenz in etwa stabil bleiben.

Die erwarteten Entwicklungen auf dem Gebiet der Effizienz, der Energieumwandlung und der Kosten wurden bei der Ermittlung des Ausbaupotentials und der erforderlichen Investitionen berücksichtigt.

Im Hinblick auf das Steigerungspotential bei den maschinellen Wirkungsgraden war es erforderlich, das Alter der maschinellen Ausrüstung zu schätzen. Basierend auf Hochrechnungen der vorhandenen und eher rudimentären Grundlagen wird das Alter der Maschinensätze (in Jahren) im Jahr 2004 wie folgt geschätzt (in % vom Total der Produktionskapazität):

– über 60 Jahre	8%
– 50 – 60 Jahre:	11%
– 40 – 50 Jahre:	34%
– 30 – 40 Jahre:	18%
– unter 30 Jahre:	29%

Feststellbar ist, dass die Maschinen deutlich länger in Betrieb stehen als vom Lieferanten veranschlagt (und gemäss buchhalterischen Regeln abgeschrieben).

4.4.3 Automatisierung und Betriebsoptimierung

Die Automatisierung des Betriebs der Anlagen führt vor allem zu Kosteneinsparungen. Dank der Optimierung des Betriebs der Anlagen können auch die Wasserverluste reduziert werden. Diese resultierenden Produktionserhöhungen wurden in der vorliegenden Studie jedoch nicht berücksichtigt.

4.5 Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion

Das technische Ausbaupotential der erwarteten mittleren Jahresproduktion wurde in vier Ausbauarten unterteilt:

- Ausrüstungsersatz;
- Massnahmen bei Niederdruck-Laufkraftwerken;
- Umbauten und Erweiterungen;
- Neubauten.

Das technische Ausbaupotential der Jahresproduktion ist in Abbildung 4.2 tabellarisch am Ende des Kapitels zusammengefasst. Nebst den zusätzlichen Produktionszahlen und Leistungen enthält die Tabelle auch summarische Angaben über Investitionskosten und Einflüsse auf die Umwelt.

Die Steigerungsmöglichkeiten wurden theoretisch geschätzt und die bekannten Projekte zusammengestellt. Allgemeine Verzeichnisse über nicht gebaute Kraftwerke existieren nicht.

Die Summe all dieser Massnahmen führt zu folgendem technischen Ausbaupotential der Jahresproduktion (Ausgangslage: Stand der Wasserkraftnutzung am 1.1.2004):

Jahresenergie	Winterenergie	Leistung
7'570 GWh	4'700 GWh	3'065 MW

Tabelle 4.4: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion

In den nachfolgenden Abschnitten werden die vorgeschlagenen Massnahmen einzeln beschrieben.

4.5.1 Ausrüstungersatz und eventuelle Erhöhung des Ausbaugrades

Turbinen und Generatoren haben eine begrenzte Lebensdauer und müssen nach einigen Jahrzehnten ersetzt werden. Meist erfolgt der Ersatz durch leicht bessere Maschinen. Basierend auf den vorstehenden Grundlagen wird das Steigerungspotential aus dem Ausrüstungersatz wie folgt abgeschätzt:

Oberer Grenzwert unter Berücksichtigung des ganzen Kraftwerkparkes der Schweiz:

Alter Turbine & Generator	bis 1945	1946 – 55	1956 – 65	1966 – 75	nach 1975	Summe
Anteil Produktionskapazität ca.	8%	11%	34%	18%	29%	
Anteil Produktion (GWh)	2'714	3'902	11'742	6'377	10'151	34'886
Gewinn bei Turbinen	6%	3%	2%	1.5%	0.8%	
Gewinn bei Generator	2%	1%	1%	0.5%	0%	
Gewinn bei Verfügbarkeit	2%	1%	0.5%	0.5%	0.5%	
Gewinn an Produktion (GWh)	271	195	411	159	132	1'169
Anteil Leistung (MW)	947	1'361	4'096	2'224	3'541	12'168
Gewinn an Leistung (MW)	76	54	123	44	28	326

Tabelle 4.5: Ausrüstungersatz: Oberer Grenzwert des technischen Ausbaupotentials der Jahresproduktion

Etwas konservativer ist die Beschränkung auf 2/3 der Hoch- und Mitteldruckanlagen:

Alter Turbine & Generator	bis 1945	1946 – 55	1956 – 65	1966 – 75	nach 1975	Sum- me
Anteil Produktionskapazität ca.	8%	11%	34%	18%	29%	
Anteil Produktion (GWh)	1'478	2'124	6'392	3'471	5'526	18'991
Gewinn bei Turbinen	6%	3%	2%	1.5%	0.8%	
Gewinn bei Generator	2%	1%	1%	0.5%	0%	
Gewinn bei Verfügbarkeit	2%	1%	0.5%	0.5%	0.5%	
Gewinn an Produktion (GWh)	148	106	224	87	72	636
Anteil Leistung (MW)	631	907	2'730	1'483	2'360	8'112
Gewinn an Leistung (MW)	50	36	82	30	19	217

Tabelle 4.6: Ausrüstungsersatz: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion

Zusammenfassend ergibt die **Wirkungsgradverbesserung** eine (gerundete Werte):

- Zunahme der Jahresproduktion von 600 bis 1'100 GWh
- Zunahme der Winterproduktion von 250 bis 500 GWh
- Zunahme der Leistung von 200 bis 300 MW

Im Hinblick auf die Addition mit den Umbauprojekten ist vom tieferen Wert auszugehen, da ein Teil der Anlagen dort ein zweites Mal erfasst wird.

Diese Produktion wird in den nächsten Jahrzehnten dann anfallen, wenn bei den einzelnen Kraftwerken die Maschinengruppen durch leicht bessere ersetzt werden. Die spezifischen Kosten für die Mehrproduktion durch die Wirkungsgradverbesserung werden sehr klein sein, sobald die Maschinen ohnehin ersetzt werden müssen. Einflüsse auf die Umwelt hat diese Ausbauart nicht.

Steht ein Maschinenersatz an, wird man nicht nur solche mit besserem Wirkungsgrad nehmen, sondern meist auch versuchen, leicht grössere Maschinen einzusetzen. Teilweise wird dies durch kleinere bauliche Massnahmen (leicht grössere Laufradmantel) möglich, um den Turbinendurchmesser und damit die Ausbauwassermenge etwas steigern zu können. Bei Hoch- und Mitteldruckanlagen wird dieses Vorhaben aber bald an Probleme stossen, wenn die Auslegung des Wasserschlosses oder gar des Triebwasserweges nicht mehr genügt. Wasserschlässe können grundsätzlich umgebaut werden, doch wenn der Druck im Stollen durch die höhere Ausbauwassermenge zu klein wird, sind dieser Absicht klare Grenzen gesetzt.

Die grobe Abschätzung des Potentials an **Steigerungen der Ausbauwassermenge** bei bestehenden Anlagen (bei anstehendem Maschinenersatz) entstand wie folgt:

In Betracht gezogen wurden alle Hochdruck- und Laufkraftwerke (10'000 GWh Produktionskapazität), obwohl nur ein Teil davon betroffen sein wird. Trotzdem wird dies aber auch bei einem Teil der Speicherkraftwerke (3. und 2. Stufe nach dem Speicher) möglich sein. Bei reinen Speicherkraftwerken (1. Stufe nach dem Speicher) ist damit in der Regel keine zusätzliche Energie zu gewinnen, da sie praktisch keinen Wasserüberlauf haben. Die Niederdruckanlagen wurden nicht miteinbezogen, da dort eher umfassende Erneuerungen anstehen oder – aufgrund der hohen Lebensdauer der Maschinen (wenig Druck und tiefe Drehzahl) – langfristig kein Maschinenersatz in Aussicht ist.

Das Steigerungspotential bei der Energieproduktion durch **Erhöhung der gefassten Wassermengen** wurde je nach Alter der Anlage mit 2% bis 4% resp. mit 3% bis 6% grob abgeschätzt. Die Zuordnung der 10'000 GWh Produktionskapazität in diese beiden Kategorien erfolgte je zur Hälfte.

Die so ermittelten Zahlen von **150** und **220** GWh/Jahr könnten sich langfristig und – bei anhaltend hohen Energiepreisen – im Sommer als zu niedrig erweisen. Primärer Antrieb für solche Massnahmen ist der fällige Maschinenersatz, und ein wesentliches Hemmnis für Umbauten wird vermutlich darin liegen, dass mancher Betreiber diesen Sachverhalt zu spät realisiert, da die Vorbereitungszeiten länger sind als diejenigen für die Maschinenbestellung.

4.5.2 Massnahmen bei Niederdruck-Laufkraftwerken

Bei diesen Massnahmen geht es um Stauerhöhungen und Ausbaggerungen bei Niederdruck-Laufkraftwerken (Flusskraftwerke).

Die Grössenverteilung der Niederdruckanlagen ist ausgesprochen ungleich. Von nennenswerter Bedeutung sind nur etwa 30 Anlagen:

– Rhein mit 11 Anlagen mit CH- Anteil:	2'850 GWh
– Aare mit rund 20 Anlagen:	2'500 GWh
– Bremgarten, Wettingen, Verbois, Chancy-Pougny (CH- Anteil):	820 GWh
– Diverse Kleinanlagen (ca. 40):	<u>230 GWh</u>
– Summe	6'400 GWh

Ihre installierte Leistung (CH-Anteil) beträgt rund **1'100 MW**.

Durch Stauerhöhungen lässt sich generell zusätzliche Energie gewinnen, auch wenn dadurch die oberliegende Kraftwerkanlage eingestaut wird.

Eine Hochrechnung ergab, dass das gesamte Potential für Stauerhöhungen oder Flussaustiefungen bei Niederdruck-Laufkraftwerken 100 bis 500 GWh beträgt. Für die Ermittlung des technischen Ausbaupotentials wurde ein Wert von **200 GWh** berücksichtigt.

4.5.3 Umbauten und Erweiterungen

Das Potential an Umbauten von Hoch- und Niederdruckanlagen wurde anhand der konkreten Projektlisten aus den internen Unterlagen zum Bericht Elektrowatt Ingenieurunternehmung, „Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz“ vom Mai 1987³¹ und den intern vorliegenden EECH-Projektlisten³² entnommen. Die in der Zwischenzeit realisierten Projekte wurden dabei nicht berücksichtigt.

Das ermittelte Ausbaupotential der Jahresproduktion beträgt:

Anlagenkategorie	Jahresenergie	Winterenergie	Leistung
Niederdruck-Kraftwerke	540 GWh	190 GWh	150 MW
Hochdruck-Kraftwerke	400 GWh	900 GWh	230 MW

Tabelle 4.7: Umbauten und Erweiterungen: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion

³¹ Elektrowatt: Studie Ausbau Wasserkraft, 1987

³² Electrowatt: Projektlisten für den internen Gebrauch

Bei den Hochdruck-Kraftwerken führen einige Projekte zu einer Umlagerung der Produktion von den Sommer- in die Wintermonate. Diese Tatsache erklärt, warum die zusätzliche Winterenergieproduktion grösser als die zusätzliche Jahresproduktion ist.

Die Investitionskosten für die Umbauten und Erweiterungen (siehe auch das Kapitel „Datenblätter für das Kraftwerkparkmodell“) wurden auch weitgehend der 87er Studie entnommen und nur moderat erhöht. Die Kosten von Wasserkraftwerken sind bis Mitte der 90er Jahre deutlich gestiegen, doch anschliessend wieder gesunken. Insbesondere bei der global hergestellten Ausrüstung hat teilweise ein erheblicher Preiseinbruch stattgefunden.

Der Einfluss auf die Umwelt ist bei den Umbauprojekten eher gering, bei einzelnen Hochdruckprojekten ist er erhöht.

4.5.4

Neubauten

Das Potential an **Neubauten von Laufkraftwerken (Hoch- und Niederdruckanlagen)** wurde anhand der konkreten Projektlisten³³ aus den internen Unterlagen zum Bericht Elektrowatt Ingenieurunternehmung, „Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz“ vom Mai 1987 entnommen.³⁴ Die in der Zwischenzeit realisierten Projekte wurden dabei nicht berücksichtigt.

Die Grössenordnung der Kosten der neuen Hoch- und Niederdruckkraftwerke basiert auch auf der 87er-Studie. Sie wurden wiederum nur gering erhöht.

Die Einflüsse auf die Umwelt sind bei diesen Projekten deutlich höher als bei den vorher erwähnten Möglichkeiten.

Das Neubaupotential an Speicherkraftwerken wurde aus alten generellen Projekten der 30er und 40er Jahre entnommen. Es wurden nur diejenigen Projekte berücksichtigt, die nicht schon damals als ungeeignet eingestuft wurden, die nicht realisiert wurden und bei welchen das Wasser auch nicht anderweitig abgeleitet wurde.

Der Einfluss dieser Projekte auf die Umwelt ist meist erheblich, teilweise sogar sehr gross. Speicherseen in weniger hoch gelegenen Lagen, als dies meist im Wallis und Graubünden der Fall ist, führen zu einem erhöht wahrnehmbaren Einfluss auf die Umwelt.

Diese Speicherprojekte wurden damals besonders auf eine Maximierung der Winterenergie ausgelegt. Durch andere Konzepte mit weniger Speichermöglichkeiten und vielleicht höheren Ausbauwassermengen werden sie umweltfreundlicher, und das Produktionspotential verlagert sich vom Winter in den Sommer. Durch überlaufendes Wasser werden aber bei Verzicht auf die Speicher nur etwa 80% der Energie zu produzieren sein, und die Anlagekosten werden deutlich tiefer ausfallen. Diese Überlegungen führten in der Tabelle zu den kursiv dargestellten geschätzten Zahlen (**Hochdruck-Laufkraftwerke**).

³³ Electrowatt: Projektlisten für den internen Gebrauch

³⁴ Elektrowatt: Studie Ausbau Wasserkraft, 1987

Das geschätzte Ausbaupotential an Neubauten beträgt:

Anlagenkategorie	Jahresenergie	Winterenergie	Leistung
Niederdruck-Laufkraftwerke	1'900 GWh	700 GWh	420 MW
Hochdruck-Laufkraftwerke	1'200 GWh	900 GWh	500 MW
Speicher-Kraftwerke	2'360 GWh	1'680 GWh	1'200 MW
<i>Hochdruck-Laufkraftwerke statt Speicher-Kraftwerke</i>	<i>1'800 GWh</i>	<i>600 GWh</i>	<i>500 MW</i>

Tabelle 4.8: Neubauten: Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion

Erst bei steigenden Energiepreisen ab rund 10 Rp./kWh werden nach und nach die einzelnen Projekte wirtschaftlich interessant. Zusätzlich wird noch das eine oder andere Vorhaben aus Gründen der Akzeptanz in der Bevölkerung und bei den Umweltorganisationen auf der Strecke bleiben.

Es muss nochmals ausdrücklich erwähnt werden, dass diese Zusammenstellung nicht vollständig ist. Es sind nur die bekannten Projekte erfasst.

4.6 Technisches Ausbaupotential der Winterproduktion

Die 132 Speicherseen der Wasserkraftwerke der Schweiz haben eine Oberfläche von 101 km² und werden durch 140 Mauern/Dämme zurückgehalten, die eine totale Länge von 32.5 km haben.³⁵

Die 15 grössten Seeoberflächen von künstlichen Speichern haben zusammen eine Fläche von 62.4 km² (62 % der gesamtschweizerischen Speichersee-Oberfläche) und die 30 grössten eine solche von 82.8 km² (82%). Von diesen 30 grössten Seeoberflächen liegen acht im Voralpenland und haben eher wenig Fallhöhe; zwei werden bereits erhöht. Die restlichen 20 (der 30 grössten) Seen haben eine Seeoberfläche von 40.7 km², eine Kronenlänge von 10.1 km und ihr durchschnittliches Stauziel liegt auf 1931 m.ü.M.

Diese 20 alpinen Speicher haben schätzungsweise 70% bis 85% des alpinen Energiepotentials, das für Stauraumerhöhungen besonders interessant ist.

Eine Erhöhung dieser 20 wichtigsten Speicher bringt ein Energiespeicherpotential von 240 GWh pro m Stauzielerhöhung, welche vermutlich weitgehend durch Umlagerung erreicht würde. Nimmt man an, dass bei der Hälfte dieser Speicher das Stauziel im Schnitt um 2 m erhöht wird, ergibt sich ein Ausbaupotential von **240 GWh**.

Nachdem nun meistens mehrere Jahrzehnte alte Überwachungen vorliegen, kann man sich natürlich überlegen – Normalverhalten vorausgesetzt –, ob der Stau nicht um 1 bis 3 m höher gesetzt werden soll, was in der Regel nur minimale Anpassungen zu geringen Kosten erfordern würde.

Der Einfluss auf die Umwelt ist durch eine so geringe Erhöhung bei bereits bestehenden Speichern meistens sehr klein.

³⁵ Auswertung der ICOLD-Daten, 2004

Von der Liste der Projektideen der Studie Elektrowatt Ingenieurunternehmung, „Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz“ vom Mai 1987 wurden die zwei schon realisierten Projekte nicht berücksichtigt.

Durch Stauerhöhungen von meist rund 3 bis 15 m und vereinzelt mehr können rund 30 ausgewählte Objekte 2'300 GWh vom Sommer in den Winter umlagern. Die Zahl wird stark von Einzelobjekten dominiert, und gerade diese haben wenig Realisierungswahrscheinlichkeit. Eine realistischere Annahme ist etwa die Hälfte, also **rund 1'000 GWh**.

Diese Erhöhung der Winterproduktion wird teilweise durch Umlagerung, teilweise durch Pumpen erreicht. Die geschätzte Mehrproduktion in den Wintermonaten kann somit nicht direkt mit den Zahlen des Abschnittes 0 kombiniert werden.

Die Kosten für dieses Umlagerungsvermögen von der Sommer- auf die Winterenergie liegen in der Grössenordnung von **CHF 0.80 bis 3.00 pro kWh-Jahresproduktion**.

Der Einfluss auf die Umwelt ist fallweise zu prüfen. Bei den meisten Objekten dürfte dies eher gering sein.

4.7 Technisches Ausbaupotential der Leistung

Grundsätzlich kann bei den meisten bestehenden Speicherkraftwerken durch die Erhöhung der Ausbauwassermenge und der installierten Leistung die Energie in wesentlich kürzerer Zeit produziert werden. Dadurch wird aber nicht mehr, sondern nur hochwertigere Energie gewonnen, die je nach Marktverhältnissen zu besseren Preisen verkauft werden kann.

Wenn bei bestehenden Speicherkraftwerken Pumpen installiert werden, kann die Produktion von hochwertiger Energie noch erhöht werden bei gleichzeitiger Reduktion der Nettoenergiebilanz.

Schliesslich können neue reine Umwälzwerke gebaut werden.

Nachfolgend werden diese drei Ausbauarten kurz erläutert:

Das **technische Ausbaupotential der Leistung bei bestehenden Speicherkraftwerken** wurde auf 3'100 MW geschätzt, mit Investitionskosten zwischen 1'000 und 3'000 CHF pro kW.

Das **technische Ausbaupotential der Pumpspeicherung zwischen einigen nicht allzu weit auseinander liegenden bestehenden Speichern** wurde definiert anhand des Energieinhalts der gespeicherten Wassermenge, welche hin und her geschoben werden kann. Dieser Energieinhalt wurde auf 100 bis 300 GWh geschätzt, was mehreren grossen Pumpspeicherkraftwerken entspricht. Die Investitionskosten betragen zwischen 2'000 und 5'000 CHF pro kW.

Das **technische Ausbaupotential für neue reine Umwälzwerke** an bestehenden Seen (mit je zwischen 200 bis 500 MW installierter Leistung) umfasst in der Regel mehrere Anlagen. Die entsprechenden Investitionskosten erreichen 3'000 bis 4'000 CHF pro kW.

Die in diesem Abschnitt erwähnten Projekte führen zu keiner Erhöhung des technischen Ausbaupotentials der Jahresproduktion. Die entsprechenden Leistungs- und Produktionszahlen können nicht direkt mit denjenigen des Abschnitts 4.5 kombiniert werden.

Die Einflüsse auf die Umwelt betreffen die Bauzeit und einen eventuell erhöhten Schwall bei der Rückgabe des Wassers ins ursprüngliche Gewässer, wenn bauliche Massnahmen (Unterbecken) nur beschränkt die Abflussspitzen dämpfen können. Der Schwallbetrieb schränkt die Lebensbedingungen von Fauna und Flora in Gewässern ein. Die Schwallproblematik ist

zwar bis jetzt gesetzlich nicht geregelt, aber im Falle einer Neukonzessionierung können Auflagen gemacht werden.

4.8 Zusammenstellung und Würdigung

In diesem Kapitel wurde das technische Ausbaupotential der Wasserkraft in der Schweiz ermittelt, d. h. das Ausbaupotential, welches sich aufgrund von technischen und ökologischen Überlegungen ergibt, unabhängig von politischen, umweltpolitischen und finanziellen Überlegungen.

In dieser Studie wurde zwischen drei Arten von technischen Ausbaupotentialen unterschieden:

- Erhöhung der mittleren erwarteten Jahresproduktion;
- Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion durch Speicherung oder Pumpspeicherung bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge;
- Erhöhung der Leistung bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge.

Das technische Ausbaupotential der erwarteten mittleren Jahresproduktion wird auf 7'570 GWh (Abbildung 4.2) veranschlagt. Dieser Wert liegt einiges höher als die Werte früherer Studien, welche im Abschnitt 4.2 zitiert wurden.

Diese Unterschiede sind vor allem auf vier Hauptgründe zurückzuführen:

- Miteinrechnung der in den 30er und 40er Jahren identifizierten Projekte;
- keine zeitliche Begrenzung für die Realisierung dieser Projekte;
- keine Berücksichtigung von Investitionskosten;
- keine Berücksichtigung der politischen Risiken.

Das technische Ausbaupotential für den Winteranteil der Jahresproduktion wurde auf rund 1'000 GWh geschätzt. Dieser Wert kann nicht mit den entsprechenden Werten der vier Ausbauarten der Jahresproduktion kombiniert werden und figuriert somit nicht in Abbildung 4.2.

Schliesslich beträgt das technische Ausbaupotential der Leistung mehrere tausend MW Leistung.

Ausbauarten	Energie GWh / Jahr	davon Winter GWh	Leistung MW	Investitions- kosten Fr/kWh- Jahresproduktion	Einfluss auf Umwelt im Vergleich mit bestehenden KW
Ausrüstungsersatz					
infolge Wirkungsgradverbesserungen & Verfügbarkeit bei fälligem Ersatz	600	250	200	<0.1 bei Lebensende der Maschinen	keiner
infolge leicht grösseren Maschinen bei fälligem Ersatz	150	0	130	<0.3 bei Lebensende der Maschinen	prakt. keiner
Erhöhung der Ausbauwassermenge (==> grössere Maschinen & Umbau Wasserschloss)	220	0	200	<1 bei Lebensende der Maschinen	sehr klein
Flusskraftwerke					
Gefällserhöhungen durch Stauerhöhungen und Ausbaggerungen	200	80	35	0.2 bis 1	meist erhöht
Umbauten / Erweiterungen (nicht realisierte Projekte)					
Niederdruckkraftwerke	540	190	150	1.4 bis 2.2	eher gering
Hochdruckkraftwerke	400	900	230	0.6 bis 3	meist gering
Neubauten (nicht realisierte Projekte)					
Neue Niederdruckkraftwerke	1'900	700	420	1.4 bis 2.2	mittel bis erhöht
Neue Hochdrucklaufkraftwerke	1'200	900	500	1.2 bis 2.5	mittel
Neue Speicherkraftwerke (Hochdruck)	2'360	1'680	1'200	2 bis 5	oft sehr gross
<i>oder alternativ als Hochdrucklaufkraftwerke</i>	<i>1'800</i>	<i>600</i>	<i>500</i>	<i>1.5 bis 3</i>	<i>erhöht</i>
Summe der erfassten Projekte (Neue HD-Anlagen als SKW)	7'570	4'700	3'065		
Summe der erfassten Projekte (Neue HD-Anlagen als LKW)	7'010	3'620	2'365		

Abbildung 4.2: Technisches Ausbaupotential bis 2050

5 ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

5.1 Makroökonomische Rahmenbedingungen

Die laufenden Prognosen sprechen von einer Verbesserung der makroökonomischen Rahmenbedingungen. In der Tat ist das Bruttoinlandprodukt der Schweiz und der meisten europäischen Länder in den letzten Quartalen gewachsen. Die Hoffnung besteht, dass dieses Wachstum in den nächsten Jahren anhalten wird.

Mit der Konjunkturerholung nimmt die Teuerungsrate zu und auch die Finanzierungskosten steigen, wobei diese Kosten immer noch sehr attraktiv sind.

5.2 Angebot und Nachfrage

Die erwartete Entwicklung des Inlandverbrauchs ist in nachfolgender Abbildung dargestellt:

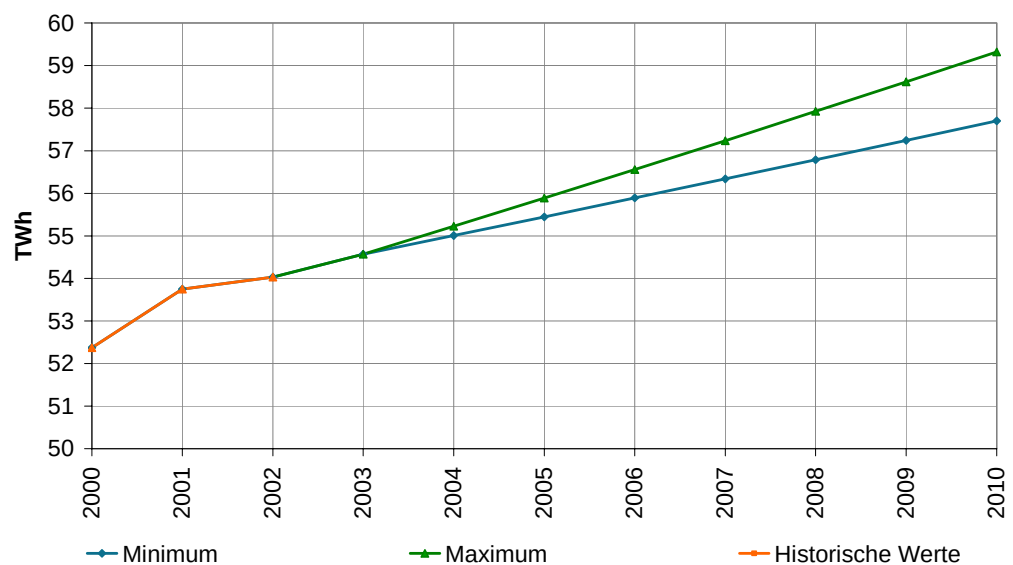


Abbildung 5.1: Erwartete Entwicklung des Inlandverbrauchs

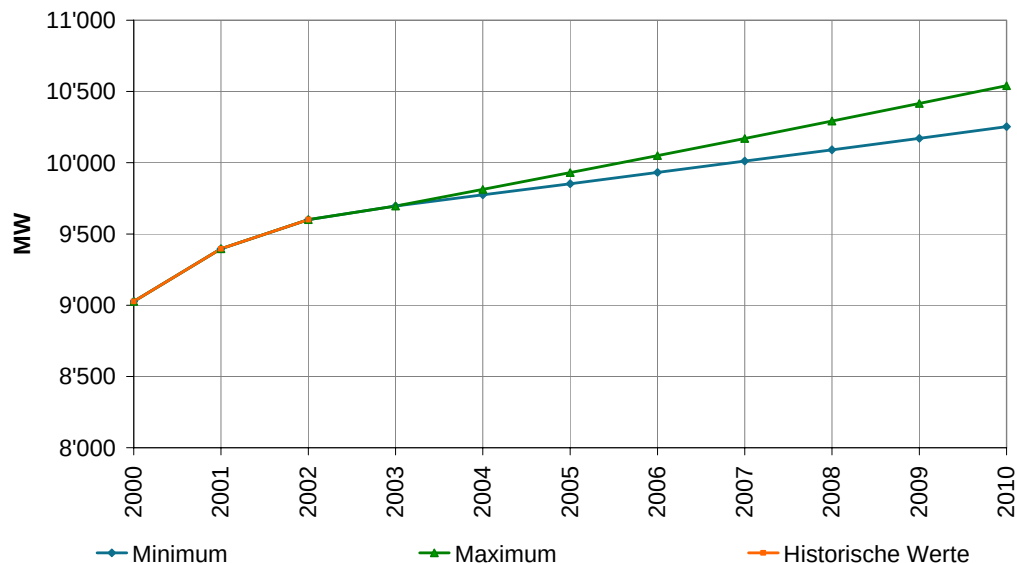


Abbildung 5.2: Erwartete Entwicklung der maximalen Leistung

Neben der Ausserbetriebsetzung von alten Anlagen wurden in den letzten Jahren Massnahmen europaweit getroffen, um die Überkapazität abzubauen. Diese Massnahmen, zusammen mit der erhöhten Nachfrage, führten bereits zu einem besseren Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage.

In der Schweiz müssen in den nächsten Jahren neue elektrische Energiequellen zur Verfügung gestellt werden:

- Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden neue elektrische Energiequellen innerhalb der nächsten 15 Jahre benötigt (10 TWh oder 1'000 bis 1'500 MW bis zum Jahr 2025). In diesen Zahlen ist die Ablösung der älteren Kernkraftwerke berücksichtigt worden;
- Um weiterhin zwischen 4 und 8 TWh über den eigenen, jährlichen Bedürfnissen produzieren und wie bis anhin hochwertige Elektrizität exportieren zu können (Abbildung 5.4), sollten die ersten Anlagen um das Jahr 2007 verfügbar sein. Im Jahr 2025 sollten 3'600 MW zur Verfügung stehen, um ca. 22 TWh erzeugen zu können.

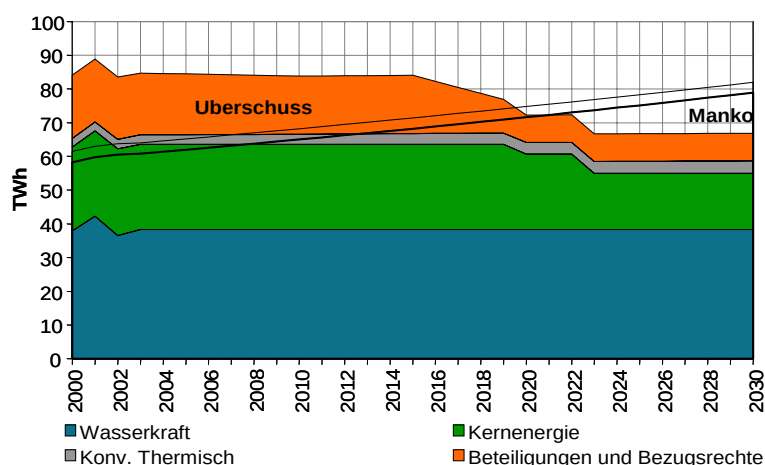


Abbildung 5.3: Bedarf an neuen elektrischen Energiequellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten³⁶

³⁶ Prognos (2001) für das Angebot und 1%/a Nachfragewachstum

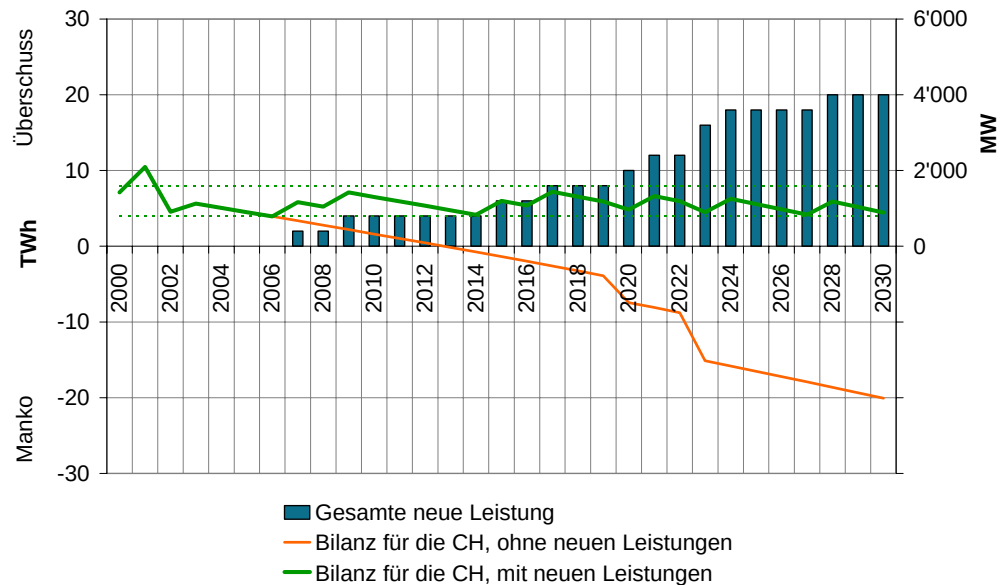


Abbildung 5.4: Bedarf an neuen elektrischen Energiequellen, um die Position im europäischen Elektrizitätsmarkt zu behalten

5.3 Importe und Exporte

Der freie und ungehinderte Stromaustausch innerhalb Europas ist für die gesamte europäische Stromwirtschaft von Vorteil. Dies gilt insbesondere für die schweizerische Wasserkraft, welche die verlangte hochwertige Energie liefern kann.

Es wird erwartet, dass die Exporte nach Italien in den nächsten Jahren weiterhin sehr hoch bleiben werden. Mit der Aufrüstung einer bestehenden Leitung zwischen der Schweiz und Italien (Inbetriebsetzung für das Jahr 2005 geplant), können zusätzlich ca. 10 TWh exportiert werden. Wird die Produktion nicht erhöht, muss die zusätzliche Menge, welche nach Italien exportiert wird, aus den Nachbarländern importiert werden.

Eine Erhöhung des Austausches zwischen Deutschland und der Schweiz ist nicht auszuschliessen. Zurzeit kann dank dem Stromaustausch zwischen beiden Ländern der Wert der beiden Produktionssysteme verbessert werden (Grundlastenergie in Deutschland und Höchstlastenergie in der Schweiz). Die Möglichkeit für die Schweiz, Regenergie nach Deutschland zu liefern, ist ein weiterer Anreiz für diesen Austausch.

5.4 Strommarkliberalisierung

Mit den EU-Richtlinien 1996 (96/92/EC) und 2003 (2003/55/EC) ist der Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes für die benachbarten Länder fixiert.

Nach dem EMG-Nein soll in der Schweiz das StromVG im Jahr 2007 in Kraft treten. Es ist vorgesehen, den Elektrizitätsmarkt in zwei Schritten zu öffnen: 2007 für Verbraucher mit einer Nachfrage von mehr als 100 MWh und 2012 für alle Verbraucher.

Detaillierte Angaben über das StromVG werden im Kapitel 6.1 dieses Berichts gegeben.

5.5 Regelenenergie

Der Bedarf an Regelenenergie in Europa steigt. Die wichtigsten Gründe für diese Entwicklung sind:

- Anstieg der Energienachfrage;
- Anstieg der Produktion von Erneuerbaren Energien (vor allem Wind) in Europa;
- Anstieg der Erzeugung durch Wärmekraftkopplung;
- Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes.

Die Regelenenergie wird zurzeit in der Schweiz weder bewertet noch entschädigt. Ein internationaler Regelenenergiemarkt ist im Aufbau. Eine Beteiligung der Schweiz an diesem Markt würde für die Wasserkraft neue Möglichkeiten eröffnen.

5.6 Strompreise

Im Allgemeinen wird erwartet, dass die Strompreise in Europa steigen werden.

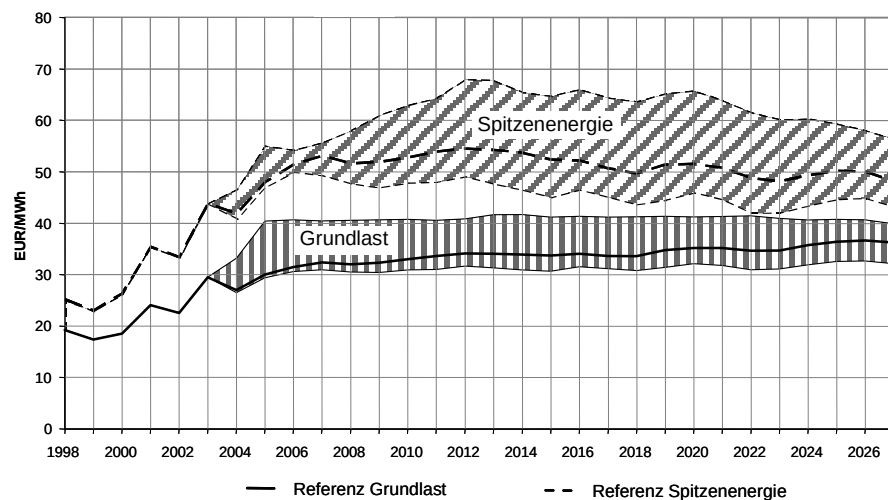


Abbildung 5.5: Erwartete Entwicklungen der Strompreise (eigene Berechnung)

Die für Spitzenenergie und Grundlast angegebenen Preise entsprechen den folgenden drei Szenarien:

- Obere Linie der Bandbreite: Preise für CO₂-Zertifikate 15 EUR/tCO₂;
- Mittellinie: Business As Usual (BAU);
- Untere Linie der Bandbreite: Tiefe Ölpreise.

Im BAU-Szenario erhöht sich der jährliche Durchschnittspreis (Grundlast) bis zum Jahr 2020 auf 35 EUR/MWh. Eine Vergrößerung sowohl des Winter/Sommer-Unterschieds als auch des Unterschieds zwischen den Voll- und Schwachlast-Stunden wird beobachtet.

Aufgrund des CO₂-Emissionshandels wird ein langfristiger Anstieg der Grosshandelselektrizitätspreise zwischen 10% und 20% erwartet.

5.7 Grüne Zertifikate und Ökolabels

Wasserkraftwerke haben Zugriff zu parallelen Märkten für ökologische Produkte, z. B. Grüne Zertifikate-Märkte in Italien, wobei grosse Kraftwerke (z. B. EU-Richtlinie: < 10 MW) meistens davon ausgeschlossen sind.

	Italien Grüne Zertifikate	Österreich KWK- Zertifikate	Dänemark Grüne Zertifikate	UK Emission Trading
Implementiert	ja	ja	ja	ja
Betroffene Energieformen	Erneuerbare für Elektrizität	Wasserkraft	Erneuerbare für Elektrizität	Alle
Wasserkraft	Ja (älter als 1999)	< 10 MW	< 10 MW	
Preisgrenze	60 €/MWh		35 €/MWh	
Deckung	International	National	National (Int.)	
Ziel für erneuerbare Energien	2% Total- energie	8% Lieferung	20% Total- energie	
Zielverpflichtung	Obligatorisch für Erzeuger & Importe	Obligatorisch für Lieferanten	Obligatorisch für Verbraucher	Freiwillig

Abbildung 5.6: Grüne Zertifikate-Märkte in Europa

Besonders interessant ist das Renewable Energy Certificate System (RECS), das im Jahr 1999 aufgrund einer Initiative europäischer Unternehmen eingeführt wurde.

Eine starke Entwicklung dieser Grüne Zertifikate-Märkte wird für die nächsten Jahre erwartet. Eine Teilnahme der Schweiz an diesen Märkten würde die Erträge der Wasserkraft verbessern.

Der Markt für Grün-Labels ist in der Schweiz in voller Entwicklung. Es stellt sich jedoch die Frage, wie hoch der Anteil dieses Marktes am Gesamtmarkt schliesslich sein wird.

5.8 Betriebsgesellschaften

Zurzeit werden verschiedene Massnahmen geplant und umgesetzt, um einerseits die Betriebs- und Unterhaltskosten zu reduzieren und andererseits die Erträge zu erhöhen. Eine dieser Massnahmen ist die Bildung von Betriebsgesellschaften.

Diese Betriebsgesellschaften übernehmen die Verantwortung für die Führung von mehreren Anlagen, welche sich z. B. am gleichen Flusslauf befinden. Dank Zusammenlegung der Ressourcen und gemeinsamem Betrieb der Anlagen können Kosten reduziert und Erträge erhöht werden. Dies führt zu einer Stärkung der Wasserkraft.

5.9 Schlussbemerkungen

Die Ergebnisse der durchgeführten Analysen deuten darauf hin, dass das Einflussfeld Ökonomische Randbedingungen für die Wasserkraft mittelfristig sich positiver als in den 90er Jahren präsentieren wird.

6 REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

6.1 Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)³⁷

Das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) wurde am 22. September 2002 abgelehnt. Das UVEK hat im März 2003 eine Expertenkommission eingesetzt. Diese Kommission hat bis Anfang 2004 die Eckwerte für die neue Elektrizitätswirtschaftsordnung erarbeitet. Der Gesetzesentwurf liegt nun vor und ist anfangs Juli 2004 in die Vernehmlassung geschickt worden.

Im Entwurf des StromVG sind verschiedene Massnahmen vorgesehen, welche auch die Wasserkraft betreffen. Diese flankierenden Massnahmen sollen im Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 verankert werden:

- Der Anteil der inländischen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien am Endverbrauch von Elektrizität ist bis zum Jahr 2030 auf 77 % zu erhöhen (EnG, Art. 7a, Abs. 1);
- Die Erzeugung von Elektrizität aus bestehenden Wasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 1 MW ist bis zum Jahr 2030 mindestens auf dem Stand der Erzeugung im Jahr 2000 zu halten (EnG, Art. 7a, Abs. 2)

Für die Erreichung der Ziele ist folgendes Vorgehen geplant:

- Einsatz von freiwilligen Massnahmen (Phase 1, bis 2012)

Falls die Ziele nicht erreicht werden:

- Einsatz von staatlichen Massnahmen (Phase 2, Überprüfung im 5 Jahres-Rhythmus) Beispiele: Quoten / Zertifikate oder Einspeisevergütung.

Die Versorgungsunternehmen sind hierbei verpflichtet, eine Mindestmenge von Elektrizität, die aus erneuerbarer Energie erzeugt wird, an ihre Kunden abzugeben (EnG, Art. 7b). Die Netzbetreiber sind zudem verpflichtet, die gesamte Elektrizität, die aus Neuanlagen durch die Nutzung von Biomasse oder geothermische Energie gewonnen wird, abzunehmen und in ihr Netz einzuspeisen (EnG, Art. 7c).

Die im EnG schon bisher gewährte Unterstützung der Kleinwasserkraft gemäss Art. 4 bleibt bestehen.

Mit diesen gesetzlichen Vorgaben würde ein stabiler Rahmen für die Wasserkraft geschaffen.

Die StromVG soll im Jahr 2007 in Kraft treten.

6.2 Wasserzinse

Die heute geltenden Ansätze für die Berechnung der Wasserzinse führen zu einem Aufwand, welcher einen signifikanten Anteil der Produktionskosten der Wasserkraft darstellt. Als gegen Ende der 90er Jahre die Strommarktpreise sehr niedrig waren, gab es einen starken Druck, um die Höhe dieser Wasserzinse zu reduzieren. Inzwischen sind die Strommarktpreise wieder gestiegen und der Druck hat nachgelassen.

³⁷ StromVG, 2004

Im Jahr 2004 ist eine Studie publiziert worden, welche zum Ziel hatte, Möglichkeiten aufzuzeigen, wie der Preis für die Nutzung der Wasserkraft in der Schweiz aufgrund ökonomischer Überlegungen festgelegt werden könnte.³⁸ Ein System der Wasserzinsberechnung auf der Grundlage der Ressourcenrente wird in dieser Studie vorgeschlagen.

Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass in den nächsten Jahren auf diesem Gebiet grosse Änderungen eintreten werden.

6.3 Umweltauflagen

Die Umweltverträglichkeitsprüfung bleibt ein fester Bestandteil des Bewilligungsverfahrens für die Erteilung der Konzession. Die in den vergangenen Jahren gemachten Erfahrungen haben dazu geführt, so etwas wie ein Standard-Verfahren zu entwickeln, welches es in den meisten Fällen erlaubt, die Kosten unter Kontrolle zu halten.

Die Elektrowatt-Studie über die Strom-Minderproduktion aufgrund der Sicherung angemessener Restwassermengen³⁹ kam zu folgenden Verminderungen der Energieproduktion (in GWh):

Jahr	2020	2050	2070
Artikel 31	400	1'500	1'900
Artikel 33	500-1'000	2'200-4'200	2'630-5'040
Total	900-1'400	2'630-5'040	4'530-6'940

Tabelle 6.1: Strom-Minderproduktion wegen Sicherung angemessener Restwassermengen gemäss Elektrowatt-Studie

Die Strom-Minderproduktion, welche durch Artikel 31 verursacht wird, konnte relativ genau ermittelt werden. Für Artikel 33 trifft das Gegenteil zu, darum die grosse Bandbreite.

Die in verschiedenen Studien ermittelte Strom-Minderproduktion (Art. 31 und 33) für das Jahr 2025 ist in nachfolgender Tabelle⁴⁰ zusammengefasst (in GWh):

Quelle	SWV ⁴¹	KOWA	BWG
Einbussen	960	400	800

Tabelle 6.2: Strom-Minderproduktion zwecks Sicherung angemessener Restwassermengen gemäss verschiedenen Studien

Zwischen 1992 - dem Jahr des Inkrafttretens des Gewässerschutzgesetzes - und 2002 wurden 56 Konzessionen an Wasserkraftwerke erteilt. Aus den dabei gewonnenen Erkenntnissen geht hervor, dass in zahlreichen Fällen die Kantone die Mindestrestwassermengen im Rahmen der Interessenabwägung nicht erhöhen konnten, da die wirtschaftlichen Interessen offenbar stärker gewichtet wurden als die ökologischen.

Der Bundesrat gab - aufgrund der eben festgestellten Tatsachen - in seiner Antwort auf die Motion Speck vom 20. März 2003 an, dass bis 2070 die Auswirkungen der Bestimmung über die Restwassermengen auf die Stromproduktion 2'000 GWh pro Jahr kaum übersteigen dürften.

³⁸ Banfi & all, 2004

³⁹ Elektrowatt: Studie Restwassermengen, 1987

⁴⁰ Quelle für BWG und KOWA: Econcept & Consentec, 2004

⁴¹ SWV, 1987

6.4 Abgaben und Förderungsmassnahmen

Mehrere Initiativen mit direkter oder indirekter Wirkung auf die Wasserkraft, wie z. B. Förderabgaben für Erneuerbare Energien, Energielenkungsabgaben, usw. wurden in den vergangenen Jahren eingereicht. Alle diese Initiativen wurden vom Volk abgelehnt.

Im Entwurf des StromVG sind verschiedene Förderungsmassnahmen, wie Abgabepflicht von Mindestmengen an Erneuerbaren Energien und Annahmepflicht von Strom aus erneuerten Kraftwerken (siehe Kapitel 6.1), vorgesehen.

6.5 CO₂-Gesetz und EU-Emissionshandel

Der CO₂-Emissionshandel soll in der EU am 1. Januar 2005 beginnen. Man rechnet mit Zertifikatspreisen zwischen 5 und 20 EUR/tCO₂. Dadurch könnten sich die Grosshandelselektrizitätspreise langfristig um 10% bis 20% verteuern.

In der Schweiz soll das Ziel des CO₂-Gesetzes in erster Linie mit freiwilligen Massnahmen erreicht werden. Genügen aber diese Massnahmen nicht, kann eine Lenkungsabgabe eingeführt werden. Ob und wann die CO₂-Abgabe in der Schweiz eingeführt wird, ist noch offen. Die Höhe einer eventuellen Abgabe ist weiterhin unbekannt (Maximum 210 CHF/tCO₂).

Diese Massnahmen führen zu einer Verteuerung der thermischen Energie und erhöhen somit die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft.

6.6 Versorgungssicherheit

Mit dem Stromausfall in Italien im September 2003 hat das Problem der Versorgungssicherheit wieder an Wichtigkeit gewonnen. Wie schon erwähnt ist heute der Blickwinkel weiter gefasst als früher. Massgebend sind nicht nur die Erzeugungsmöglichkeiten in der Schweiz, sondern auch die Situation in angrenzenden Ländern und bei den Übertragungsnetzen.

Im Entwurf des StromVG ist ein ganzes Kapitel der Versorgungssicherheit gewidmet. Bei Gefährdung der Versorgung kann der Bundesrat Massnahmen treffen zur (StromVG Art. 9):

- Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung;
- Beschaffung von Elektrizität, insbesondere über langfristige Bezugsverträge und den Ausbau der Erzeugungskapazitäten;
- Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen.

6.7 Unabhängigkeit

Die Schweiz ist eine wichtige „Stromdrehzscheibe“ in der südwestlichen Zone des europäischen Verbundnetzes UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Mit dieser Rolle ist die Schweiz stark in der europäischen Stromwirtschaft eingebunden, was Grenzen in Bezug auf Unabhängigkeitsgedanken der Schweiz auf diesem Gebiet setzt.

Der Bundesrat will die Position der Schweizer Stromwirtschaft sichern. Zu diesem Zweck sind folgende Massnahmen vorgesehen: „... Schaffung eines unabhängigen Betreibers des Übertragungsnetzes, die Einsetzung einer Elektrizitätskommission als Regulierungsbehörde sowie Bestimmungen über den Zugang zum Übertragungsnetz, zur Handhabung von Netzengpässen sowie zu weiteren technischen und kommerziellen Regeln für eine hohe Versorgungssicherheit.“⁴²

⁴² UVEK: Medienmitteilung, 2004

Die Gestaltung all dieser Massnahmen muss die in der EU geltenden entsprechenden Bestimmungen berücksichtigen.

6.8 Schlussbemerkungen

Zurzeit werden verschiedene Massnahmen umgesetzt, diskutiert oder geplant, welche der Entwicklung der Wasserkraft förderlich sein werden. Auch wenn nicht alle Massnahmen realisiert werden, wird für die Wasserkraft ein positiver Einfluss bleiben.

Somit ist zu erwarten, dass sich auch bei den regulatorischen Rahmenbedingungen die Grundstimmung zu Gunsten der Wasserkraft mittelfristig positiv entwickeln wird.

7 AUSBAUPOTENTIAL

7.1 Vorgehen

Das technische Ausbaupotential wurde in Kapitel 4 ermittelt. In den darauf folgenden Kapiteln 5 und 6 wurden die mutmasslichen zukünftigen Entwicklungen der ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen anhand von definierten Treibern skizziert. Im vorliegenden Kapitel geht es nun um die Erarbeitung von Prognosen für das Ausbaupotential der Wasserkraft unter Berücksichtigung von verschiedenen möglichen Szenarien.

Zu diesem Zweck werden die identifizierten Treiber der vier Einflussfelder Standorte, technologische Entwicklungen, ökonomische Rahmenbedingungen und regulatorische Rahmenbedingungen untersucht und deren erwartete Entwicklung festgehalten. Anhand einer Bewertung wird einerseits der Einfluss der Treiber auf das Ausbaupotential geschätzt, und andererseits wird die Relevanz der Treiber in Bezug auf die verschiedenen Ausbaupotentialarten geprüft. Die gesamte Treiberanalyse wird in Kapitel 7.4 behandelt.

Ferner werden die Szenarien definiert, die sich durch eine bestimmte Entwicklung der Treiber charakterisieren lassen. Schliesslich können so für jedes Szenario die erwarteten Ausbaupotentiale abgeschätzt werden. Die Definition der Szenarien wird in Kapitel 7.5 erörtert.

In Kapitel 8 wird das heute vorhandene Potential mit dem Ausbaupotential addiert und als Gesamtpotential der Wasserkraft besprochen.

In diesem Bericht bedeutet der Begriff „Ausbaupotential“ die Menge an erwarteter zusätzlicher Energie (Leistung sowie Jahres-, Winter- und Sommerenergie) aus Wasserkraft, welche in einem bestimmten Jahr zur Verfügung stehen wird, unter der Annahme, dass ein bestimmtes Szenario eintritt.

Das im vorliegenden Bericht angewendete Verfahren ist zwar nicht wissenschaftlicher Natur, dafür pragmatischer und qualitativer Natur. Es soll einerseits die groben Zusammenhänge zwischen Umfeld und Ausbaupotential und andererseits die Grössenordnung der Wirkungen von gewählten Massnahmen aufzeigen.

7.2 Abgrenzungen

Die Szenarioplanung und -analyse bedingt, dass zwischen einer definierten oberen und unteren Grenze die Werte rechnerisch ermittelt werden. Dabei ist die obere Grenze durch das technische Ausbaupotential der Jahresproduktion von 7'570 GWh gegeben. Die untere Grenze kann mit den notwendigen Ausrüstungsersatzmassnahmen, die in Kapitel 4 beschrieben sind, charakterisiert werden. Die Ausbauart „Erhöhung der Ausbauwassermenge“ wird dabei nicht in Rechnung gestellt, da es sich hierbei um eine Ausbaumassnahme handelt, die – im Gegensatz zu den notwendigen Ausrüstungsersatzmassnahmen – von den Umfeldentwicklungen abhängt. Die Daten präsentieren sich demnach wie folgt:

	Maximales Ausbaupotential	Minimales Ausbaupotential
Leistung	3065 MW	330 MW
Jahresproduktion	7570 GWh	750 GWh
Winterproduktion	4700 GWh	250 GWh

Entscheidend für die weiteren Betrachtungen ist der Kostenverlauf der jeweiligen Ausbaumöglichkeiten. In der nachstehenden Graphik wird der Zusammenhang zwischen Investitionskosten und Ausbaupotential anhand einer „Order of Merit“-Kurve ersichtlich.

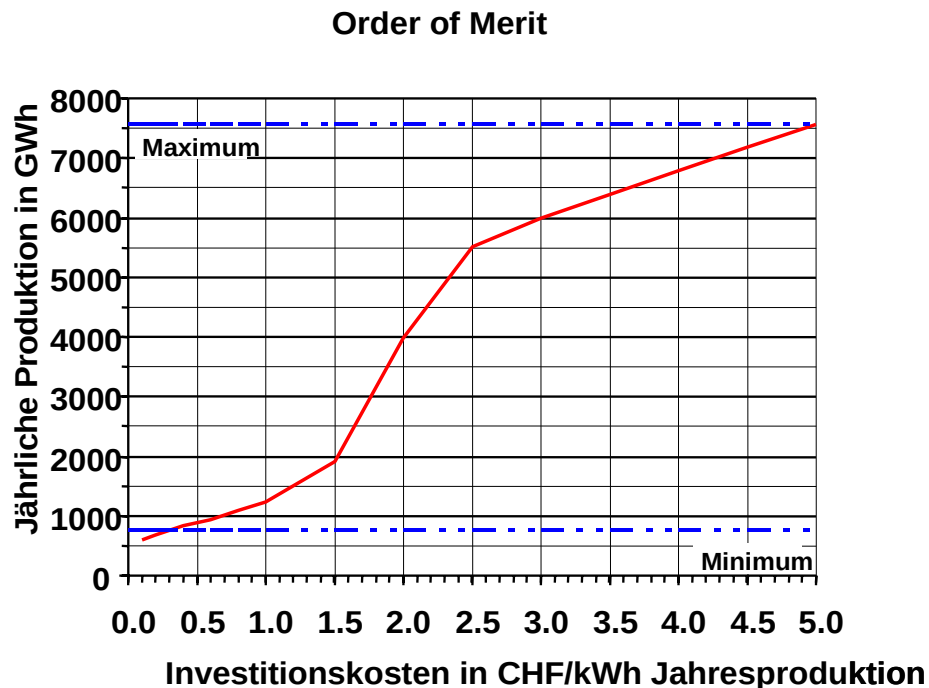


Abbildung 7.1: Entwicklung der Investitionskosten mit zunehmendem Ausbaupotential (Order of Merit)

Die zeitliche Entwicklung des Ausbaupotentials wird im nachfolgenden Abschnitt behandelt.

7.3 Zeitliche Entwicklung

In den letzten 15 Jahren wurde zurückhaltend und mit ein paar Ausnahmen relativ wenig in die Wasserkraft investiert. Die für die Wasserkraft relevanten Bedingungen haben sich nun dank höheren Strompreisen, tieferen Reservekapazitäten und notwendig gewordenen Ersatzinvestitionen leicht verbessert. Die Zunahme der Realisierung des Ausbaupotentials wird über die Jahre durch verschiedene Faktoren, wie z. B. die erforderliche Zeit für Vorbereitung, Genehmigung und Ausführung der Projekte, bestimmt. Für die Periode 2010 bis 2015 wurde der Ausbaurhythmus der letzten Jahre übernommen und der Situation entsprechend für die nachfolgenden Jahre progressiv erhöht.

Hingegen wurde der Ersatz von Ausrüstung in den letzten Jahren zwar verlangsamt, aber nicht gestoppt. Der Verlauf wird auch in Zukunft durch den Zustand der Anlagen oder den Ablauf der entsprechenden Konzessionen bestimmt. In dieser Studie wurde angenommen, dass die Durchführung von solchen Projekten ohne Unterbruch, d. h. ab 2005, weitergeführt wird.

Unter diesen Annahmen kann die zeitliche Entwicklung der maximalen und minimalen Ausbaupotentialrealisierung der Jahresproduktion wie folgt angegeben werden:

Jahr		2005	2010	2020	2035	2050
Verlauf des minimalen Ausbaupotentials	Leistung in MW	41	83	165	289	330
	Jahresproduktion in GWh	94	188	375	656	750
	Winterproduktion in GWh	31	63	125	219	250
Verlauf des maximalen Ausbaupotentials	Leistung in MW	70	173	880	2'995	3'065
	Jahresproduktion in GWh	147	371	2'112	7'424	7'570
	Winterproduktion in GWh	41	174	1'257	4'659	4'700

Tabelle 7.1: Entwicklung der minimalen und maximalen Ausbaupotentiale

Nachfolgende Abbildung stellt die Entwicklung des Ausbaupotentials über die Jahre für die untere und obere Begrenzung graphisch dar. In diesem Kapitel wird die Produktionsminderung durch die gesetzlich vorgeschriebenen Restwassermengen eingeschlossen. Das Ausbaupotential – im Gegensatz zum Gesamtpotential – ist gleichzeitig auch das Nettoausbaupotential, da alle zukünftigen Ausbauten die gesetzlichen Bestimmungen betreffend den Restwassermengen erfüllen müssen.

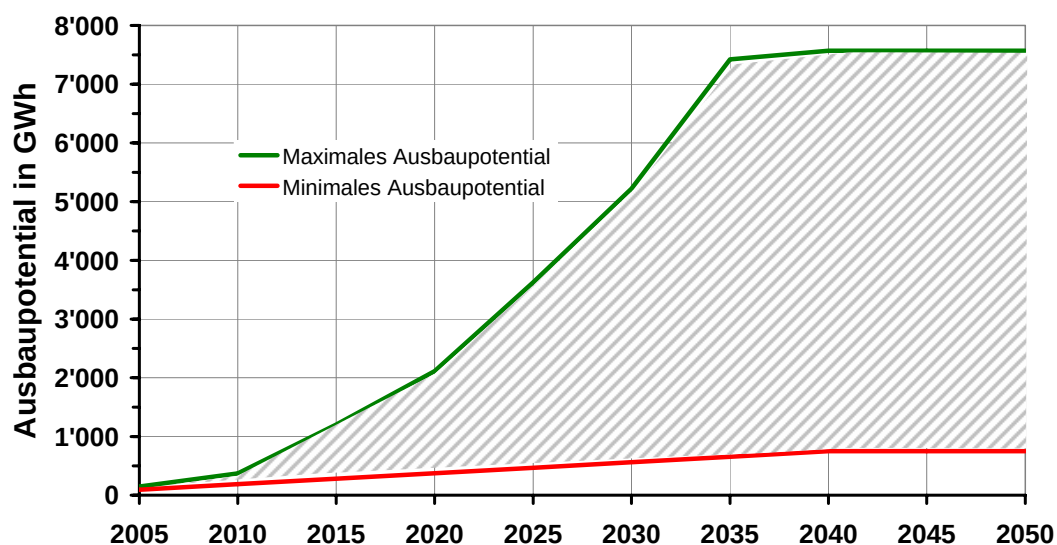


Abbildung 7.2: Maximales und minimales Ausbaupotential der Jahresproduktion

7.4 Treiberanalyse

In Kapitel 3.1 wurden vier Einflussfelder definiert, um die Wechselwirkungen zwischen der Entwicklung der Wasserkraft und ihrem Umfeld zu ermitteln. Die Einteilung in vier Hauptkategorien wurde vorgenommen, um die durchzuführende Analyse zu strukturieren und somit zu vereinfachen. Dieses Vorgehen führte zur Identifikation von 20 Treibern:

- Standorte
- Baukosten
- Elektromechanische Kosten
- Betriebskosten
- Technologie
- Zinsen
- Elektrizitätspreise
- Regelenergie
- Angebot/Nachfrage
- Exporte/Importe
- Liberalisierung
- Förderbeiträge
- Wasserzinse
- Restwassermenge
- CO₂-Abgaben
- Emissionshandel (CO₂-Handel)
- Grüne Zertifikate
- Versorgungssicherheit
- Unabhängigkeit
- Betreibermodell.

Sicherlich hätte man noch weitere Treiber identifizieren können, aber im Hinblick auf das pragmatische Vorgehen und die Abschätzungen des Ausbaupotentials wird die Beschränkung auf 20 Treiber als sinnvoll erachtet.

Diese Treiber werden stufenweise wie folgt analysiert:

In einer ersten Phase werden die Treiber in eine Matrix eingetragen und pro Quadrant gewichtet. In einer zweiten Phase werden die Treiber je nach Ausbauart untereinander stärker oder schwächer gewichtet, um der Treiberrelevanz aufgrund der gewählten Ausbauart Rechnung zu tragen. In der dritten und letzten Phase schliesslich wird die Entwicklung der Treiber pro gewähltes Szenario definiert, die aber in Kapitel 7.5 zu finden ist.

7.4.1 Treibermatrix

Im vorliegenden Abschnitt geht es nun um die Herleitung von Beziehungen zwischen den identifizierten Treibern und dem Ausbaupotential der Wasserkraft. Dabei spielt die Zugehörigkeit einzelner Treiber zu einem bestimmten Einflussfeld eine untergeordnete Rolle. Dafür treten zwei andere Merkmale in den Vordergrund, nämlich der Grad des Einflusses eines bestimmten Treibers auf den Ausbau der Wasserkraft und die Möglichkeit der Steuerung dieses Treibers.

Bei der Formulierung einer Strategie zur Erhaltung bzw. zur Förderung der Wasserkraft sollen aus Effizienzgründen vor allem die Treiber beeinflusst werden, welche tatsächlich eine grosse Wirkung auf die Erreichung des gesetzten Ziels haben. Dieses Vorgehen setzt natürlich voraus, dass das Gremium, das für die Umsetzung der Strategie zuständig ist, auch in der Lage ist, die entsprechenden Treiber zu beeinflussen. In Übereinstimmung mit dem allgemeinen Ziel dieser Studie kommen als Steuerungsgremium der Bund oder allenfalls die Kantone in Frage.

Zu diesem Zweck wurde eine zweidimensionale Matrix definiert. Die horizontale Achse dieser Matrix stellt den Grad der Steuerungsmöglichkeit des relevanten Treibers dar und die vertikale Achse den Grad des Einflusses des relevanten Treibers auf das Ausbaupotential der Wasserkraft.

Nachfolgende Abbildung 7.3 veranschaulicht die Matrix, die aufgrund der eben skizzierten Prinzipien entwickelt worden ist.

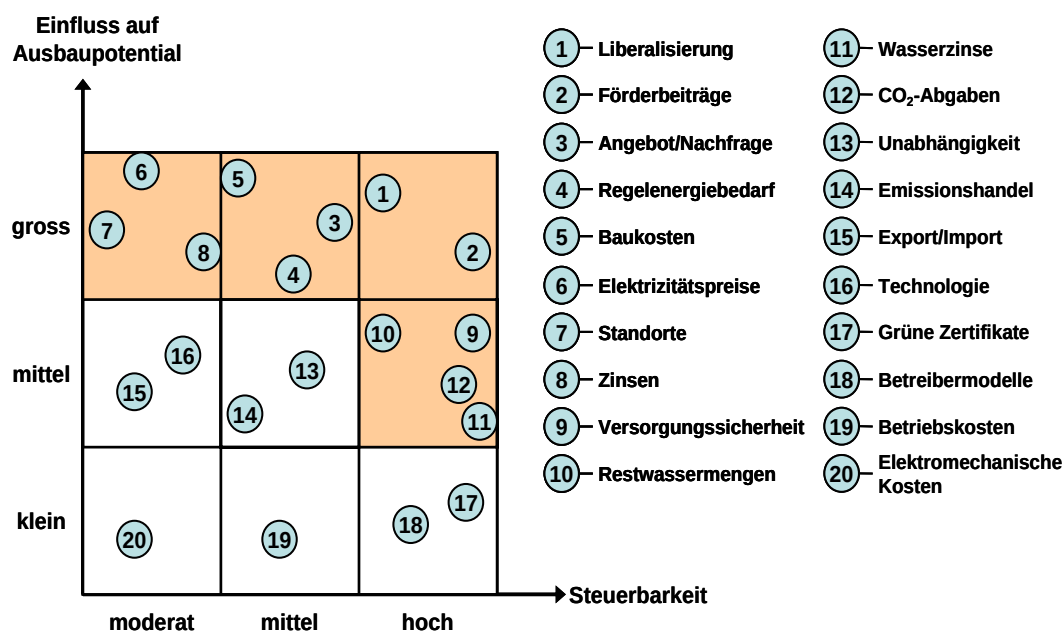


Abbildung 7.3: Treibermatrix

Rot unterlegt findet man die dominanten Treiber 1 bis 12, die einen besonders grossen Einfluss ausüben, von denen vor allem die Liberalisierung und die Fördermassnahmen ins Auge stechen. Die neun Quadranten wurden separat pro Achsenausrichtung bewertet. Einerseits wurden alle Quadranten mit einem grossen Einfluss auf das Ausbaupotential mit drei Punkten bewertet und analog dazu erfolgte eine Bewertung von zwei Punkten bei mittlerem Einfluss resp. einem Punkt bei kleinem Einfluss. Andererseits wurde eine Punktezunahme von 50% bei hoher Steuerbarkeit resp. 25% bei mittlerer und 0% bei moderater Steuerbarkeit definiert. Dieses Vorgehen führte zu einer ersten Bewertung der Treiber mit folgendem Resultat:

- **8.1 %** für die Treiber Förderbeiträge und Liberalisierung mit hohem Einfluss und hoher Steuerungsmöglichkeit
- **6.8 %** für die Treiber Angebot/Nachfrage, Regelenenergiebedarf und Baukosten mit hohem Einfluss und mittlerer Steuerungsmöglichkeit
- **5.4 %** für die Treiber Standorte, Elektrizitätspreise, Zinsen mit hohem Einfluss und moderater Steuerbarkeit
- **5.4 %** für die Treiber CO₂-Abgabe, Versorgungssicherheit, Wasserzinse und Restwassermenge mit mittlerem Einfluss und hoher Steuerbarkeit
- **4.5 %** für die Treiber Emissionshandel (CO₂-Handel) und Unabhängigkeit mit mittlerem Einfluss und mittlerer Steuerbarkeit
- **3.6 %** für die Treiber Export/Import und Technologie mit mittlerem Einfluss und moderater Steuerbarkeit
- **2.7 %** für die Treiber Grüne Zertifikate (und Ökoprodukte) und Betreibermodelle mit moderatem Einfluss und hoher Steuerbarkeit
- **2.2 %** für den Treiber Betriebskosten mit moderatem Einfluss und mittlerer Steuerbarkeit
- **1.8 %** für den Treiber elektromechanische Kosten mit moderatem Einfluss und moderater Steuerbarkeit.

7.4.2 Relevanz der Treiber auf verschiedene Ausbauarten

In einem zweiten Schritt wurde innerhalb der Quadranten eine Anpassung vorgenommen, welche den verschiedenen Ausbauarten Rechnung trägt. Die Gewichtung der verschiedenen Treiber wurde zwischen 0 und 1.0 wie folgt variiert:

0	keinen Einfluss
0.2	kleinen Einfluss
0.4	kleiner bis mittlerer Einfluss
0.6	mittleren Einfluss
0.8	mittlerer bis grosser Einfluss
1.0	grosser Einfluss.

Diese Bewertung ist nachfolgend tabellarisch dargestellt:

Treiber	Ausrüstungs- ersatz	Gefällser- höhungen	Umbauten/ Erweiterun- gen	Neubauten
Liberalisierung	0.5	0.5	0.6	0.8
Förderbeiträge	0.3	0.4	0.5	0.7
Angebot/Nachfrage	0.7	0.9	1.0	0.6
Regelenergiebedarf	0.1	0.2	0.4	0.8
Baukosten	0.2	0.8	0.7	1.0
Elektrizitätspreise	0.2	0.6	0.8	1.0
Standorte	0.2	0.6	0.4	1.0
Zinsen	0.3	0.4	0.7	1.0
Versorgungssicherheit	0.8	0.8	0.8	0.8
Restwassermengen	0.8	0.9	1.0	0.9
Wasserzinse	0.8	0.8	0.7	0.6
CO ₂ -Abgaben	0.7	0.7	0.7	0.7
Unabhängigkeit	0.7	0.7	0.8	0.9
Emissionshandel	0.7	0.7	0.7	0.7
Export/Import	0.5	0.5	0.6	0.7
Technologie	0.7	0.6	0.4	0.2
Grüne Zertifikate	0.9	0.9	0.7	0.5
Betreibermodelle	0.4	0.4	0.6	0.8
Betriebskosten	0.3	0.5	0.6	0.9
Elektromechanische Kos- ten	1.0	0.8	0.6	0.2

Tabelle 7.2: Gewichtung der Treiber pro Ausbauart

Die Verknüpfung der Quadranteneinflüsse mit der Gewichtung der Treiber und die anschließende Normalisierung führten zu einer endgültigen Gewichtung der Treiber. Die so gewichteten Treiber beinhalten sowohl den Einfluss auf die jeweiligen Ausbauarten als auch jenen auf das Ausbaupotential und deren Steuerbarkeit.

Treiber	Ausrüstungs- ersatz	Gefällser- höhungen	Umbauten/ Erweiterun- gen	Neubauten
Liberalisierung	11.7 %	9.7 %	10.8 %	12.3 %
Förderbeiträge	7.0 %	7.7 %	9.0 %	10.8 %
Angebot/Nachfrage	7.9 %	8.4 %	8.7 %	4.5 %
Regelenergiebedarf	1.1 %	1.9 %	3.5 %	6.0 %
Baukosten	2.3 %	7.5 %	6.1 %	7.4 %
Elektrizitätspreise	1.9 %	4.6 %	5.7 %	6.1 %
Standorte	1.9 %	4.6 %	2.9 %	6.1 %
Zinsen	2.8 %	3.1 %	5.0 %	6.1 %
Versorgungssicherheit	4.3 %	3.5 %	3.3 %	2.8 %
Restwassermengen	4.3 %	4.0 %	4.1 %	3.2 %
Wasserzinse	4.3 %	3.5 %	2.9 %	2.1 %
CO ₂ -Abgaben	3.8 %	3.1 %	2.9 %	2.5 %
Unabhängigkeit	6.6 %	5.5 %	5.8 %	5.6 %
Emissionshandel	6.6 %	5.5 %	5.1 %	4.4 %
Export/Import	5.3 %	4.4 %	4.9 %	4.9 %
Technologie	7.5 %	5.3 %	3.3 %	1.4 %
Grüne Zertifikate	5.8 %	4.8 %	3.5 %	2.1 %
Betreibermodelle	2.6 %	2.1 %	3.0 %	3.4 %
Betriebskosten	3.7 %	5.0 %	5.6 %	7.2 %
Elektromechanische Kos- ten	8.6 %	5.7 %	4.0 %	1.1 %

Tabelle 7.3: Definitive prozentuale Gewichtung der Treiber

Die oben abgebildete Tabelle gibt die prozentuale Verteilung der Treibergewichtung pro Ausbauart wieder. Die grün unterlegten Treiber haben in der jeweiligen Ausbauart einen besonders grossen Einfluss, sind jedoch nur vertikal vergleichbar. Auffallend ist die starke Gewichtung der vier Treiber Liberalisierung, Förderbeiträge, Angebot/Nachfrage und Baukosten. Dies deutet darauf hin, dass die Wasserkraft in Zukunft auf günstige Rahmenbedingungen angewiesen ist, will sie ihre dominante Stellung in der Stromproduktion beibehalten.

7.5 Szenarien

Um das mutmassliche zukünftige Umfeld in die Berechnung des Ausbaupotentials einschliessen zu können, werden verschiedene Szenarien benötigt. Als sinnvoll haben sich folgende Szenarien herausgestellt:

Referenzfall:	Die heute beobachtbaren Tendenzen werden sich wie angekündigt entwickeln. Man kann daher von „Business as usual“ sprechen
Negative Entwicklung:	Die heute beobachtbaren Tendenzen bewahrheiten (hemmende Bedingungen) sich nicht, die meisten Treiber entwickeln sich daher in eine für die Wasserkraft negative Richtung; die hemmen den Faktoren überwiegen.
Positive Entwicklung:	Die heute beobachtbaren Tendenzen entwickeln sich (fördernde Bedingungen) besser als erwartet und die meisten Treiber haben einen durchwegs positiven Einfluss auf die Wasserkraft.

In den nachfolgenden Abschnitten wird auf die verschiedenen Szenarien eingegangen und die Treiberentwicklung aufgezeigt. Die Szenarien bewegen sich in jedem Fall zwischen dem maximalen und minimalen Ausbaupotential und sollen eine Bandbreite der zukünftigen Entwicklung angeben.

7.5.1 Maximales Ausbaupotential

Dieses Szenario kann nur dann auftreten, wenn ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen eine untergeordnete Rolle spielen. Insbesondere sind die Kostenaspekte (Investitionen) weitgehend ausser Acht gelassen, da es sich definitionsgemäss um das technische Ausbaupotential handelt. Alle Treiber weisen demnach eine durchwegs positive Entwicklung auf, welche aber durch gewisse Rahmenbedingungen gemindert werden:

Leicht positive Tendenzen:

- Förderbeiträge werden erhöht und führen zu einer besseren Entwicklung;
- Baukosten und Zinsen nehmen leicht ab und verbessern das Investitionsumfeld;
- Die Standorte sind attraktiver, da die Rahmenbedingungen vor allem in ökologischer Hinsicht nicht ins Gewicht fallen;
- Die Restwassermengen werden herabgesetzt und tragen zu einer vermehrten Realisierung von Ausbauprojekten bei;
- Die Technologie entwickelt sich dank verbesserten Absatzchancen besser als erwartet und bewirkt durch Neuerungen Effizienzsteigerungen terminlicher und preislicher Art;
- Die Kosten für den Betrieb und für die elektromechanische Ausrüstung können gesenkt werden, so dass sich bessere Rentabilitäten einstellen.

7.5.2 Positive Entwicklung

Die meisten Treiber entwickeln sich leicht positiv oder bleiben stabil. Dieses Szenario zeichnet sich durch folgende Tendenzen aus:

Leicht positive Tendenzen:

- Die Liberalisierung erhöht die Unternehmenseffizienz und vergrössert sowohl die Handelstätigkeit sowie auch die Gewinnmargen;
- Das Angebot nähert sich weiter der Nachfrage;
- Der Bedarf an Regelenergie nimmt stetig zu, sodass die Schweiz mit ihren Speichermöglichkeiten zusätzliche Chancen wahrnehmen kann;

- Die Elektrizitätspreise steigen an und verbessern die Produktionsmargen;
- Die Versorgungssicherheit wird vermehrt thematisiert und die Abgeltung für Reserveenergie nimmt zu;
- Die Restwassermengen werden leicht herabgesetzt, um eine verbesserte Produktionsentwicklung zu gewährleisten;
- Die Wasserzinse und Steuern werden harmonisiert und leicht gesenkt. Die Belastung der Produktionsbetriebe wird so spürbar herabgesetzt;
- CO₂-Abgaben werden erhoben, sodass die Kyoto-Ziele erreichbar werden, und dadurch gewinnt die Wasserkraft an Attraktivität;
- Der Emissionshandel entwickelt sich wie vorgesehen positiv;
- Grüne Zertifikate und Ökoprodukte werden vermehrt nachgefragt und verhelfen der Wasserkraft zu verbesserten Absatzbedingungen;
- Die Partnerwerkstruktur wird schrittweise aufgebrochen und verhilft den Energieversorgungsunternehmen zu neuen Chancen. Die Anzahl Energieunternehmen nähern sich dem europäischen Niveau;
- Die Kosten der elektromechanischen Ausrüstungen können durch verbesserte Einkaufsstrukturen gesenkt werden.

Stabile Entwicklungstendenzen:

- Die Förderbeiträge verharren auf einem bescheidenen Niveau;
- Die Baukosten und Zinsen erhöhen sich in der Folge nur unwesentlich;
- Die Standorte können weitgehend genutzt werden, ohne dass sich grosse Schwierigkeiten oder Verzögerungen durch Einsparungen und Auflagen ergeben;
- Die Stromunabhängigkeit wird zwar diskutiert, aber nur durch verbesserte Nutzung des Schweizer Energiepotentials unterstützt;
- Importe und Exporte verbleiben auf einem ähnlichen Niveau der letzten Jahre;
- Die Technologie entwickelt sich wie die Betriebskosten auch im vorgesehenen Rahmen.

7.5.3 Referenzfall

Dieses Szenario geht davon aus, dass sich nichts Grundlegendes verändern wird und die heute beobachtbaren Tendenzen sich bewahrheiten werden. Konkret bedeutet dies:

Leicht negative Tendenzen:

- Durch die allorts angespannte Finanzlage werden keine Lenkungs- und Förderabgaben eingeführt;
- Die Baukosten im Tiefbau sind momentan eher tief, sodass zukünftig von einer leicht steigenden Tendenz ausgegangen werden kann;
- Die Standorte sind nahezu ausgeschöpft. Die wenigen verbliebenen Standorte sind nur unter finanziellen Anstrengungen zu entwickeln;
- Die Zinsen sind momentan tief, eine Erholung wird erwartet;
- Die Stromunabhängigkeit ist zwar ein Thema, erhält aber kein besonderes Gewicht;
- Die Schweiz exportiert im Jahresdurchschnitt mehr, als sie importiert. In der Zukunft schwächt sich diese Tendenz ab;
- Die Kraftwerkstechnologie ist eine reife Technologie, sodass sie hinter den Entwicklungen anderer Technologien zurückbleiben wird.

Neutrale Tendenzen:

- Alle übrigen Treiberentwicklungen verhalten sich mehr oder weniger stabil, sodass keine Verbesserungen oder Verschlechterungen der mutmasslichen zukünftigen Entwicklung zu erwarten sind.

Bei den für den Referenzfall angegebenen Tendenzen ist zu beachten, dass diese sich auf das heutige Umfeld der Wasserkraft beziehen.

Die heutige Situation sieht - wie in den Kapiteln 5 und 6 dargelegt - für die Wasserkraft besser aus als in den 90er Jahren angenommen. Es darf daher davon ausgegangen werden, dass bei den meisten Treibern die heutige, für die Wasserkraft eher günstige Situation, erhalten bleibt. Nur bei einer kleinen Anzahl von Treibern wird erwartet, dass eine leichte Verschlechterung eintreten wird.

7.5.4 Negative Entwicklung

In diesem Szenario entwickelt sich die Mehrheit der Treiber leicht negativ, einige sogar vermehrt negativ. Dieses Szenario kann wie folgt zusammengefasst werden:

Stabile Tendenz:

- Der Bedarf an Regelenergie entwickelt sich nur leicht unter den heutigen Erwartungen

Leicht negative Tendenz:

- Die Strommarktliberalisierung kann nicht wie geplant durchgeführt werden. Es ist mit Verzögerungen und Verschlechterungen der europäischen Rahmenbedingungen zu rechnen;
- Die Stromreserven können nicht mehr weiter abgebaut werden, die Lücke zwischen Angebot und Nachfrage bleibt auf dem heutigen Niveau bestehen;
- Die Elektrizitätspreise stagnieren und erlauben keine Margenverbesserungen;
- Die Standorte können durch ökologische Forderungen und höhere Investitionskosten nicht wie geplant genutzt werden;
- Die Versorgungssicherheit wird wieder diskutiert und regulatorische Ansätze sind zu erwarten;
- Die Wasserzinse werden leicht angehoben;
- Die Restwassermengen werden leicht erhöht;
- Die CO₂-Abgaben können nicht im geplanten Umfang realisiert werden, und der Emissionshandel entwickelt nicht die gewünschte Dynamik;
- Die Stromunabhängigkeit ist momentan kein strategisches Thema;
- Betriebskosten und Kosten für elektromechanische Ausrüstung erhöhen sich leicht;
- Grüne Zertifikate und Ökoprodukte werden weit weniger nachgefragt als erwartet;
- Die Partnerwerkstruktur wird weiter zementiert.

Negative Tendenzen:

- Förderbeiträge werden, wenn überhaupt, nur noch ausnahmsweise gewährt;
- Die Baukosten und Zinsen steigen;
- Der Export ist rückläufig und gleichzeitig nehmen die Importe wieder zu;
- Die technologische Entwicklung findet, wenn überhaupt, nur sehr schleppend statt.

7.5.5 Minimales Ausbaupotential

Das minimale Ausbaupotential ist definitionsgemäss limitiert durch den Ersatz der Ausrüstung. Das restliche Potential kann daher nicht genutzt werden. Folgende ausgewählte Tendenzen spielen hierbei eine tragende Rolle:

Leicht negative Tendenzen:

- Der Regelennergiebedarf ist rückläufig und erhöht die Bedeutung der Speichermöglichkeiten in der Schweiz nicht;
- Die Wasserzinse werden wiederum erhöht;
- Ökoprodukte und Grüne Zertifikate werden weit weniger nachgefragt als angenommen;
- Die Partnerwerkstruktur wird weiter zementiert;
- Die Betriebskosten erhöhen sich spürbar.

Alle anderen Treiber weisen eine negative Tendenz auf.

7.5.6 Bewertung der Szenarien

Die Entwicklung der Treiber ist für jedes Szenario in Abbildung 7.4 nachfolgend graphisch dargestellt worden. Gemäss der gewählten graphischen Darstellung wurde die Entwicklung der Treiber in folgende fünf Kategorien eingeteilt:

- Positiv;
- Leicht positiv;
- Stabil;
- Leicht negativ;
- Negativ.

Jeder dieser möglichen Entwicklung wurde eine Punktezah zugewiesen. Die gewichtete Summe der Punktezahlen wurde getrennt für alle fünf Szenarien gebildet. Die so ermittelte Gesamtpunktezah ist ein Indikator für das Ausmass des Ausbaupotentials für ein bestimmtes Szenario. Je höher die Gesamtpunktezah, desto höher ist das Ausbaupotential.

Szenarien Treiber	Entwicklungstendenz				
	Max.	Pos.	Ref.	Neg.	Min.
Liberalisierung	↑	↗	→	↘	↓
Förderbeiträge	↗	→	↘	↓	↓
Angebot/Nachfrage	↑	↗	→	↘	↓
Regelenergiebedarf	↑	↗	→	→	↘
Baukosten	↗	→	↘	↓	↓
Elektrizitätspreise	↑	↗	→	↘	↓
Standort	↗	→	↘	↘	↓
Zinsen	↗	→	↘	↓	↓
Versorgungssicherheit	↑	↗	→	↘	↓
Restwassermengen	↗	↗	→	↘	↓
Wasserzinse	↑	↗	→	↘	↘
CO ₂ -Abgaben	↑	↗	→	↘	↓
Unabhängigkeit	↑	→	↘	↘	↓
Emissionshandel	↑	↗	→	↘	↓
Export/Import	↑	→	↘	↓	↓
Technologie	↗	→	↘	↓	↓
Grüne Zertifikate	↑	↗	→	↘	↘
Betreibermodelle	↑	↗	→	↘	↘
Betriebskosten	↗	→	→	↘	↘
Elektromech Kosten	↗	↗	→	↘	↓

Abbildung 7.4: Treiberentwicklung für die verschiedenen Szenarien

7.6 Ausbaupotential der Wasserkraft bis 2035/2050

7.6.1 Allgemeines

Die Ergebnisse des Zusammenspiels der für die Wasserkraft relevanten Rahmenbedingungen mit den vorhandenen technisch-attraktiven und umweltverträglichen Projekten legen fest, ob und wie viele Projekte schliesslich realisiert werden.

Die für die Wasserkraft relevanten Rahmenbedingungen haben und werden sich noch verbessern. Bewilligungsverfahren und Festlegung der Umweltauflagen laufen bei Neukonzessionierungen heute normalerweise nach einem bekannten Muster ab. Somit sind aus heutiger Sicht die Voraussetzungen zumindest für den Erhalt der Wasserkraft in der Schweiz gegeben.

Das technische Ausbaupotential wurde in Kapitel 4 ausführlich behandelt. In diesem Potential sind Projekte enthalten mit Ausrüstungsersatz, Erhöhung der Ausbauwassermenge, Umbauten und Neubauten. Keine detaillierten Schätzungen wurden abgegeben für Projekte, welche entweder zu einer Umlagerung der Produktion innerhalb des Jahres oder zu einer Vergrösserung der Leistung ohne zusätzliche Stromproduktion führen. Prognosen für diese Arten von Potentialausbauten sind zum jetzigen Zeitpunkt schwierig zu erstellen. Diese Arten von Projekten werden nicht weiter thematisiert.

7.6.2 Annahmen und Vorgehen

Die Erarbeitung des Ausbaupotentials basiert auf verschiedenen Annahmen, welche nachfolgend kurz besprochen und begründet werden. Es wird davon ausgegangen, dass das technische Ausbaupotential rund 7'570 GWh beträgt und im Maximalfall schon 2040 erreicht sein wird.

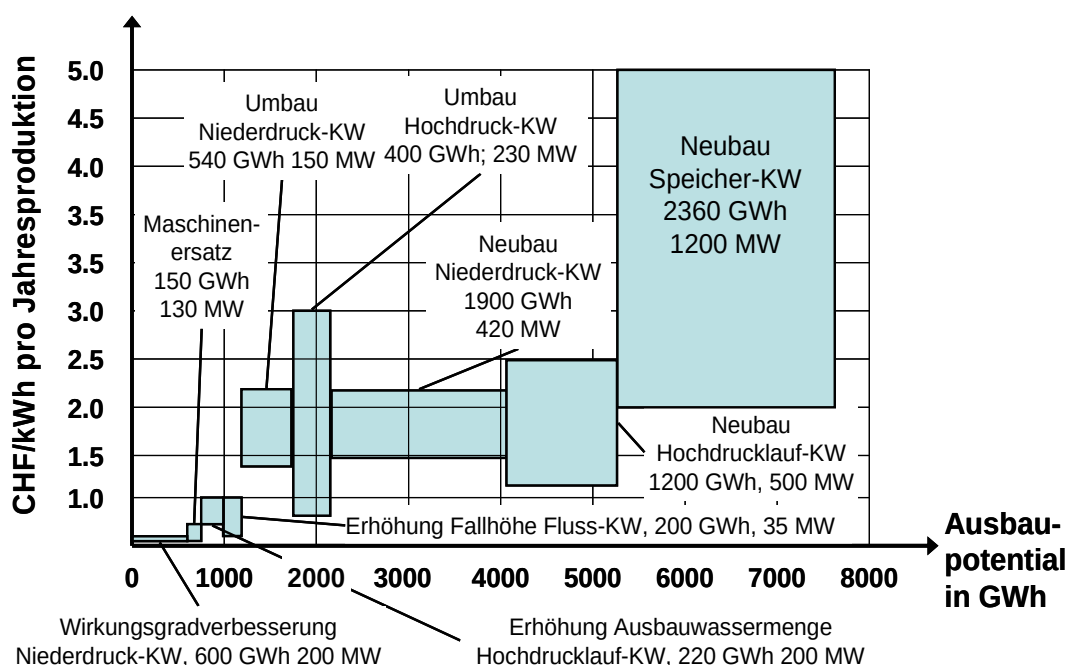


Abbildung 7.5: Spezifische Investitionskosten des Ausbaupotentials

Für den Ausrüstungsersatz wird von einer steten Entwicklung ab 2005 ausgegangen. Bei den Umbau- und Neubauprojekten präsentiert sich die Situation anders: Es sind zurzeit nur wenige Projekte zur Realisierung bereit, und die erforderlichen Vorarbeiten beanspruchen einige Jahre.

Aus diesem Grunde ist eine markante Zunahme des Potentials aus diesen Projekten erst ab dem Jahr 2010 möglich.

In Abschnitt 7.5.6 wurde jedem Szenario eine Punktezahl zugeordnet. Für die beiden extremen Szenarien Maximum und Minimum ist zusätzlich das Ausbaupotential bekannt. Somit kann eine Beziehung zwischen Punktezahl und Ausbaupotential hergestellt werden, was schliesslich erlaubt, das Ausbaupotential der restlichen drei Szenarien zu ermitteln.

Die in den nachfolgenden Abschnitten angegebenen Ausbaupotentiale verstehen sich nach Abzug der erforderlichen Restwassermengen.

7.6.3 Maximales und minimales Ausbaupotential

Die beiden begrenzenden Ausbaupotentiale wurden im Kapitel 7.3 schon vorgestellt und werden daher nicht mehr erläutert.

7.6.4 Positive Entwicklung

Ausgehend von den vorangehenden Ausführungen wurden für eine positive Entwicklung folgende Werte ermittelt:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	62	146	659	2'151	2'213
Jahresproduktion, GWh	131	317	1'573	5'309	5'440
Winterproduktion, GWh	40	127	730	2'551	2'595

Tabelle 7.4: Positive Entwicklung: Ausbaupotential

Gut ersichtlich ist, dass der Anteil der Winterproduktion stetig ansteigt und dass die Leistung im Verhältnis dazu leicht abnimmt. Der überwiegende Teil des Ausbaupotentials wird erst zwischen 2020 und 2035 realisiert.

7.6.5 Referenzfall

Die Berechnung dieses Szenarios lieferte folgende Werte:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	54	121	462	1'403	1'457
Jahresproduktion, GWh	116	266	1'092	3'437	3'553
Winterproduktion, GWh	36	106	507	1'651	1'695

Tabelle 7.5: Referenzfall: Ausbaupotential

Auch hier ist die Entwicklung ähnlich, obgleich der Zuwachs bis ins Jahr 2035 rund 35% tiefer liegt. Der Zuwachs von 266 GWh bis ins Jahr 2010 ist sehr bescheiden und wird erst ab 2010 markant. Der grösste Zuwachs ist aber erst in 15 bis 30 Jahren zu erwarten.

7.6.6 Negative Entwicklung

Analog zu den vorangehenden Entwicklungen kann der Zuwachs wie folgt angegeben werden:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	46	98	282	731	777
Jahresproduktion, GWh	103	218	660	1'761	1'864
Winterproduktion, GWh	32	87	306	846	889

Tabelle 7.6: Negative Entwicklung: Ausbaupotential

Gut ersichtlich ist die markante Abflachung der Zunahme zwischen 2020 und 2035 im Vergleich zu den vorherigen Szenarien. Dies hat damit zu tun, dass die finanziell stärker beanspruchten Projekte in diesem ökologischen und regulatorischen Umfeld nicht mehr realisiert werden können. Eine Verbesserung der Situation könnte nur durch günstigere Rahmenbedingungen geschaffen werden.

7.6.7 Zusammenfassung

Die drei untersuchten Szenarien präsentieren sich punkto Ausbaupotential der Jahresproduktion [GWh] wie folgt:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Positive Entwicklung	131	317	1'573	5'309	5'440
Referenzfall	116	266	1'092	3'437	3'553
Negative Entwicklung	103	218	660	1'761	1'864

Tabelle 7.7: Ausbaupotential der Jahresproduktion

Die effektive Entwicklung ist in der Bandbreite des positiven resp. negativen Entwicklungsszenarios zu suchen. Siehe dazu nachfolgende Graphik:

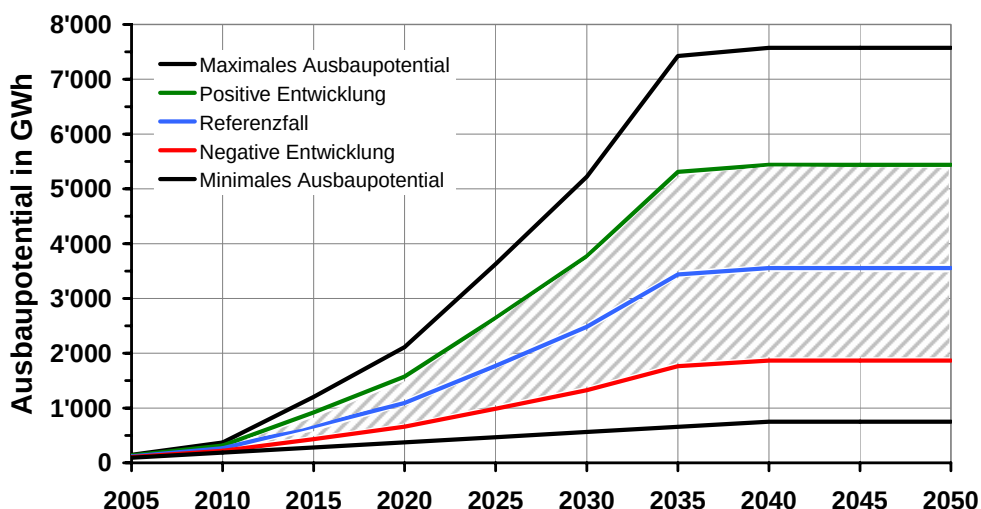


Abbildung 7.6: Ausbaupotential der Jahresproduktion für die fünf gewählten Szenarien

Der Zuwachs in den nächsten 45 Jahren muss als gering taxiert werden. Das Ausbaupotential wird zusätzlich durch Energieminderproduktionen der bestehenden Anlagen geschmälert werden, da in Zukunft die Restwasserbestimmungen bei Konzessionserneuerungen zum Tragen kommen. Diese Thematik soll im nächsten Kapitel erläutert werden.

8 GESAMTPOTENTIAL DER WASSERKRAFT DER SCHWEIZ

Das Gesamtpotential der Wasserkraft besteht einerseits aus dem in Kapitel 7 ermittelten Ausbaupotential und andererseits aus der bestehenden Produktion. Auch Letztere wird sich in der Zukunft verändern, da bei Konzessionserneuerungen die Restwassermengen nach Gewässerschutzgesetz einzuhalten sind. Dies wird zu einer Energieminderproduktion führen, welche in den nachfolgenden Abschnitten integriert ist.

8.1 Maximale und minimale Gesamtpotentiale

Analog dem Ausbaupotential kann nun die obere und untere Limite des Gesamtpotentials angegeben werden. Die zeitliche Entwicklung ist getrennt in ein Brutto- und in ein Nettogesamtpotential für das maximale und minimale Gesamtpotential in der Tabelle 8.1 dargestellt. Dabei sind die Restwassermengen im Nettogesamtpotential enthalten, im Bruttogesamtpotential hingegen nicht. Das maximale Nettogesamtpotential nimmt - wie in Tabelle 8.1 gezeigt - nach 2035 ab, da ab diesem Zeitpunkt das **maximale Ausbaupotential** nahezu erschöpft ist:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	13'339	13'441	14'148	16'262	16'333
Bruttjahresproduktion, GWh	35'032	35'257	36'998	42'310	42'456
Nettojahresproduktion, GWh	34'992	35'177	36'798	41'410	40'656
Bruttowinterproduktion, GWh	15'212	15'344	16'428	19'830	19'871
Nettowinterproduktion, GWh	15'195	15'310	16'341	19'438	19'088

Tabelle 8.1: **Maximales** Gesamtpotential mit und ohne Restwasserbestimmungen

Das **minimale Nettogesamtpotential** der Schweiz nimmt hingegen schon ab dem Jahr 2020 ab, weil die Energieminderproduktion kontinuierlich zunimmt, das minimale Ausbaupotential hingegen nicht. Ab dem Jahr 2025 übertrifft die jährliche Energieminderproduktion erstmals das jährliche Ausbaupotential. Ab dem Jahr 2030 ist das Nettogesamtpotential sogar niedriger als heute:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	13'309	13'351	13'433	13'557	13'598
Bruttjahresproduktion, GWh	34'980	35'074	35'261	35'542	35'636
Nettojahresproduktion, GWh	34'940	34'994	35'061	34'642	33'836
Bruttowinterproduktion, GWh	15'202	15'234	15'296	15'390	15'421
Nettowinterproduktion, GWh	15'185	15'199	15'209	14'998	14'638

Tabelle 8.2: **Minimales** Gesamtpotential mit und ohne Restwasserbestimmungen

Die Energieminderproduktion bei den bestehenden Anlagen wird bis ins Jahr 2070 rund 2 TWh (siehe Abschnitt 6.3) ausmachen. Die Entwicklung der Energieminderproduktion zwischen 2005 und 2050 ist abhängig vom Zeitpunkt des Auslaufens der bestehenden Konzessionen.

Der Verlauf der Kurven des Gesamtpotentials könnte sich gegen rechts verschieben, falls das Ausbaupotential langsamer realisiert wird. Der Kurvenverlauf würde sich unter diesen Bedingungen etwas glätten, und das charakteristische Plateau für das maximale Gesamtpotential könnte verschwinden.

Die im vorangehenden Kapitel definierten Szenarien werden in den nächsten Abschnitten besprochen, wobei nur das jeweilige Nettogesamtpotential angegeben wird. Die Energieminderproduktion wird dabei analog der maximalen und der minimalen Nettogesamtproduktion angerechnet.

8.2 Szenario Positive Entwicklung

Im Szenario Positive Entwicklung kann das Nettogesamtpotential bis ins Jahr 2050 um 10 % gesteigert werden. Der Entwicklungsverlauf ist aus Tabelle 8.3 ersichtlich:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	13'330	13'414	13'927	15'419	15'481
Jahresproduktion, GWh	34'977	35'123	36'259	39'295	38'526
Winterproduktion, GWh	15'194	15'263	15'814	17'330	16'984

Tabelle 8.3: Szenario Positive Entwicklung: Nettogesamtpotential

8.3 Szenario Referenzfall

Im Referenzfall beträgt die Zunahme des Nettogesamtpotentials bis 2050 4.8% (s. Tabelle 8.4):

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	13'322	13'389	13'730	14'671	14'725
Jahresproduktion, GWh	34'962	35'072	35'778	37'423	36'639
Winterproduktion, GWh	15'189	15'243	15'591	16'431	16'083

Tabelle 8.4: Szenario Referenzfall: Nettogesamtpotential

8.4 Szenario Negative Entwicklung

Das Szenario Negative Entwicklung zeigt bis ins Jahr 2050 keine nennenswerte Zunahme des Nettogesamtpotentials mehr. Das Ausbaupotential wird von der Energieminderproduktion durch Restwasserauflagen nahezu neutralisiert, wie aus Tabelle 8.5 hervorgeht:

Jahr	2005	2010	2020	2035	2050
Leistung, MW	13'314	13'366	13'550	13'999	14'045
Jahresproduktion, GWh	34'949	35'024	35'346	35'747	34'950
Winterproduktion, GWh	15'185	15'224	15'390	15'626	15'277

Tabelle 8.5: Szenario Negative Entwicklung: Nettogesamtpotential

8.5 Zusammenfassung

Der Erhalt der Wasserkraft oder sogar deren Ausbau ist auf mittlere Sicht ungewiss, zumal die Veränderung der Jahresproduktion im Vergleich zu heute je nach Szenario in einer Bandbreite von - 3 % bis + 16 % variiert. Die erwartete Produktionszunahme bis 2050 beträgt im Referenzszenario insgesamt 4.8%, was relativ bescheiden ist. Es werden daher verbesserte Rahmenbedingungen benötigt. Nachfolgende Graphik fasst alle Szenarien für das Nettogesamtpotential zusammen:

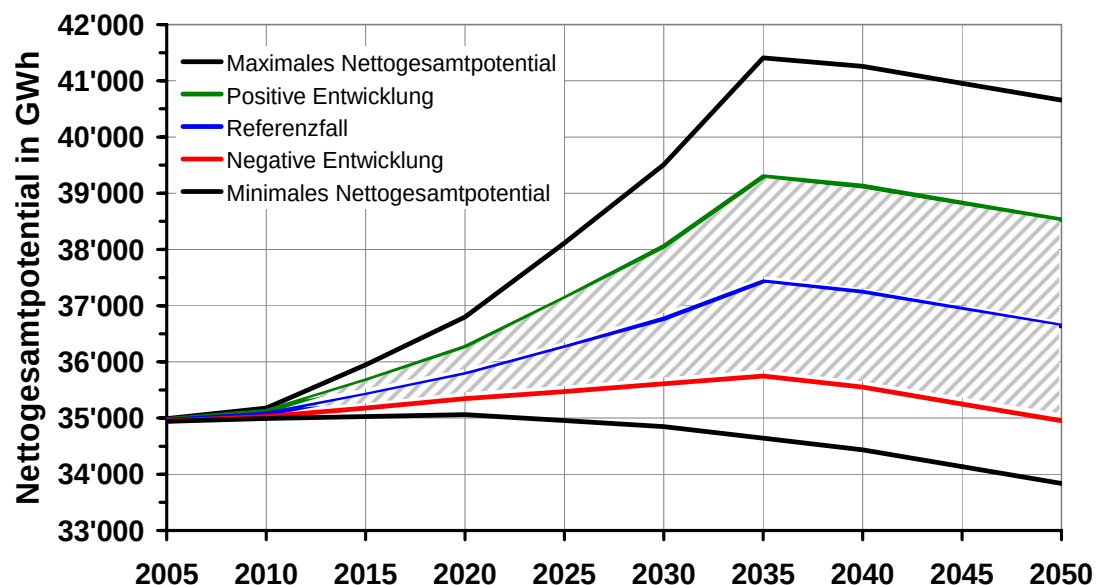


Abbildung 8.1: Nettogesamtpotentiale für die fünf gewählten Szenarien

Abbildung 8.1 zeigt, dass sich die Produktionsmöglichkeiten im Jahre 2050 im Referenzfall bei rund 37'000 GWh einpendeln werden. Der Verlauf der Szenarien hängt davon ab, wie rasch das Ausbaupotential realisiert werden kann. Verzögerungen im Ausbau hätten ein Abflachen der Kurven zur Folge.

9 STRATEGIE WASSERKRAFT

9.1 Ausgangssituation

Das Ausbaupotential der Jahresproduktion der Wasserkraft beträgt bis zum Jahr 2050 im Minimum 750 GWh und im Maximum 7'570 GWh. Für die drei Szenarien Positive Entwicklung, Referenzfall und Negative Entwicklung lauten die entsprechenden Zahlen 5'440 GWh, 3'553 GWh und 1'864 GWh. Die Differenz zwischen den Werten der positiven und der negativen Entwicklung ergibt für das Ausbaupotential im Jahr 2050 eine Bandbreite von 3'576 GWh.

Wie viel vom vorhandenen technischen Ausbaupotential in den nächsten Jahrzehnten schliesslich realisiert wird, hängt von den für den Ausbau der Wasserkraft relevanten Rahmenbedingungen ab. Diese Rahmenbedingungen werden ihrerseits durch die Entwicklungstendenzen der Treiber definiert.

Zwanzig Treiber wurden in dieser Studie identifiziert, welche für die Bestimmung des Ausbaupotentials der Wasserkraft als relevant bezeichnet wurden. Einige dieser Treiber sind steuerbar, andere nicht. Zum Teil haben sie eine grosse Wirkung auf das Ausmass des Ausbaupotentials, zum Teil einen eher moderaten Einfluss.

Es geht nun darum, eine Strategie zu entwickeln, welche zum Ziel hat, die optimalen Voraussetzungen zum Erhalt und zum Ausbau der Wasserkraft zu schaffen.

Die in der vorliegenden Studie skizzierte Strategie basiert vor allem auf der Steuerung der Treiber, welche einen grossen Einfluss auf das Ausbaupotential haben. In den nächsten Abschnitten werden die entsprechenden Massnahmen bzw. Komponenten dieser Strategie beschrieben. Im Folgenden wird zwischen den Massnahmen unterschieden, welche von der Schweiz autonom (Bund, Kantone) durchgeführt werden können und denjenigen, welche zusammen mit den Regierungen der angrenzenden Länder oder mit der EU beschlossen werden müssen.

9.2 Massnahmen, welche nur die Schweiz betreffen

Liberalisierung, Fördermassnahmen, Angebot/Nachfrage und Baukosten wurden in dieser Studie als die Treiber identifiziert, welche gleichzeitig steuerbar sind und einen grossen bis mittleren Einfluss auf das Ausbaupotential haben.

Bei der **Liberalisierung** geht es um die Ausarbeitung neuer sowie um die Anpassung bestehender Gesetze und deren Vollzug, welche die Öffnung des Energiemarktes betreffen. Diese Gesetze und deren Vollzug müssen:

- klare Regeln für das Funktionieren des Energiemarktes enthalten, welche auch einfach zu handhaben sind;
- einen gerechten und nachhaltigen Wettbewerb auf allen Stufen erlauben;
- die Interessen der Wasserkraft angemessen berücksichtigen.

Bei den **Fördermassnahmen** gibt es eine grosse Palette von Möglichkeiten, welche zum Teil im StromVG (Entwurf) und im Energiegesetz (EnG) enthalten sind. Zu erwähnen sind Fonds und Darlehen für die Erneuerung von Wasserkraftwerken, garantierte Abnahmepreise für die aus Wasserkraft produzierte Energie (15 Rp/kWh, gilt nur für Wasserkraftwerke < 1 MW) und Quotenmodelle mit oder ohne Zertifikatssystem. Eine weitere Möglichkeit ist die Gewährung von Vorzugszinsen für Projekte von nationaler Bedeutung.

Dabei sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Die in den EU-Staaten geplanten oder schon umgesetzten Massnahmen betreffen je nach Fall nur Wasserkraftanlagen bis zu einer bestimmten Leistung, z. B. kleiner als 10 MW oder sogar kleiner als 1 MW;
- Die Wasserkraft deckt 56% der schweizerischen Produktion;
- Das beeinflussbare Ausmass des Ausbaupotentials ist im Vergleich zur gesamten Nachfrage der Schweiz relativ klein.

Um zu vermeiden, dass die Fördermassnahmen zu einer Subventionierung eines einzelnen Energieträgers führen, sollten folgende Punkte beachtet werden:

- Die Fördermassnahmen sollten mit dem Ziel der Kostenwahrheit begründet werden: Internalisierung der externen Kosten durch Belastung der CO₂-emittierenden Energieträger mit relativ hohen externen Kosten und/oder Begünstigung der CO₂-armen/freien Energieträger mit relativ geringen externen Kosten; entsprechende Ausgestaltung der CO₂-Abgabe;
- Allenfalls weitergehende Massnahmen sollten nur für spezielle Einzelfälle und nur für eine beschränkte Zeit in Betracht gezogen werden.

Die **Baukosten** bestehen aus den beiden Komponenten Aufwendungen für die Planung und Genehmigung eines Projekts und den Investitionen. Die Investitionen werden stark durch die herrschenden Marktpreise bestimmt und können somit wenig beeinflusst werden. Bewilligungsverfahren und/oder Auflagen können zu einer Verlängerung der Projektdauer (verbunden mit höheren Kosten) und zu einer Verzögerung der Realisierung des Ausbaupotentials führen.

Um optimale Bedingungen für den Ausbau der Wasserkraft zu schaffen, sollen:

- das Konzessionsverfahren gestrafft und vereinfacht werden;
- bei den Konzessionsverhandlungen
 - die Interessen der Wasserkraft angemessen berücksichtigt werden.
 - die Chancen und Risiken zwischen Konzessionsgebern und Konzessionsnehmern fair verteilt werden.

Schliesslich ist ganz allgemein dafür zu sorgen, dass die Interessen der Wasserkraft angemessen berücksichtigt werden und dass keine einseitige Bevorzugung von speziellen Interessen stattfindet (Steuern, Wasserzinse, Restwassermengen).

9.3 Massnahmen zur Kooperation mit den EU-Ländern

Die Schweizer Stromwirtschaft ist stark in der Stromwirtschaft der EU-Länder eingebettet. Dank regem Stromaustausch mit den Nachbarländern generieren die Schweizer Unternehmen grosse Erträge. Massnahmen müssen getroffen werden, dass diese Rolle der Schweizer Stromwirtschaft auch in Zukunft erhalten bleibt bzw. ausgebaut werden kann.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden zwei Gruppen von Treibern gebildet. In der ersten Gruppe (Angebot/Nachfrage und Strompreis) geht es um die Beobachtung der Entwicklung des Energiemarktes der EU-Länder, um in der Lage zu sein, rechtzeitig die für die Schweizer Wasserkraft relevanten Massnahmen einzuleiten. In der zweiten Gruppe (Regelenergie, CO₂-Zertifikate und Grüne Zertifikate) geht es darum, die Teilnahme der Schweizer Wasserkraft an den in den EU-Ländern entstehenden Energiemärkten zu ermöglichen bzw. zu sichern.

Die Treiber der ersten Gruppe haben einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf den Ausbau der Schweizer Wasserkraft, können aber von Bund und Kantonen nicht beeinflusst werden. Die genaue Beobachtung der Entwicklung dieser Treiber erlaubt es, rechtzeitig die für den Ausbau der Wasserkraft relevanten bestehenden Massnahmen entweder anzupassen und/oder neue in die Wege zu leiten.

Die Teilnahme an Regelenergiemarkt, CO₂-Zertifikate-Handel und Grüne Zertifikate-Markt der EU-Länder eröffnet der Schweizer Wasserkraft die Möglichkeit, zusätzliche Erträge zu generieren. Durch Teilnahme in den entsprechenden Gremien und durch Verhandlungen soll erreicht werden, dass die Schweiz an diesen Märkten als vollwertige Partnerin ohne Einschränkungen teilnehmen kann.

9.4 Abschliessende Bemerkungen

Der Wechsel vom Szenario Negative Entwicklung zum Szenario Positive Entwicklung führt gemäss den Ergebnissen der vorliegenden Studie zu einer Erhöhung des Ausbaupotentials bis 2050 von 3'576 GWh. Damit dieses Ausbaupotential erschlossen werden kann, braucht es Änderungen bei den herrschenden Rahmenbedingungen bzw. bei den Treibern.

Mehrere Treiber, welche einen Einfluss auf das Ausmass des Ausbaupotentials haben, sind steuerbar. Bund und Kantone stehen eine breite Palette von möglichen Massnahmen zur Verfügung, damit das Ziel „Erhalt und Ausbau der Wasserkraft“ erreicht werden kann.

Basierend auf den wirkungsvollsten Treibern ergeben sich folgende Massnahmen und strategische Anweisungen:

- Im Zusammenhang mit der Strommarktöffnung ist eine Gesetzgebung und ein Gesetzesvollzug vorzusehen, welche einen gerechten und nachhaltigen Wettbewerb ermöglichen und die Interessen der Wasserkraft angemessen berücksichtigen;
- Unter dem Gesichtspunkt der Internalisierung der externen Kosten sind Fördermassnahmen vorzusehen, die entweder auf eine Belastung der CO₂-emittierenden Energieträger mit relativ hohen externen Kosten (CO₂-Abgaben) oder auf eine Entlastung der CO₂-armen/freien Energieträger mit relativ niedrigen externen Kosten hinauslaufen;
- Es soll eine Straffung und Verkürzung der Verfahren zur Erteilung der Konzessionen (Reduktion von Baukosten und Projektierungsdauer) geprüft werden;
- Bei den Konzessionsverhandlungen ist eine angemessene Berücksichtigung der Anliegen der Wasserkraft und keine einseitige Bevorzugung einzelner Interessen vorzusehen;
- Auch ausserhalb von konzessionsrelevanten Geschäften ist eine ausgewogene Berücksichtigung der Interessen der Wasserkraft zu empfehlen; dies gilt namentlich im Bereich der Steuern und Wasserzinsen;
- Es sind Voraussetzungen zu schaffen bzw. zu erhalten, welche eine Teilnahme der schweizerischen Wasserkraft an den verschiedenen Energiemärkten, welche zurzeit in den EU-Ländern in Entwicklung begriffen sind, ermöglichen.

Wenn es Bund und Kantone gelingt, die oben genannten Treiber in die angegebene Richtung zu steuern, sind wichtige Voraussetzungen für den Erhalt und den Ausbau der Wasserkraft erfüllt.

ANHANG

A 1 Datenblätter für das Kraftwerkparkmodell

Allgemeines

Im Rahmen der bis 2005 zu erarbeitenden neuen Energieperspektiven für die Schweiz werden unter anderen verschiedene Szenarien zur Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots entworfen. Die Modellierung und Quantifizierung dieser Szenarien erfolgt mit einem „Kraftwerkparkmodell“.

Die Aufarbeitung der die Wasserkraft betreffenden Informationen für das Simulationsmodell erfolgte im Rahmen dieser Studie. Wie für die Studie selbst wurde bei der Erstellung der Datenblätter der Schwerpunkt auf das Ausbaupotential der Jahresproduktion gelegt.

Das erforderliche Zahlenmaterial wurde in einer Excel-Datei gespeichert und direkt in die Modellarbeiten gespeist.

Im vorliegenden Kapitel werden die erstellten Datenblätter kurz beschrieben und das Vorgehen zur Ermittlung des Zahlenmaterials kurz erläutert.

Im Anhang 7 befinden sich zwei Beispiele von abgegebenen Datenblättern.

Vorgehen

Das für das Kraftwerkparkmodell benötigte Zahlenmaterial wurde aufgrund der Ergebnisse der vorliegenden Studie zusammengestellt.

Die wesentlichsten Elemente dieses Materials kommen aus Kapitel 4 „Technisches Ausbaupotential“. In Abbildung 4.2 „Technisches Ausbaupotential“ sind die meisten Zahlenwerte enthalten.

Die weitergeleiteten Datenblätter betrafen:

- die Erhöhung der mittleren erwarteten Jahresproduktion
- die Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion durch Speicherung oder Pumpspeicherung bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge
- Erhöhung der Leistung bei praktisch gleich bleibender Wassermenge.

Die entsprechenden Datenblätter werden in den nachfolgenden Abschnitten kurz erläutert.

Technisches Ausbaupotential der Jahresproduktion

Liste und Beschreibung der Datenblätter

In Abbildung 4.2 „Technisches Ausbaupotential“ sind neun Ausbauarten aufgelistet, welche in der vorliegenden Studie berücksichtigt wurden, um das technische Ausbaupotential zu ermitteln.

Für die Ausgangssituation samt Ausrüstungsersatz gibt es drei Datenblätter. Die weiteren Ausbauarten sind in sieben Datenblättern beschrieben; die Gesamtsituation ist im letzten

Datenblatt zusammengefasst. Somit wurden elf Datenblätter für das Ausbaupotential der Jahresproduktion vorbereitet.

Die neun berücksichtigten Ausbauarten wurden in fünf Hauptkategorien eingeteilt:

- Ausrüstungsersatz
- Erhöhung der Ausbauwassermenge
- Erhöhung des Gefälles bei Flusskraftwerken
- Umbauten und Erweiterungen
- Neubauten.

Jede dieser Hauptkategorien von Ausbauarten enthält kein bis drei Typen von Massnahmen. Diese sind zum besseren Verständnis nochmals aufgelistet.

Ausrüstungsersatz:

- Wirkungsgradverbesserung und Erhöhung der Verfügbarkeit nach fälligem Ersatz
- Einbau leicht grösserer Maschinen bei fälligem Ersatz.

Erhöhung der Ausbauwassermenge

Flusskraftwerke:

- Erhöhung des Gefälles durch Stauerhöhungen und Ausbaggerungen.

Umbauten/Erweiterungen:

- Niederdruckkraftwerke;
- Hochdruckkraftwerke.

Neubauten:

- Neue Niederdruckkraftwerke;
- Neue Hochdruckkraftwerke;
- Neue Speicherkraftwerke (Hochdruck).

Die elf zusammengestellten Datenblätter sind von der Struktur her identisch. Sie enthalten technische Daten und Kostendaten.

Technische Merkmale

Folgende acht Arten technischer Hauptmerkmale sind in diesen Datenblättern enthalten:

- Leistung vor und nach Realisierung des Ausbaus;
- Verfügbarkeit;
- Energieproduktion der alten Anlagen, Bruttowerte (vor Abzug der Restwassermengen);
- Minderung der Produktion aufgrund der erforderlichen Restwassermengen;
- Energieproduktion der alten Anlagen, Nettowerte (nach Abzug der Restwassermengen);
- Zusätzliche Energieproduktion (Netto);
- Gesamtenergieproduktion (Netto);
- Ausbaupotential.

Bei Relevanz wurde für jeden dieser Parameter zusätzlich die entsprechenden Zahlenwerte für den Winter, den Sommer und das ganze Jahr angegeben.

Nur der Begriff „Verfügbarkeit“ muss noch erklärt werden, alle anderen sind selbsterklärend: In dieser Studie bedeutet „Verfügbarkeit“ die Anzahl Stunden, welche erforderlich sind, um bei Volllast die erwartete mittlere Jahres-, Winter- und Sommerproduktion zu erzeugen.

Investitionskosten

Die Investitionskosten wurden in CHF/kW angegeben und sind von den Werten in Abbildung 4.2 „Technisches Ausbaupotential“ abgeleitet worden. Nachfolgende Tabelle liefert die entsprechenden Angaben:

	Produktion GWh	Leistung MW	Investitionskosten	
			CHF/kWh Prod.	CHF/kW
Ausrüstung HD-LKW	390	210	0.177	318
Ausrüstung SKW	360	120	0.100	300
Delta Q HD-LKW	220	200	1.000	1'100
Delta Gefälle ND-LKW	200	35	0.600	3'429
Umbau ND-LKW	540	150	1.800	6'480
Umbau HD-SKW	400	230	1.800	3'130
Neue ND-LKW	1'900	420	1.800	8'143
Neue HD-LKW	1'200	500	1.850	4'440
Neue HD-SKW	2'360	1'200	3.500	6'883

Tabelle A1-1: Investitionskosten für das Ausbaupotential der Jahresproduktion

In der vorangehenden Tabelle wurden die beiden ersten Ausbauarten gegenüber der in Abbildung 4.2 „Technisches Ausbaupotential“ neu definiert. Die Summe des Ausbaupotentials (Produktion und Leistung) dieser beiden Massnahmen ist unverändert geblieben. Dafür wird jetzt zwischen Ausrüstungersatz bei Hochdrucklaufkraftwerken (HD-LKW) und Ausrüstungersatz bei Speicherkraftwerken (SKW) unterschieden. Diese neue Einteilung wurde nötig, weil die Investitionskosten bei den betreffenden Anlagentypen verschieden sind.⁴³

Die dritte Spalte der Tabelle A1-1 enthält die Produktionskosten, welche durch die Realisierung der Ausbauart verursacht werden. Diese Produktionskosten sind in CHF pro kWh-Jahresproduktion angegeben. Die entsprechenden Werte wurden von den Angaben in Abbildung 4.2 „Technisches Ausbaupotential“ abgeleitet, wobei hier Mittelwerte benutzt wurden.

Oft werden die Jahreskosten einer Wasserkraftanlage mit einem historisch gewachsenen Umrechnungsfaktor von 8.5% der Investitionskosten angesetzt (und kürzere Abschreibungszeiten berücksichtigt, als dies die Statistik ausweist). Die Investitionskosten der vierten Spalte können somit durch 12 geteilt werden, um die Grösseordnung der Gesteungskosten der produzierten Energie in CHF/kWh zu erhalten.

Die fünfte und letzte Spalte enthält die Investitionskosten, angezeigt in CHF/kW. Die Multiplikation der Jahresproduktionskosten mit der Jahresproduktion und die anschliessende Division des Ergebnisses durch die entsprechende Leistung ergeben die angegebenen Investitionskosten in CHF/kW.

⁴³ ND-LKW steht für Niederdrucklaufkraftwerk.

Technisches Ausbaupotential für die Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion

Das Ausbaupotential für die Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion wird durch Erhöhung des Stauspiegels bei Talsperren erreicht und ist in nachfolgender Tabelle zusammengefasst:

Massnahme	Umlagerung in GWh	Kosten CHF/kWh Prod.
Freibordreduktion 1 - 3 m	240	< 1.0
Stauspiegelerhöhung 3 - 15 m	1'000	0.8 bis 3.0

Tabelle A1-2: Technisches Ausbaupotential für die Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion

Beide Ausbauarten schliessen sich gegenseitig aus.

Technisches Ausbaupotential der Leistung

Drei Ausbauarten für das technische Ausbaupotential der Leistung wurden in dieser Studie berücksichtigt, nämlich:

- Zusätzliche Leistung bei bestehenden Speicherkraftwerken;
- Zusätzliche Pumpspeicherung zwischen bestehenden Speichern;
- Neue reine Umwälzwerke.

Das technische Ausbaupotential der drei Ausbauarten und die entsprechenden Investitionskosten sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst:

Ausbauart	Umfang	Investitionskosten, CHF/kW
Speicherkraftwerke	3'100 MW	1'000 bis 3'000
Speicher	Mehrere Anlagen mit einigen 100 MW	2'000 bis 5'000
Umwälzwerke	Mehrere Anlagen mit je 200 bis 500 MW	3'000 bis 4'000

Tabelle A1-3: Technisches Ausbaupotential der Leistung

Typische Datenblätter

In Anhang A 2 sind folgende Datenblätter zu finden:

- Bestehende Speicherkraftwerke (SKW);
- Niederdrucklaufkraftwerke (ND-LKW), Umbau.

A 2 Typische Datenblätter

Bestehende Speicherkraftwerke und Ausrüstungsersatz

Szenario

1

Technologie

Installierte Leistung der bestehenden Anlagen

		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Altanlagen	MW e	9598	9668	9668	9668	9668	9668	9668	9668	9668	9668	9668
Instandsetzung	%											
Upgrading	%											
Upgrading verf. Leistung	MW e MW e	9598	9683	9698	9713	9728	9743	9758	9773	9788	9788	9788
Anlagengröße (=Leistungsgröße) Grundlast/Spitzenlastfähigkeit		Sehr unterschiedlich (von sehr klein bis zu mehreren 100 MW; gewichtete Mittelgröße aller Kraftwerke = ca. 60 MW) Spitzenlast										
Verfügbarkeit												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Winter	h	954	969	968	967	965	960	955	948	940	932	923 Equivalent Volllaststunden, "dispatchable"
Sommer	h	927	943	943	943	942	938	934	927	921	913	905 Equivalent Volllaststunden, "dispatchable"
Hydrol. Jahr	h	1881	1912	1911	1909	1908	1899	1890	1875	1860	1844	1828 Equivalent Volllaststunden, "dispatchable"
Winteranteil	%	50.7%	50.7%	50.6%	50.6%	50.6%	50.6%	50.6%	50.5%	50.5%	50.5%	50.5%
Energie Altanlagen, Brutto												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Winter	GWh	9153	9371	9371	9371	9371	9371	9371	9371	9371	9371	9371
Sommer	GWh	8900	9115	9115	9115	9115	9115	9115	9115	9115	9115	9115
Hydrol. Jahr	GWh	18053	18486	18486	18486	18486	18486	18486	18486	18486	18486	18486
Winteranteil	%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%
Minderung aufgrund der Restwasserbestimmungen im GSchG												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050 2070
Winter	GWh		11	21	38	54	107	161	242	322	403	484 537
Sommer	GWh		10	21	37	52	104	157	235	313	392	470 522
Hydrol. Jahr	GWh		21	42	74	106	212	318	477	636	795	954 1060
Energie Altanlagen, Netto												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Winter	GWh	9153	9360	9350	9333	9317	9264	9210	9129	9049	8968	8887
Sommer	GWh	8900	9105	9094	9078	9063	9011	8958	8880	8802	8723	8645
Hydrol. Jahr	GWh	18053	18465	18444	18412	18380	18274	18168	18009	17850	17691	17532
Winteranteil	%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%	50.7%
Zusätzliche Energie												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Winter	GWh		19	38	56	75	94	113	131	150	150	150
Sommer	GWh		26	53	79	105	131	158	184	210	210	210
Hydrol. Jahr	GWh		45	90	135	180	225	270	315	360	360	360
Winteranteil	%		41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%
Total Energie												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Winter	GWh	9153	9379	9387	9390	9392	9357	9322	9260	9199	9118	9037
Sommer	GWh	8900	9131	9147	9157	9168	9142	9116	9064	9012	8933	8855
Hydrol. Jahr	GWh	18053	18510	18534	18547	18560	18499	18438	18324	18210	18051	17892
Winteranteil	%	50.7%	50.7%	50.6%	50.6%	50.6%	50.6%	50.6%	50.5%	50.5%	50.5%	50.5%
Zubaupotential												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potential Leistung	MW											
Potential Winter	GWh											
Potential Jahr	GWh											

Kostendaten neue Anlagen bzw. Ertüchtigung / Upgrading

Bauzinssatz	2.00%											
Realzins	2.00%											
Eskalationsfaktoren												
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Investitionen	% p.a.											
Betriebsk. fix	% p.a.											
Brennstoffkosten	% p.a.											
Betriebsk. var.	% p.a.											
Spezifische Kosten der neuen/ ertüchtigten Anlagen												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionsk.	Fr / kW		300	300	300	300	300	300	300	300	300	Nur für Ausrüstungersatz, Obere Grenze (< 0.1 Fr/kWh-Jahresproduktion, umgerechnet in Fr/kWh mit Volllaststundenequivalent)
Instandsetzung	Fr / kW											
Betriebsk. fix	Fr / kW	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	Ganze Anlage (1.2-1.5 Rp/kWh von Banfi & Filippini & all, 25.8 umgerechnet in Fr/kWh mit Volllaststundenequivalent)
Betriebskosten var.	Rp / kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 Ganze Anlage
Brennstoffkosten	Rp / kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 Ganze Anlage
Wasserzins	Rp / kWh	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1 Ganze Anlage, keine andere Abgabe
Planungszeit	a	< 1 Jahre	Nur für Ausrüstungersatz									
Bauzeit	a	< 1 Jahre	Nur für Ausrüstungersatz									
techn. Lebensdauer	a	70 Jahre	Gesamte Anlage									
Abschreibungsdauer	a	40 Jahre	Gesamte Anlage									

Umbau Niederdruck-Laufkraftwerke

Szeanrio	1
Variante	1
Technologie	

Technologie

Installierte Leistung der bestehenden Anlagen												
Altanlagen	MW e	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Instandsetzung	%											
Upgrading	%											
verf. Leistung	MW e											
	MW e											
Anlagengröße (=Leistungsgröße)												
Grundlast/Spitzenlastfähigkeit	Grundlast (mit Variationen von Wasserzuflüssen abhängig)											
Verfügbarkeit												
Winter	h	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sommer	h											
Hydrol. Jahr	h											
Winteranteil	%											
Energie Altanlagen, Brutto												
Winter	GWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sommer	GWh											
Hydrol. Jahr	GWh											
Winteranteil	%											
Minderung aufgrund der Restwasserbestimmungen im Gewässerschutzgesetz/GSchG												
Winter	GWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sommer	GWh											
Hydrol. Jahr	GWh											
Energie Altanlagen, Netto												
Winter	GWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sommer	GWh											
Hydrol. Jahr	GWh											
Winteranteil	%											
Zusätzliche Energie Ausrüstungersatz												
Winter	GWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sommer	GWh											
Hydrol. Jahr	GWh											
Winteranteil	%											
Total Energie												
Winter	GWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sommer	GWh											
Hydrol. Jahr	GWh											
Winteranteil	%											
Zubaupotential												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potential Leistung	MW			13	25	50	75	113	150	150	150	150
Potential Winter	GWh			16	32	63	95	143	190	190	190	190
Potential Jahr	GWh			45	90	180	270	405	540	540	540	540
Umbauten / Erweiterungen (nicht realisierte Projekte)												
Kostendaten neue Anlagen bzw. Ertüchtigung / Upgrading												
Bauzinsatz	2.00%											
Realzins	2.00%											
Eskalationsfaktoren												
Investitionen	% p.a.	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Betriebsk. fix	% p.a.											
Brennstoffkosten	% p.a.											
Betriebsk. var.	% p.a.											
Spezifische Kosten der neuen/ ertüchtigten Anlagen												
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionsk.	Fr / kW		6480	6480	6480	6480	6480	6480	6480	6480	6480	Mittelwert (1.4 - 2.2 Fr/kWh-Jahresproduktion,
Instandsetzung	Fr / kW											6480 umgerechnet in Fr/kW mit Volllaststundenäquivalent)
Betriebsk. fix	Fr / kW											
Betriebskosten var.	Rp / kWh											
Brennstoffkosten	Rp / kWh											
Wasserzins	Rp / kWh											
Planungszeit	a	< 1 Jahre										
Bauzeit	a	1-2 Jahre										
techn. Lebensdauer	a											
Abschreibungsdauer	a											

GLOSSAR

Ausbaupotential und Gesamtpotential: die verschiedenen Begriffe

Totales theoretisches Potential:

Das Energiepotential aller Wassertropfen, die durch die Schweiz fliessen.

Das totale theoretische Potential liegt aufgrund einer Überschlagsrechnung unter Berücksichtigung der Höhenverteilung, mittlerer Höhe und dem spezifischen Abfluss in der Grössenordnung von 100'000 bis 150'000 GWh.

Technisches Ausbaupotential

Das Ausbaupotential ergibt sich aufgrund von technischen und vertretbaren ökologischen Überlegungen, unabhängig von politischen, umweltpolitischen und finanziellen Aspekten.

Die mittlere Jahresproduktion des technischen Ausbaupotentials wird in der vorliegenden Studie auf 7'570 GWh geschätzt.

Ausbaupotential gemäss früherer Studie

Die Summe aller Möglichkeiten, welche von den Studienverfassern als technisch, ökonomisch, ökologisch und politisch machbar eingeschätzt wurden.

Ausbaupotential gemäss vorliegender Studie

Die Menge an erwarteter zusätzlicher Energie (Leistung sowie Jahres-, Winter- und Sommerenergie) aus Wasserkraft, welche in einem bestimmten Jahr zur Verfügung stehen wird, unter der Annahme, dass ein bestimmtes Szenario eintritt.

Dieses Potential versteht sich nach Abzug der Restwassermengen. Nebst dem maximalen und minimalen Ausbaupotential wurde in dieser Studie das Ausbaupotential für die Szenarien Positive Entwicklung, Referenzfall und Negative Entwicklung ermittelt.

Bestehendes Potential

Die mittlere jährliche Produktionserwartung der Anlagen, welche am 1. Januar 2004 in Betrieb waren.

Das bestehende Potential betrug am 1. Januar 2004 34'886 GWh.

Bruttogesamtpotential

Die Summe des bestehenden Potentials und des Ausbaupotentials, vor Abzug der Restwassermenge für die bestehenden Anlagen.

Nettogesamtpotential

Die Summe des bestehenden Potentials und des Ausbaupotentials nach Abzug der Restwassermengen für die bestehenden Anlagen.

LITERATURVERZEICHNIS

Banfi S., Filippini M., Luchsinger C. & Müller A.: Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung, vdf Hochschulverlag AG, Zürich, 2004

Econcept & Consentec: Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark, Studie im Rahmen des Forschungsprogramms EWG, BFE, 2004

Electrowatt-Ekono: Jährlich aufdatierte Projektlisten (für internen Gebrauch)

Elektrowatt: Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz, im Auftrag des Bundesamt für Energiewirtschaft, Mai 1987, Ergänzungen Juni 1987

Elektrowatt: Studie über die Energieeinbussen aufgrund der Sicherung angemessener Restwassermengen, 1987

Filippini M., Banfi S., Luchsinger, C., Wild, J.: Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz: Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale, Studie im Rahmen des Forschungsprogramms EWG, BFE, 2001

Prognos: Szenarien zu den Initiativen „Strom ohne Atom“ sowie „MoratoriumPlus“, Studie im Rahmen des Forschungsprogramms EWG, BFE, 2001

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2002, Bundesamt für Energie

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003, Bundesamt für Energie

SNB: Statistisches Monatsheft, April 2004

StromVG: Bundesgesetz über die Stromversorgung, Entwurf vom 30. Juni 2004.

Studie Graubünden: Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial der Wasserkraftwerke in Graubünden, Bundesamt für Wasserwirtschaft, Studienbericht 7, 1997

Studie Wallis: Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial der Wasserkraftwerke im Kanton Wallis, Bundesamt für Wasser und Geologie, Studienbericht 11, 2000

SWEP Statistik, 2004

SWV Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband: Der mögliche Beitrag der Wasserkraft an die Elektrizitätsversorgung der Schweiz, in "Wasser, Energie, Luft - eau, énergie, air", 79. Jhg, Heft 9, 1987

UVEK: Medienmitteilung vom 5. Juli 2004

WASTA: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz. Zentralen, BWG, 2004