

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 104 (2012)
Heft: 1

Artikel: Wasserkraftpotenzial der Schweiz : eine Auslegeordnung
Autor: Pfammatter, Roger
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-941865>

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 25.05.2025

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

Wasserkraftpotenzial der Schweiz – eine Auslegeordnung

Roger Pfammatter

Zusammenfassung

Die von Bundesrat und Parlament postulierte Energiewende verlangt neben grossen Anstrengungen zur Reduktion des Stromverbrauchs den raschen Ausbau erneuerbarer Produktionskapazitäten. Die Nutzung der Wasserkraft spielt dabei eine ganz zentrale Rolle. Denn die Wasserkraft ist nicht nur die insgesamt umwelt- und klimaschonendste Form der Stromproduktion, sondern sie verfügt auch über zahlreiche Vorteile auf der Energieseite: sie liefert Band- und Spitzenenergie und kann mit den flexibel steuerbaren Kraftwerken und Speicherseen die vermehrt benötigten Regel- und Ausgleichsleistungen übernehmen.

Es stellt sich aber auch die kontrovers diskutierte Frage, ob und um wie viel die Produktion aus Wasserkraft in der Schweiz gesteigert werden kann und soll. Nach Einschätzung des SWV ist der umweltverträgliche Ausbau in der Grössenordnung der vom Bundesrat anvisierten rund 10% denkbar und grundsätzlich (sowie angesichts der Alternativen) zu begrüessen. Das bedingt aber neue Kompromisse zur Überwindung der Zielkonflikte mit Schutzanliegen sowie wirtschaftliche Rentabilität und Investitionssicherheit. Unter den aktuellen Bedingungen ist dagegen eher mit einer Stagnation und längerfristig mit einem Rückgang der Produktion zu rechnen. Es ist deshalb zu unterscheiden zwischen den Szenarien «Weiter wie bisher» und «Anpassung der Rahmenbedingungen».

Der vorliegende Beitrag, der in den letzten Wochen auszugsweise bereits Eingang in Referate und Artikel gefunden hat, bezweckt eine sachliche Auslegeordnung zum Potenzial und den Voraussetzungen für dessen Nutzung.

1. Einordnung

1.1 Die postulierte Energiewende

Mit dem Entscheid von Bundesrat und Parlament, künftig auf Atomstrom zu verzichten, fallen mittelfristig rund 24 Terrawattstunden (TWh = 1 Mrd. Kilowattstunden) Bandenergie weg. Dies entspricht bereits bei heutiger Nachfrage 40% des Schweizerischen Strombedarfs. Und dieser wächst bekanntlich weiter an: alleine im Jahre 2010 waren es 4% Steigerung – für mehr Einwohner, mehr Komfort, mehr elektronische Gadgets, mehr öffentlicher Verkehr und Ersatz fossiler Energieträger. Bis ins Jahr 2050 dürfte sich der Anteil der Elektrizität am Gesamtenergieverbrauch der Schweiz von heute rund 24% auf 38–46% erhöhen (ETHZ, 2011). Strom ist das Schlüsselement im Umbau Richtung nachhaltige Energiesysteme.

Die Schweiz steht also vor einer riesigen Herausforderung: fast die Hälfte der Produktionskapazitäten fallen bei gleichzeitigem Anstieg des Bedarfs weg. Wie ist diese Energiewende zu schaffen?

Der Bundesrat setzt einerseits auf Effizienzsteigerungen und Lenkungsabgaben zur Stabilisierung der Stromnachfrage auf heutigem Niveau. Angesichts des prognostizierten Anstieges des Verbrauchs

sind dazu enorme Einsparungen von rund 24 TWh nötig (Bild 1, grauer Keil). Und andererseits sollen zur Deckung der dann immer noch fehlenden Produktion von nochmals rund 24 TWh die erneuerbaren Stromquellen massiv ausgebaut werden – vor allem durch neue Photovoltaik-, Wind- und Geothermie-Anlagen sowie die Erhöhung der Produktion aus Wasserkraft.

1.2 Vielfältige Interessens- und Zielkonflikte

Angesichts des riesigen Deckungsbedarfes ist die Frage nicht, ob Einsparungen notwendig sind oder ob die Neuen Erneuerbaren oder die Wasserkraft ausgebaut werden sollen. Unter den neuen Voraussetzungen braucht es sowohl enorme Einsparungen beim Verbrauch wie auch den Ausbau und das Zusammenspiel aller erneuerbaren Produktionskapazitäten. Die lauernden, weil bequemen Alternativen wie fossile Stromproduktion mit Wärme-Kraft-Kopplung bzw. Gaskombianlagen oder Stromimporte mit typisch europäischem Mix, also inklusive Kohle- und Atomstrom, sind längerfristig kein gangbarer Weg für eine verantwortungsbewusste Gesellschaft.

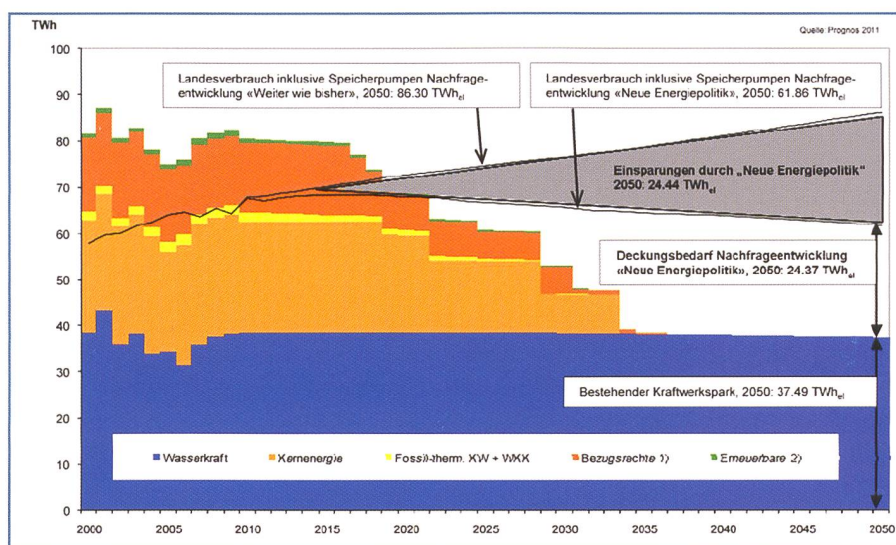


Bild 1. Szenario 2050 «Neue Energiepolitik» des Bundesrats vom Juni 2011: Produktion aus bestehendem Kraftwerkspark (orange = Kernenergie inkl. Bezugsrechte; blau = Wasserkraft) und Deckungsbedarf bis 2050 (Bundesrat, 2011).

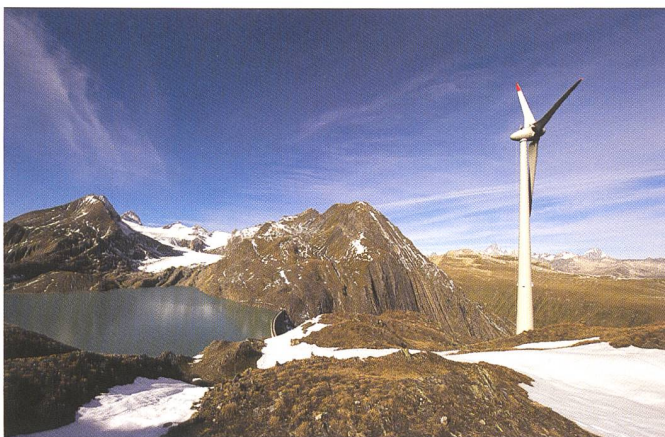


Bild 2. Die Wasserkraft und namentlich die Speicherwerke sind der wichtigste energiepolitische Trumpf der Schweiz (im Bild der Speichersee Gries am Nufenenpass, Foto: SwissWinds).

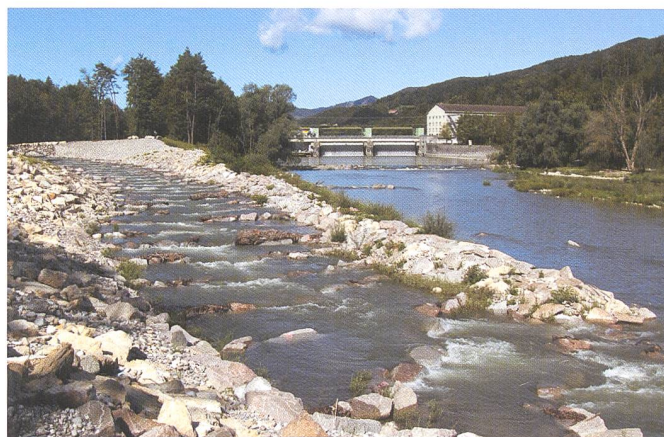


Bild 3. Wasserkraftanlagen haben strenge Umweltauflagen zu erfüllen (Bild: Umgehungsgewässer für die Fischwanderung beim Kraftwerk Rapperswil an der Aare; Foto: SWV/mmi).

Der Schweiz stehen schwierige Ziel- und Interessenkonflikte bevor. Und es stellt sich die Frage, ob alle Beteiligten bereit sind, die notwendigen Kompromisse beim Verbrauch, beim Strompreis sowie beim Klima-, Gewässer- und Landschaftsschutz einzugehen. Die ersten Monate der nicht immer sorgfältig geführten Diskussionen lassen nicht nur Gutes erwarten. Eine Versachlichung und die Verabschiedung vom Prinzip Hoffnung tun not.

1.3 Ambitiöses Ausbauziel Wasserkraft

Die Nutzung der Wasserkraft ist heute das Rückgrat der Schweizerischen Stromversorgung. Sie liefert mit einer mittleren Produktionserwartung von rund 36 TWh pro Jahr ungefähr 56% der inländischen Stromproduktion – und deckt mit 97% fast den gesamten erneuerbaren Anteil (BFE, 2011c). Zu beachten ist, dass die Produktion wetter- und klimabedingt sowie je nach Speicherbewirtschaftung von Jahr zu Jahr $\pm 20\%$ schwanken kann (vgl. dazu Abschnitt 3.3 und Bild 10).

Gemäss dem ersten Wurf der Energieperspektiven 2050 vom Mai 2011 (Bundesrat, 2011) soll der Beitrag der Wasserkraft um 4 TWh auf rund 40 TWh mittlere Jahresproduktion gesteigert werden. Der Grossteil des postulierten Zubaus wird allerdings bereits bis ins Jahr 2035 benötigt. Die Zeitachse spielt also auch eine ganz entscheidende Rolle. Was ist davon zu halten? Ist ein solcher Ausbau wünschbar? Und sind die ambitionierten Ziele realistisch?

1.4 Energiepolitischer Trumpf

Vorweg: der postulierte Ausbau der Wasserkraft ist grundsätzlich (und angesichts der Alternativen) zu begrüssen. Denn die einheimische und erneuerbare Wasserkraft

ist eine ausgesprochen effiziente Form der Stromproduktion. Zudem liefert die Wasserkraft sowohl Band- wie auch Spitzenenergie und kann mit den rasch zu- und abschaltbaren Kraftwerkskapazitäten die benötigte Ausgleichs- und Regelernergie liefern und für Netzstabilität sorgen. Diese Ausgleichsleistungen werden gerade mit dem forcierten Ausbau der Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der Schweiz und Europa noch weiter an Bedeutung gewinnen. Die Speicherseen ermöglichen überdies die für die Versorgung essentielle saisonale Umlagerung in den Winter und über die Pumpspeicherung die kurzfristige Einlagerung von überschüssigem Strom in Zeiten geringer Nachfrage.

Die erneuerbare Wasserkraft ist der wichtigste energiepolitische Trumpf unseres Landes. Die Schweiz tut gut daran, diesen Standortvorteil effizient zu nutzen – vor allem in der neuen Ausgangslage mit forciertem Zubau von neuen erneuerbaren Stromquellen.

1.5 Insgesamt gute Umweltbilanz

Die Wasserkraft hat aber nicht nur viele Vorteile auf der Energieseite. Sie ist auch die insgesamt umwelt- und klimaschonendste Form der Stromproduktion. Die Wasserkraft verfügt nachweislich über die beste Ökobilanz aller Stromquellen und verursacht am wenigsten klimaschädigende Treibhausgase – entgegen der weit verbreiteten Meinung auch im Vergleich zu Photovoltaik- und Windanlagen (SWV, 2001; PSI, 2007).

Natürlich hat die Nutzung Auswirkungen auf Gewässer (u.a. Fragmentierung der Lebensräume sowie Veränderung der Abflüsse, Wassertiefen und Fließgeschwindigkeiten) und je nach Anlage auch auf Landschaften. Aber zum einen sind längst nicht alle Auswirkungen negativ.

Und zum anderen wurden die bereits sehr strengen Umweltauflagen mit der Revision des Gewässerschutzgesetzes (GSchG, SR 814.20) auf Anfang 2011 nochmals deutlich verschärft.

Mit den geltenden Vorschriften erreichen neue und neu konzessionierte Wasserkraftanlagen ökologischen Top-Standard; und die Bestehenden werden in den nächsten zwanzig Jahren für rund 1 Mrd. Fr. nachgebessert (Stichworte: Sicherstellung Fischwanderung, Reduktion Auswirkungen aus Abflussschwankungen durch den Schwallbetrieb und Verbesserung der Geschiebebewirtschaftung).

Es gilt also auch die umweltseitigen Vorteile der Wasserkraft anzuerkennen und – gerade mit Blick auf die Alternativen – den Erhalt der Produktion und den massvollen, umweltverträglichen Ausbau soweit für die Versorgungssicherheit notwendig zu unterstützen.

2. Regel- und Speicherkapazität – die Batterie

2.1 Steigender Ausgleichsbedarf

Isolierte Betrachtungen der Jahresproduktion greifen natürlich viel zu kurz. Gerade beim Strom ist die zeitliche Verfügbarkeit von entscheidender Bedeutung.

Zum einen ist der Versorgungssituation in den Wintermonaten spezielle Beachtung zu schenken, da in dieser Jahreszeit in der Schweiz der grösste Strombedarf dem hydrologisch bedingt geringsten Angebot gegenüber steht. Dieser saisonale Ausgleich wird bekanntlich mit den Speicherseen bewerkstelligt, die sich mit der Schneeschmelze ab Frühling bis Herbst füllen, um den Winterbedarf abdecken zu können – was aber in den meisten Jahren bei weitem nicht genügt und zusätzliche Importe notwendig macht (BFE,



Bild 4. PSW können überall dort realisiert werden, wo zwei Speicher auf unterschiedlicher Höhe liegen (im Bild: Vieux-Emosson und Emosson, Foto: Alpiq).



Bild 5. PSW sind meist unsichtbar im Erdinnern (im Bild der Stolnenbau für Nant de Drance am Lac d'Emosson, Foto: SWV/Pfa).

2011c). Die Schweiz hätte also durchaus Bedarf an weiteren Winterspeichern.

Zum anderen kann im Übertragungsnetz kein Strom gespeichert werden, weshalb Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit im Gleichgewicht sein müssen. Dazu braucht es flexibel zu- und abschaltbare Kraftwerkskapazitäten, über die vor allem die Wasserkraft verfügt. Und es braucht die Möglichkeit zum stunden- oder tageweisen Einlagern von überschüssigem Strom in Zeiten geringer Nachfrage, wie es die Pumpspeicherung als Spezialdisziplin der Wasserkraft liefern kann.

2.2 Pumpspeicherung

Mittels Pumpspeicherung kann überschüssiger Strom durch das Hochpumpen von Wasser und spätere, bedarfsgerechte Turbinieren eingelagert werden. Pumpspeicherwerke (PSW) tragen phy-

sikalisch bedingt nicht zur Steigerung der Jahresproduktion bei. Im Gegenteil: mit einem mittleren Wirkungsgrad der Anlagen von 0.8 verbraucht der Prozess rund 20% mehr Strom als zu einem späteren Zeitpunkt damit produziert werden kann. Aber die Pumpspeicherung liefert die bis heute und noch lange Zeit effizienteste und wohl umweltverträglichste Form der indirekten Speicherung von Strom.

Zusammen mit den anderen rasch zu- und abschaltbaren (Wasser-) Kraftwerken tragen PSW damit massgeblich zur Deckung der immer höher steigenden Tages- und Stundenverbrauchsspitzen und zur Netzstabilität bei. Die stündlichen Belastungswerte des Netzes schwanken je nach Tages- und Jahreszeit erheblich und erreichen typischerweise in den Abendstunden von Wintertagen ihren Höhepunkt (Bild 6a/b). Die Spitzenbelastung

hat alleine in den letzten 15 Jahren um rund 2000 MW auf über 10000 MW zugenommen. Die Spitze gilt es abzudecken und die Schwankungen auszugleichen.

Diese Bereitstellung von Regel- und Ausgleichskapazitäten wird bei weiter steigendem Spitzenbedarf und Zubau der schlecht regelbaren und durch Lastsprünge charakterisierten Produktion aus Photovoltaik- und Windanlagen an Bedeutung gewinnen. Speicherwerke und Pumpspeicherwerke sind das Gegenstück zu den stark wetterabhängigen neuen erneuerbaren Stromquellen.

2.3 Eher geringe Umweltauswirkungen

PSW werden üblicherweise bei bestehenden Anlagen, namentlich zwischen zwei Speichermöglichkeiten eingerichtet. Die Auswirkungen auf die Umwelt sind damit

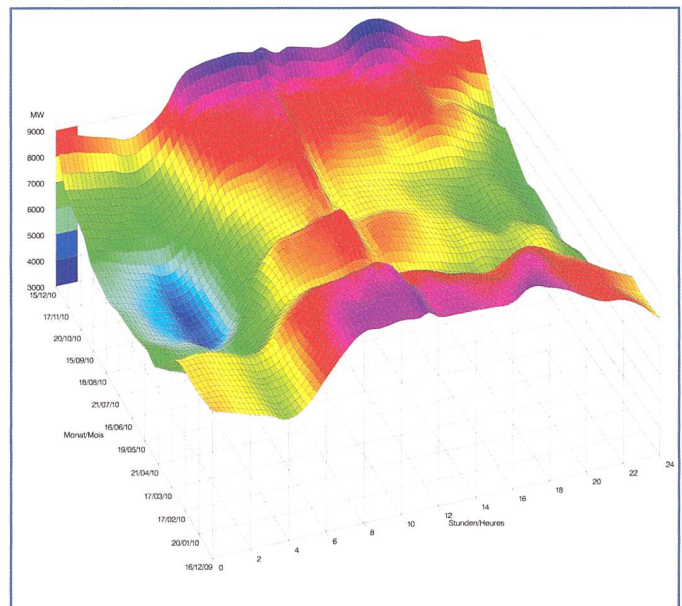
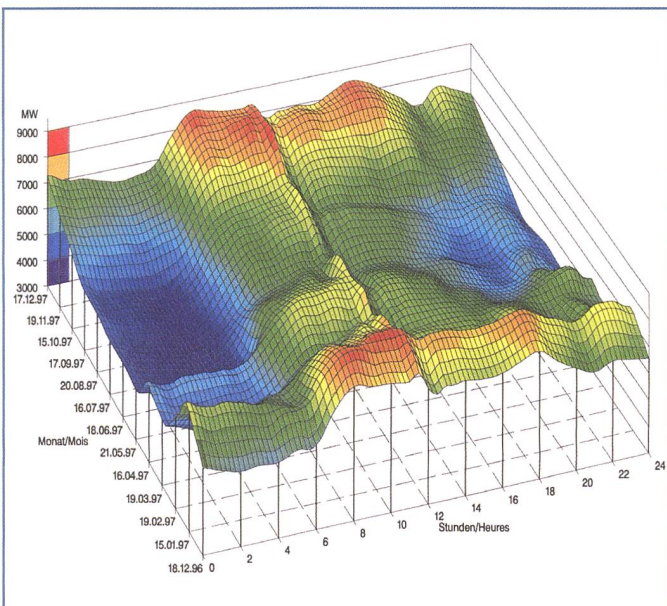


Bild 6a/b. Immer stärker schwankende und höher steigende Verbrauchsspitzen verlangen nach mehr Regel- und Ausgleichskapazität – Belastungswerte 1997 (links) und 2010 (rechts) der Schweizerischen Elektrizitätswerke im Tages- und Monatsverlauf (BFE, 2011c; BFE 1998).

eher gering. Natürlich bringt der Bau bei solch grossen Projekten immer einiges an Emissionen mit sich. Im Betrieb spielt sich das meiste aber in Stollen und Kavernen im unsichtbaren Berginnern ab.

Zu beurteilen und zu lösen sind neben der Frage der Deponie von grossen Mengen Aushubmaterial hauptsächlich die Schwankungen der Seespiegel und vor allem der Abflüsse im Betrieb. Für letzteres gelten dann die neuen gesetzlichen Vorgaben zum Schwallbetrieb mit der verlangten Sanierung der wesentlichen Auswirkungen (vgl. Abschnitt 1.5).

2.4 Aktuelle und künftige Kapazitäten

Die Schweiz verfügt derzeit über 11 PSW, darunter die grösseren Werke Grimsel 2, Hongrin-Léman, Tierfehd und Maprag mit je zwischen 140 und 350 MW installierter Leistung. Insgesamt beträgt die vorhandene Leistung aller Werke rund 1400 MW (Bild 7, grün markierte Anlagen).

Zusätzlich befinden sich dreigrosse Anlagen im Bau. Es sind dies (mit Angabe der Leistung, Kosten und Jahr der Inbetriebnahme) die folgenden Projekte:

- Hongrin-Léman, FMHL+ (240 MW, 330 Mio. Fr., 2015)
- Linth-Limmern (1000 MW, 2.1 Mrd. Fr., 2015)
- Nant de Drance (900 MW, 1.8 Mrd. Fr., 2017)

Bis ins Jahr 2017 wird mit diesen Projekten und einem Investitionsvolumen von ca. 2.4 Mrd. Fr. die Pumpspeicherkapazität um rund 2100 MW auf 3500 MW mehr als ver-

doppelt. Die Jahreshöchstlast der schweizerischen Elektrizitätswerke von etwas über 10000 MW kann damit vollständig aus den hydraulischen Kapazitäten abgedeckt werden (Aeberhard, 2011).

In laufenden Konzessions- und Bewilligungsverfahren befinden sich überdies die beiden folgenden Werke, die nochmals eine Steigerung von rund 1600 MW Leistung bringen würden:

- Grimsel 3 (630 MW, 0.7 Mrd. Fr.)
- Lago Bianco (1000 MW, ca. 1.5 Mrd. Fr.).

Ob noch mehr Kapazitäten gebraucht werden ist umstritten. Die vor allem in Deutschland verzeichneten enormen Anstiegsraten bei Wind- und Photovoltaikanlagen deuten auf weiteren, dringenden Regel- und Speicherbedarf. Die Schweiz könnte also aufgrund ihrer topographischen Voraussetzungen und den vorhandenen Speicherseen einen wichtigen Beitrag an die erneuerbare Stromproduktion in Europa liefern.

Bei der Beurteilung der Investitionsentscheide aus wirtschaftlicher Sicht interessiert aber vor allem die Differenz zwischen dem Strompreis bei Spitzenbedarf (Peak) und bei Normalbedarf (Base). Diese Preisdifferenz definiert massgeblich die Rentabilität der Pumpspeicherwerke und zeigt – eigentlich entgegen den Erwartungen – seit Monaten nach unten. Das kann und wird sich wohl auf längere Sicht ändern, aber die Investitionsentscheide bedingen doch eine gehörige Portion Risikobereitschaft.

2.5 Voraussetzungen

Wichtigste Voraussetzungen für Bau und Betrieb der Pumpspeicherwerke sind neben der gegebenenfalls notwendigen Vergrösserung der Speichervolumen vor allem der Netzausbau sowie die Investitionssicherheit. Letztere kann es angesichts der direkten Abhängigkeit von den Preisen so nicht geben. Aber mindestens ist auf gute Rahmenbedingungen zu achten, namentlich den Verzicht auf zusätzliche neuen Abgaben und Entgelte, die den wirtschaftlichen Betrieb und damit Investitionsentscheide für die wichtigen Regel- und Ausgleichsleistungen unterlaufen würden.

3. Jahresproduktion – das Rückgrat

3.1 Blockiertes Ausbaupotenzial

Auch bezüglich der Jahresproduktion gibt es noch Ausbaupotenzial im Wasserschloss Schweiz. Mit der letzten detaillierten Studie (BFE/BWG, 2004) wurde das technisch realisierbare – sowie gemäss den Autoren: ökologisch und finanziell verträgliche – Gesamtpotenzial unter optimalen Bedingungen auf maximal 42.5 TWh geschätzt. Der gegenüber der heutigen mittleren Produktionserwartung von rund 36 TWh theoretisch mögliche Zubau liegt also in der Grössenordnung von 6.5 TWh (vgl. Entwicklungspfade verschiedener Szenarien in Bild 8).

Der mögliche Ausbau umfasst grundsätzlich folgende Elemente:

- Ausrüstungersatz und andere Effizienzsteigerungen, beispielsweise Erhöhungen der Wirkungsgrade von Maschinen, Gefällserhöhungen durch Ausbaggerungen, Reduktion Reibungsverluste.
- Erweiterungen und Umbau bestehender grosser Anlagen, etwa neue Fassungen, neue Stufen, Vergrösserungen von Speicherseen.
- Neubau von kleinen und grossen Anlagen.

Auch wenn die Resultate der laufenden Plausibilisierung und Aktualisierung der Zahlen durch Bund und Kantone anfangs 2012 noch ausstehen: An der Grössenordnung dieses Gesamtpotenzials hat sich seit dem Jahre 2004 kaum Relevantes verändert.

Die entscheidende Frage ist, wie viel von diesem Potenzial wirtschaftlich rentabel und ökologisch verträglich sowie innert nützlicher Frist realisierbar ist. Denn die Schweiz ist weit weg von den zu Grunde gelegten optimalen Bedingungen. Es gibt

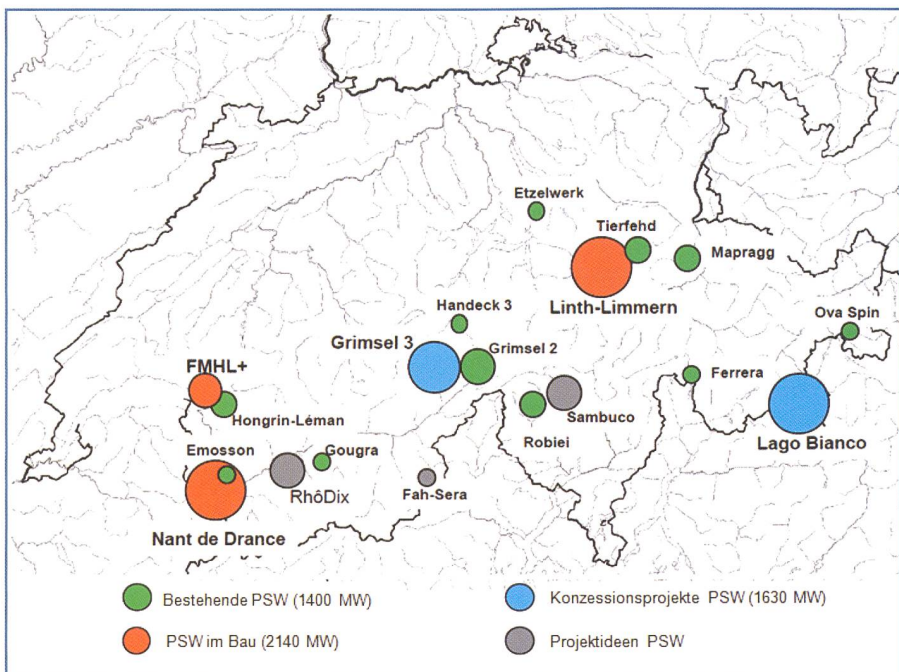
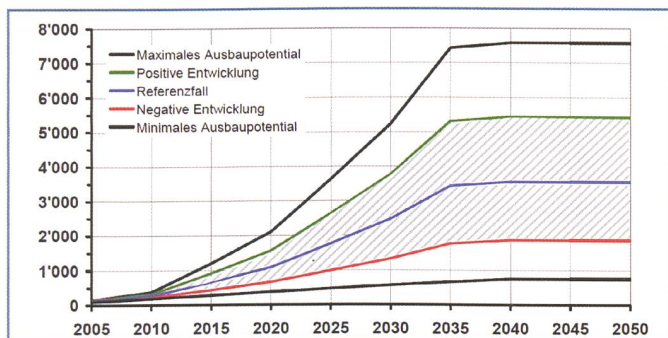


Bild 7. Vorhandene, im Bau befindliche und geplante Pumpspeicherkapazitäten in der Schweiz (Stettler, 2011)



| Verluste durch Restwasserbestimmungen | 2020 | | 2050 | |
|---------------------------------------|-----------|-----------|----------|----------|
| | Minimal | Maximal | Minimal | Maximal |
| Reduktion Jahr | 0.260 TWh | 0.380 TWh | 1.96 TWh | 3.75 TWh |
| Reduktion Winter | 0.140 TWh | 0.270 TWh | 1.02 TWh | 1.95 TWh |

Tabelle 1, oben: Geschätzte Produktionsverluste durch Restwasserdotierungen bei Konzessionserneuerungen (SWV, 1987; Schleiss, 2007).

Bild 8, links. Entwicklungspfade des Ausbaupotenzials in GWh in verschiedenen Szenarien 2005–2050; vor Verlusten aus Restwasserbestimmungen (BFE/BWG, 2004).

zwar interessante Erneuerungs- und Ausbauideen. Viele scheitern aber noch an der Rentabilität, an der Investitionssicherheit, an unzähligen Schutzanliegen und Widerständen oder schlicht am politischen Willen.

3.2 Produktionsverluste aus Restwasserbestimmungen

Vom vorhandenen Ausbaupotenzial abzuziehen sind in jedem Fall die in den nächsten Jahrzehnten durch Konzessionserneuerungen anfallenden Produktionsverluste aus den gesetzlichen Restwasserbestimmungen. Gemäss früheren Untersuchungen (SWV, 1987; Schleiss, 2007) ist davon auszugehen, dass bis 2050 je nach Interessenabwägung durch die Behörden mit einer Minderproduktion von mindestens 1.96 bis maximal 3.75 TWh zu rechnen ist (vgl. dazu *Tabelle 1* mit den geschätzten Produktionsverlusten für die Jahres- und Winterproduktion 2020 und 2050). Werden davon die per dato umgesetzten 0.2 TWh sowie die mit dem revidierten GSchG vorgenommene Lockerung von nochmals 0.2 TWh abgezogen, verbleiben bis 2050 Verluste von mindestens rund 1.5 TWh.

Die Minimalvariante setzt voraus, dass nur die Mindestrestwassermengen nach Art. 31 GSchG verfügt werden. Die Maximalvariante beinhaltet dann zusätzliche Erhöhungen dieser Restwassermengen gemäss der in Art. 33 GSchG verlangten Interessenabwägung durch die Behörden. Zu beachten ist, dass zwischen 2050 und 2070 durch weitere Konzessionserneuerungen hier nicht eingerechnete Verluste von nochmals rund 1 TWh dazukommen werden. Die Interessenabwägung durch die Behörden spielt also eine ganz massgebliche Rolle für die resultierenden Produktionsverluste und kann im maximalen Fall zu einer Verdoppelung der Verluste führen.

Dass in der Vergangenheit entgegen anderslautender Meinungen nicht immer nur die Mindestmengen verfügt wurden, bestätigt eine Untersuchung zur

Umsetzung der Bestimmungen 15 Jahre nach Inkraftsetzung des GSchG (Uhlmann, V; Wehrl, B, 2006). Zwar wurde der aus ökologischer Sicht oft entscheidenden saisonalen Abstufung und Dynamisierung meist wenig Rechnung getragen. Aber bei immerhin 30% der ausgewerteten Neukonzessionierungen wurden die Restwassermengen über dem Minimum festgesetzt – und zwar um durchschnittlich rund 25% höher. Die Interessenabwägung wurde also in der Vergangenheit bei rund einem Drittel der Fälle zu Gunsten des Schutzes verschoben. Ein Befund, der sich durch aktuelle Fälle, zum Beispiel an der Aare unterhalb des Bielersees bestätigt, wo von den Behörden neben saisonalen Abstufungen auch Dotierungen deutlich über dem Minimum vorgegeben werden.

Da die Restwasserdotierungen aus streng ökologischer Sicht wohl oft zu bescheiden ausfallen, gleichzeitig aber trotz allfälligen Dotierturbinen meist zu einschneidenden Produktionsverlusten führen, stellt sich die dringliche Frage nach vermehrter Flexibilisierung. Die Schweiz kann nicht überall alles haben. Es braucht den Mut für grosszügige Schwerpunktbildung. Das kann zum Beispiel bedeuten: genügend Wassermenge und Dynamik (*Bild 9*) bei wirklich wertvollen Gewässerserlebensräumen, allen voran den Auengebieten, und volle Nutzung bis hin zu Trockenlegung von ökologisch wenig bedeutenden Gewässern. Die entsprechende Ausnahmeregelung unter dem Titel Schutz- und Nutzungsplanung in Art. 32c GSchG müsste vermehrt und grossräumig zur Anwendung kommen.



Bild 9. Künstliche Hochwasser zur Dynamisierung der Restwasserstrecke am Beispiel des Spöl (Foto: SWV/mmi).

3.3 Auswirkungen des Klimawandels

Ebenfalls in der Potenzialabschätzung zu berücksichtigen sind Produktionsverluste oder -gewinne aufgrund des Klimawandels. Wenn auch die Ursachen allenthalben noch kontrovers diskutiert werden: der beschleunigte Wandel ist eine Tatsache und wird kaum noch ernsthaft in Zweifel gezogen. Höhere Temperaturen, Gletscherschmelze und veränderte Niederschlagsmuster haben Folgen für die Menge und zeitliche Verteilung der Abflüsse in unseren Gewässern. Da für die Wasserkraftproduktion vor allem die Fassungsmenge eines Kraftwerkes massgebend ist, führen solche Abflussveränderungen zwar nicht zwingend zu direkten Produktionsverlusten oder -gewinnen, aber Einflüsse sind doch sehr wahrscheinlich.

Gemäss einer jüngst publizierten Untersuchung (Hänggi, P.; Weingartner, R., 2012) lassen sich die Erwärmung und die Zunahme der Winterniederschläge in den Produktionszahlen nachweisen (Bild 10a, schwarze Kurven). Beim Blick zurück wird zum einen deutlich, dass die natürliche Variabilität der Abflüsse zusammen mit der Speicherbewirtschaftung zu erheblichen Schwankungen der hydraulischen Jahresproduktion von $\pm 20\%$ führt. Zum anderen zeigt eine mit der installierten Kapazität bereinigte Analyse einen Trend hin zu steigender Produktion: seit 1960

sind so immerhin knapp 2 TWh Mehrproduktion dazugekommen (Bild 10a, blaue Linien). Die Wasserkraftnutzung profitiert also aktuell von den hydrologischen Veränderungen.

Der Blick nach vorne ist naturgemäss schwieriger. Nachdem bis vor kurzem mit Produktionseinbussen von rund 7% bzw. 2–3 TWh bis 2050 gerechnet wurde (ETS, 2009), zeichnen die aktuellsten Forschungsergebnisse ein etwas weniger düsteres Bild (SGHL, 2011; vgl. auch zusammenfassende Artikelserie in: «Wasser Energie Luft», Heft 4/2011). Die Forscher kommen nun zum Schluss, dass für die Periode 2021–2050 gegenüber der Referenzperiode 1980–2009 mit Werten von +0.9 bis +1.9% keine wesentliche Veränderung der mittleren Jahresproduktion zu erwarten ist (Tabelle 2). Allerdings ist durchaus mit saisonalen und regionalen Umverteilungen zu rechnen. Den Zugewinnen im Winter stehen voraussichtliche Verluste im Sommer gegenüber. Laufkraftwerke an den Mittellandflüssen dürften aufgrund der höheren Winter- und Frühlingsabflüsse eher zu den Gewinnern gehören. Speicherwerke in heute stark vergletscherten Gebieten und in südlichen Einzugsgebieten könnten längerfristig eher verlieren.

Während die hydroelektrische Produktion jetzt und in den nächsten Jahren also insgesamt von abschmelzenden Gletschern und Verschiebungen der Ab-

flussverteilung eher profitiert, wird sich der Trend in einem zunehmend gletscherlosen Alpenbogen drehen. In der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts wird dann auch nach den neuesten Modellen mit einschneidenden Produktionsverlusten zu rechnen sein. Zu beachten ist zudem die zu erwartende Häufung von Extremereignissen wie Hochwasser, Steinschläge oder Murgänge, die mit möglichen Schäden an Anlagen durchaus weitere Risiken für die Produktion bergen (Bilder 11a, 11b).

Wobei sich längerfristig auch neue Chancen bieten. Gemäss einer aktuellen Studie (Häberli et al., 2012) sollen im Schweizerischen Alpenraum durch den Gletscherschwund rund 40 grössere neue Seen entstehen (Bild 12). Diese stellen aufgrund möglicher Flutwellen oder unkontrollierter Ausbrüche einerseits eine Gefahr für die Talschaften dar. Sie können andererseits aber auch eine Chance sein, die wegfallende Speicherfunktion der Gletscher durch Multifunktionsanlagen für Hochwasserschutz und Wasserkraft zu ersetzen. Längerfristig entstehen also neue Potenziale. Es gilt, diese Optionen frühzeitig zu erkennen sowie mutig und unvoreingenommen unter Einbezug aller Interessen zu evaluieren.

Die Unsicherheiten all dieser Prognosen sind sehr gross. Die Daten dürften aber gut genug sein, um sich mit möglichen Anpassungsmassnahmen auseinanderzu-

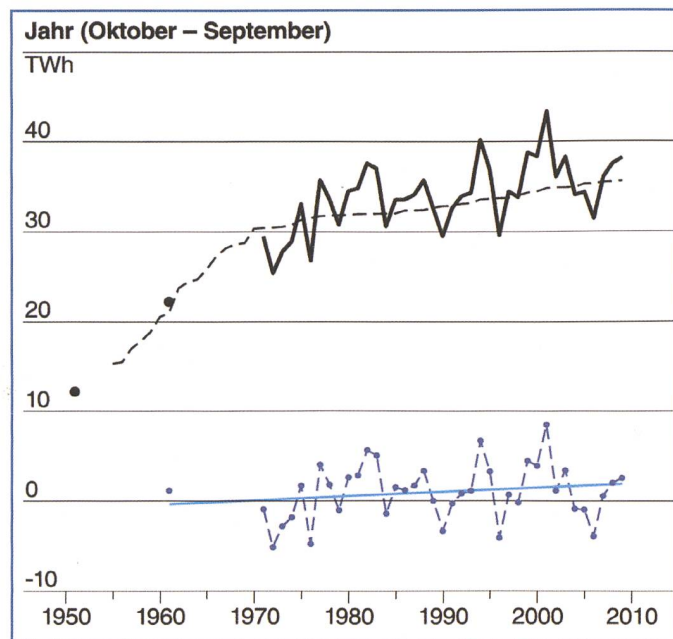


Bild 10a. Stromproduktion von Schweizer Wasserkraftwerken in TWh zwischen 1950 und 2009; gestrichelte schwarze Linie = Produktionskapazität, ausgezogene schwarze Linie = tatsächliche Jahresproduktion; blaue Linie: mit Kapazität bereinigte jährliche Variation und Trend (Hänggi P.; Weingartner R., 2012).

| Veränderungen durch Klimawandel | rel. Änderung der Produktion [%] | | |
|---------------------------------|----------------------------------|--------|------|
| | Sommer | Winter | Jahr |
| Optimistisch | -4.4 | +10.1 | +1.9 |
| Pessimistisch | -6.3 | +10.1 | +0.9 |

Tabelle 2. Prognostizierte Veränderungen der hydraulischen Produktionserwartung durch Klimaveränderungen für die Periode 2021–2050 gegenüber der Periode 1980–2009 (Hänggi et al., 2011).

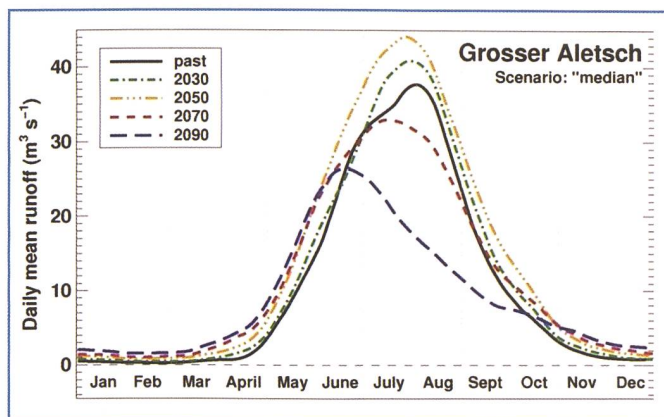


Bild 10b. Stark vergletscherte Einzugsgebiete werden nach einer Phase erhöhter Schmelzwasserabflüsse längerfristig weniger Abflüsse früher im Jahr aufweisen (SGHL, 2011).

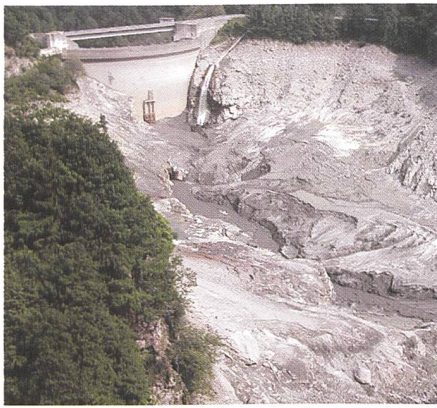


Bild 11a/b. Verlandung von Speicherseen und Auswirkungen von häufigeren Extremereignissen wie Steinschlag oder Murgänge als weitere Risiken des Klimawandels (Fotos: zvg).

setzen. Dazu gehören je nach Einzugsgebiet und Situation zum Beispiel die Prüfung von: Erhöhungen der Ausbauwassermengen bei knapp bemessenen Laufwasserwerken im Mittelland, Vergrößerungen von Stauvolumen bei Speicherseen zur Fassung der jetzt und in den nächsten Jahren grösseren Schmelzwassermengen oder auch Massnahmen gegen zunehmende Einflüsse der Verlandung und der Naturgefahren.

4. Schätzung des Ausbaupotenzials 2050

4.1 Zwei Szenarien

Für die Schätzung des bis ins Jahr 2050 realisierbaren Ausbaupotenzials der Jahresproduktion spielen also etliche Faktoren eine Rolle. Je nach zugrunde gelegten Annahmen resultieren verschiedene Antworten. Es macht deshalb Sinn, zwischen einem Minimalszenario und einem Maximalszenario zu unterscheiden. Aufgrund ihrer Ausprägungen werden diese Szenarien hier «Weiter wie bisher» und «Anpas-

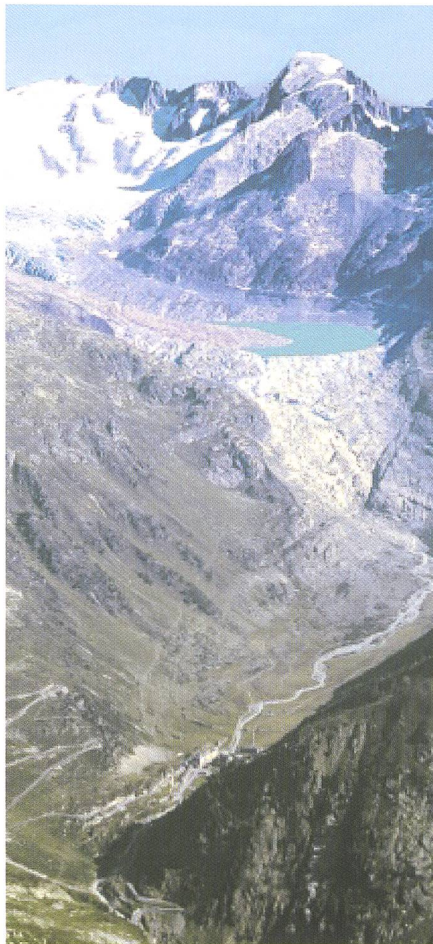


Bild 12. Durch Gletscherschwund neue entstehende Seen sind Risiko und Chance zugleich (im Bild: Modellierung der Ausdehnung des Rhönegletschers im Jahr 2050; ETHZ).

sung der Rahmenbedingungen» genannt und im Folgenden kommentiert (vgl. auch *Tabelle 2* mit den Schätzungen der je nach Szenario realisierbaren Ausbaupotenziale und zugehörige Voraussetzungen).

4.2 Szenario «Weiter wie bisher»

Unter den bisherigen Rahmenbedingungen – da sind sich die meisten Wasserkraftbetreiber einig – ist nur noch sehr wenig zusätzliche Produktion realisierbar:

Etwas Effizienzsteigerung, wenig Zubau
Die mögliche Steigerung beschränkt sich auf den standardmässigen Ausrüstungsersatz mit Effizienzsteigerung um 1–3% bzw. insgesamt rund 0.5 TWh (bedingt aber erreichtes Lebensalter und Investitionssicherheit), wenige Erweiterungen und Umbauten von bestehenden Anlagen in der Grössenordnung von 1 TWh sowie Neubau von einem Teil der finanziell geförderten Klein- und Kleinstanlagen im Umfang von 1 bis 2 TWh. Neue grosse Anlagen sind unter den heutigen Bedingungen praktisch keine möglich.

Grosse Verluste durch Restwasserdotierungen

Vom Zubaupotenzial werden in diesem Szenario die höheren, gemäss Art. 33 GSchG möglichen Restwasserverluste abgezogen, also die geschätzten 2–4 TWh (vgl. Abschnitt 3.2 bzw. *Tabelle 1*).

Keine Veränderung durch Klimawandel

Gestützt auf die aktuellen Forschungsergebnisse wird für den Klimawandel keine Veränderung der Jahresproduktion in Rechnung gestellt.

Fazit

Unter dem Strich ist bei diesem Szenario also eher mit einer Stagnation und längerfristig mit einem Rückgang der Produktion aus Wasserkraft zu rechnen.

4.3 Szenario «Anpassung der Rahmenbedingungen»

Soll eine Steigerung der Produktion aus Wasserkraft erreicht werden, braucht es eine deutliche Veränderung der Rahmenbedingungen, namentlich eine neue Gewichtung bei der Interessenabwägung zwischen Schutz und Nutzung und die Verbesserung von Investitionsanreizen und -sicherheit:

Grössere Effizienzgewinne und Erweiterungen

Der Zugewinn aus Effizienzsteigerungen und Erweiterungen bei bestehenden Anlagen lässt sich durch Verbesserung der Rahmenbedingungen auf rund 1 TWh bzw. 2 TWh erhöhen. Dazu gehört zum Beispiel eine attraktive Regelung für die Restwertentschädigung von Erneuerungsinvestitionen beim Heimfall – als Voraussetzung für Investitionen bei ungenügender Restlaufzeit einer Konzession. Dazu gehören aber auch unkonventionelle Massnahmen wie zum Beispiel die Idee, Reibungsverluste durch die Vergrößerung von Druck- und Zuleitstollen bzw. durch den Bau von parallelen Triebwassersystemen zu minimieren und damit die Produktion zu steigern (Molinari, P., Bernegger, W., 2011) – was primär bei gleichzeitiger Leistungssteigerung interessant ist, angesichts der fehlenden Rentabilität allerdings die Bereitschaft für überbeuerte Investitionen und Fördermittel bedingt.

Neubau von kleinen und grossen Anlagen

Zusätzlich zum maximalen Ausbau der subventionierten Klein- und Kleinstanlagen von rund 2 TWh wird in diesem Szenario mit dem Neubau von grossen Anlagen in der Grössenordnung von 1 bis 2 TWh gerech-

| Ausbaupotenzial | „Weiter wie bisher“ [TWh] | „Anpassung Rahmenbedingungen“ [TWh] | Voraussetzungen für Potenzial gemäss Szenario „Anpassung der Rahmenbedingungen“ |
|---|---------------------------|-------------------------------------|---|
| Ausrüstungersatz und andere Effizienzsteigerungen | +0.5 | +0.5 bis +1 | <ul style="list-style-type: none"> • Erreichtes Lebensalter Maschinen und Ausrüstung bzw. ausreichendes Verbesserungspotenzial • Investitionssicherheit durch ausreichende Restlaufzeit der Konzession oder faire Vergütung bei Heimfall • Rentabilität bzw. wo nicht gegeben aber sinnvoll: Fördermittel für Zusatzproduktion |
| Erweiterung und Umbau bestehende Anlagen, inkl. neue Fassungen / Stufen / Überleitungen | +0.5 bis +1.5 | +1 bis +2 | <ul style="list-style-type: none"> • Akzeptanz und politischer Wille für Erweiterungen und neue Gewichtung Schutz-/Nutzungsanliegen • Investitionssicherheit durch ausreichende Restlaufzeit der Konzession oder faire Vergütung bei Heimfall • Rentabilität bzw. wo nicht gegeben aber sinnvoll: Fördermittel für Zusatzproduktion • Vereinfachung und Beschleunigung der Konzessions- und Bewilligungsverfahren |
| Neubau kleiner und grosser Anlagen, inkl. neuer Speicher | +1 bis +2 | +3 bis +4 | <ul style="list-style-type: none"> • Akzeptanz und politischer Wille für den Neubau und neue Gewichtung Schutz-/Nutzungsanliegen • Investitionssicherheit durch ausreichende Konzessionsdauer • Vereinfachung und Beschleunigung der Konzessions- und Bewilligungsverfahren |
| Minderproduktion aus Restwasserbestimmungen | -2 bis -4 | -1 bis -2 | <ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung Mindestrestwassermengen ohne Mehrdotierungen nach Interessenabwägung • Oder besser: differenziert mit Schutz- und Nutzungsplanungen und Ausgleich Mehrnutzung bzw. -schutz |
| Minder- oder Mehrproduktion aus dem Klimawandel | ±0 | ±0 | <ul style="list-style-type: none"> • Massnahmen zur Minimierung Verluste durch Extremereignisse und Fassung erwartete Mehrabflüsse (weiterhin grosse Unsicherheiten) |
| Veränderung Nettoproduktion min/max | ± 0 | +4 bis +5 | |

Tabelle 3. Grössenordnungen der Ausbaupotenziale bis 2050 für die beiden Szenarien «Weiter wie bisher» und «Anpassung der Rahmenbedingungen» sowie Voraussetzungen für die maximale Nutzung (SWV, 2011).

net (die Abgrenzung zwischen Neubauten und Erweiterungen ist allerdings fließend). Geeignete Standorte für neue grosse Anlagen sind nur noch beschränkt verfügbar und oft in Konflikt mit Gewässer- oder Landschaftsschutzgebieten. Zudem sind die attraktivsten Projekte seit langer Zeit gebaut; die Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen ist also nicht à priori gegeben und muss sich im Einzelfall erst noch weisen. Allerdings ist davon auszugehen, dass insbesondere zur Deckung des Winterbedarfs grössere Anlagen mit Speicher notwendig und deshalb entsprechende Lösungen zu finden sind.

Moderate Verluste durch Restwasserdotierungen

Vom Zubaupotenzial in Abzug gebracht werden in diesem Szenario nur die Mindestrestwassermengen (gemäss Art. 31 GSchG) von rund 1.5 TWh. Diese aus Produktionssicht optimistische Variante bedingt den Verzicht auf zusätzliche Erhöhungen der Mengen (gemäss Art. 33 GSchG) durch eine entsprechende Gewichtung der Nutzung durch die Behörden.

Keine Veränderung durch Klimawandel

Auch in diesem Szenario werden die zu

erwartenden Veränderungen des Klimawandels mit +/- 0 TWh eingesetzt. Unter Umständen könnten die erwarteten Mehrabflüsse im Mittelland durch Erhöhungen der Ausbauwassermengen für eine Steigerung der Produktion genutzt werden; das dürfte aber bestenfalls die Verluste bei den Speicherwerken kompensieren.

Fazit

Unter dem Strich resultiert bei diesem Szenario eine mögliche Steigerung der Produktion in der Grössenordnung von 4 bis 5 TWh. Das entspricht einem Maximalszenario, das optimalste Bedingungen für die Nutzung voraussetzt.

5. Schlussfolgerungen

5.1 Zentrale Rolle für Regel- und Ausgleichsleistung

Die Wasserkraft spielt für die Energiezufuhr der Schweiz eine ganz zentrale Rolle. Zum einen ist Strom das Schlüsselement auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Und zum anderen sind gerade beim Strom die zeitliche Verfügbarkeit und damit die Regel- und Ausgleichsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung.

Hierzu steuert die Wasserkraft zwei unverzichtbare Elemente bei: sie liefert mit den Speicherseen die saisonale Umlagerung in die verbrauchsstarken Wintermonate und sie trägt mit ihren flexibel zu- und abschaltbaren Kraftwerken massgeblich zur Deckung der steigenden Verbrauchsspitzen sowie zur Netzstabilität bei.

Die Schweiz hat insbesondere bei forciertem Zubau von stark wetterabhängigen Photovoltaik- und Windanlagen zusätzlichen Bedarf an Winterspeichern sowie an kurzfristiger Regel- und Ausgleichskapazität. Pumpspeicherwerke als Spezialanlagen der Wasserkraft sind dabei bis auf Weiteres die effizienteste Form der tageweisen Einlagerung von Strom. Mit den aktuellen Grossprojekten wird diese Kapazität gerade mehr als verdoppelt, womit die unmittelbaren Bedürfnisse der Schweiz abgedeckt werden. Als Beitrag für die erneuerbare Stromproduktion in Europa ist aber ein weiterer Ausbau denkbar.

Limitierend für zusätzliche Regel- und Ausgleichsleistung ist neben dem Netzausbau die Wirtschaftlichkeit. Entsprechend ist für gute Rahmenbedingungen zu sorgen und namentlich auf neue Abga-

ben zu verzichten, die den wirtschaftlichen Betrieb und damit Investitionsentscheide unterlaufen würden.

5.2 Mögliche Steigerung der Jahresproduktion

Der mit der postulierten Energiewende entstehende riesige Deckungsbedarf kann nur durch enorme Einsparungen sowie den Ausbau und das Zusammenspiel aller erneuerbarer Stromquellen geschlossen werden. Die Wasserkraft, mit einem Anteil von mehr als der Hälfte bereits heute das Rückgrat der Schweizerischen Stromproduktion, verfügt noch über Steigerungspotenzial in der Grössenordnung von ein paar wenigen TWh. Ob und wie viel davon genutzt werden soll und kann, hängt primär vom politischen Willen und den Rahmenbedingungen ab. Unter den aktuellen Bedingungen ist eher mit einer Stagnation und längerfristig mit einem Rückgang der Produktion zu rechnen.

Soll der Beitrag der Wasserkraft dagegen gesteigert werden, braucht es einerseits Investitionsanreize und -sicherheit und andererseits neue Kompromisse zur Überwindung der Zielkonflikte zu bestehenden Schutzanliegen. Die Errungenschaften des Umweltschutzes und namentlich des per 1.1.2011 revidierten Gewässerschutzgesetzes sind dabei nicht in Gefahr. Im Gegenteil: letzteres bietet Gewähr dafür, dass die unerwünschten Auswirkungen der Wasserkraft reduziert und die Gesamtbilanz noch besser ausfallen wird.

Will die Schweiz einen massgeblichen Teil des vorhandenen Ausbaupotenziales nutzen, stehen die folgenden Stossrichtungen zur Anpassung der Bedingungen im Vordergrund:

- Breite Akzeptanz und politischer Wille für die Erneuerung und den Ausbau der Wasserkraftnutzung als Beitrag zur Versorgungssicherheit, mit Priorität auf Erweiterungen in bereits genutzten Gebieten und Neubau weniger grosser Anlagen.
- Setzung räumlicher Schwerpunkte zur Entflechtung von Schutz- und Nutzungsanliegen: nicht überall alles und das gleiche, sondern vermehrte und grossräumige Anwendung der Ausnahmeregel von Schutz- und Nutzungsplanungen mit Ausgleich Mehrschutz bzw. Mehrnutzung.
- Neue Gewichtung bei der Interessenabwägung durch Behörden im Rahmen des gesetzlichen Spielraumes eher zu Gunsten der Nutzung, namentlich: moderate Festlegung der Rest-



Bild 13. Auch stark genutzte Gewässer können ihren Reiz jenseits der Potenzialenergie behalten (im Bild: die Tessiner Maggia, Foto: Pfa).

wasserabgaben und Zulassen interessanter, mit bescheidenen Eingriffen verbundene Erweiterungsbauten von nationaler Bedeutung in Landschaftsschutzgebieten.

- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Ausbauvorhaben durch höhere Strompreise, Reduktion von Abgaben oder – falls notwendig – Ausrichtung von Fördergeldern für unrentable aber sinnvolle Effizienzsteigerungen und Erweiterungen grosser Anlagen.
- Erhöhung von Investitionssicherheit und –anreizen für die Erneuerung und Erweiterung bestehender Anlagen, unter anderem durch die faire Regelung von Konzessionserneuerungen und marktgerechte Restwertentschädigung von Investitionen beim Heimfall.
- Vereinfachung und Beschleunigung der langwierigen und aufwändigen Konzessions- und Bewilligungsverfahren zwecks Reduktion der Kosten und Erhöhung der Planungssicherheit.

Der Erhalt und Ausbau der wichtigen Regel- und Ausgleichsleistungen sowie der Jahresproduktion lassen sich nicht herbeizaubern oder verordnen. Soll die Wasserkraft gestärkt werden – und das ist letztlich ein gesellschaftlicher Entscheid – braucht es eine weitsichtige Politik, welche 1) zur bestehenden Produktion Sorge trägt, und 2) mit guten Rahmenbedingungen Investitionen in die Erneuerung sowie den wirtschaftlichen und umweltverträglichen Ausbau ermöglicht.

Mit den oben skizzierten Stossrichtungen dürfte eine Steigerung der Nettoproduktion um 2 bis 3 TWh realisierbar sein. Ohne Anpassungen der Bedingungen ist dagegen längerfristig mit einem Rückgang der Produktion aus Wasserkraft zu rechnen.

Literatur

- Aeberhard, J., 2011: Referat anlässlich des VSE-Symposium vom 5./6. Mai 2011, Zürich.
- Bundesrat, 2011: Energieperspektiven 2050 – Analyse der Stromangebotsvarianten des Bundesrates, Faktenblatt vom 25. Mai 2011, Bern.
- BFE, 2011a: Grundlagen für die Energiestrategie 2050 des Bundesrates, Bundesamt für Energie, Mai 2011, Bern.
- BFE, 2011b: Energieperspektiven 2050, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung unter neuen Rahmenbedingungen, Faktenblatt vom Juni 2011, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2011c: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 1998: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1997, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE/BWG, 2004: Erschliessung des Ausbaupotenzials der Wasserkraft, Elektrowatt-Ökonomie, Bundesamt für Energie und Bundesamt für Geologie, Bern.
- ETHZ, 2011: Energiezukunft Schweiz, Studie vom November 2011, Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich.
- ETS, 2009: Inländische Strombilanz 2035 und 2050, Energie Dialog Schweiz, Zürich.
- Häberli, W. et al., 2012: Gletscherschwund und neue Seen in den Schweizer Alpen, zur Publika-

tion vorgesehen in: «Wasser Energie Luft», Heft 2/2012, Baden.

Hänggi, P.; Weingartner, R., 2012: Variations in Discharge Volumes for Hydropower Generation in Switzerland, in: «Water Resources Management», published online: February 2012, DOI: 10.1007/s11269-011-9956-1.

Hänggi, P. et al., 2011: Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung – Hochrechnung, in: «Wasser Energie Luft», Heft 4/2011, S. 300 ff., Baden.

Molinari, P.; Bernegger, W., 2011: Alternative Wege zur Erhöhung der Produktion aus Wasserkraft, in: «Bulletin VSE/SEV», Heft 12/2011, S. 8 ff., Zerne/Aarau.

PSI, 2007: Proceedings of the 3rd international Conference on LCA, Paper by Christian Bauer, Paul Scherrer Institut, Villigen.

Pfammatter, R., 2012: Ausbaupotenzial der Wasserkraft – eine Auslegeordnung zu den Möglichkeiten und Voraussetzungen, Fachartikel in: «Bulletin VSE/SEV», Heft 2/2012, S. 8 ff., Baden/Aarau.

Pfammatter, R., 2011: Ausbauziel Wasserkraft – neue Kompromisse braucht das Land, Referat anlässlich der Fachtagung «Die Rolle der Wasserkraft in der Energiestrategie 2050», und Artikel in: «Thema Umwelt», Heft 1/2012, Baden/Zürich.

Stettler, A., 2011: Referat anlässlich VGB-Congress on Power Plants 2011, Pump Storage Projects – The New Battery for Europe, September 2011, Bern.

SWV, 2011: Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz, Faktenblatt vom 10. Juni 2011 (Stand: 17. Oktober 2011), Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Baden.

SWV, 2001: Ökologische und technisch/ökonomische Qualitäten der Wasserkraft, VS Nr. 64, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Baden.

SWV, 1987: Energieeinbussen bei Wasserkraftanlagen aufgrund des Gewässerschutzgesetzes GSchG, Elektrowatt Ingenieurunternehmung, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Baden.

Schleiss, A., 2007: L'hydraulique en suisse – un grand potentiel de croissance par l'augmentation de la puissance, Fachartikel in: «Bulletin VSE/SEV», Heft 2/2007, S. 24 ff., Lausanne/Aarau.

SGHL, 2011: Beiträge zur Hydrologie der Schweiz Nr. 38, Schweizerische Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie, Bern (vgl. auch zusammenfassende Fachartikel in: «Wasser Energie Luft», Heft 4/2011, Baden).

Uhlmann, V.; Wehrli, B., 2006: Wasserkraftnutzung und Restwasser – Standortbestimmung zum Vollzug der Restwasservorschriften, EAWAG, Kastanienbaum (vgl. auch Fachartikel in: «Wasser Energie Luft», Heft 4/2007, S. 307–310, Baden).


Anschrift des Verfassers

Roger Pfammatter


Geschäftsführer Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Rütistrasse 3a

CH-5401 Baden


r.pfammatter@swv.ch




Kompetenz in der Messtechnik:



Echolot

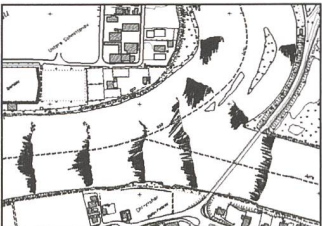


Georadar

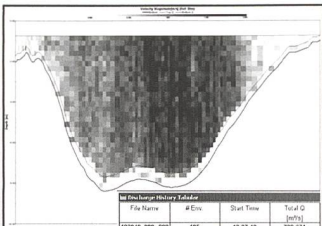


Messsysteme

... Strömungsmessungen



Strömungsvektoren



Geschwindigkeiten und Durchfluss

Ingenieurvermessung • GPS • Hydrographie • Georadar • autom. Messsysteme • Gleismesswagen • Architekturvermessung • statisches und dynamisches Laserscanning • Archäologie

terra vermessungen ag, Obstgartenstr. 7, 8006 Zürich
Tel. 043 255 20 30, Fax 043 255 20 31, terra@terra.ch

Fachinformationen auf www.terra.ch

ZINGRICH

CABLETRANS GMBH

Alte Strasse 28A
info@cabletrans.com
www.cabletrans.com

CH-3715 Reichenbach i.K.
Tel. +41 (0)33 671 32 48
Fax +41 (0)33 671 22 48

- Transportsysteme
- Materialeilbahnen
- Pipelinebau
- Wasserkraftwerke
- Brückenbau
- Schutzbauten

