



Axpo Energy Reports

Wasserkraft



Einführung

Eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromversorgung ist grundlegend für das Funktionieren der Schweizer Gesellschaft und Wirtschaft. Heute profitiert die Schweiz dank Wasserkraft, Kernenergie, neuer erneuerbarer Energien sowie ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz von sehr guten Voraussetzungen für eine verlässliche Versorgung.

In den kommenden Jahrzehnten gerät diese komfortable Ausgangslage ohne geeignete Gegenmassnahmen unter Druck. Die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie das Bevölkerungswachstum werden den Strombedarf deutlich erhöhen. Hinzu kommt der steigende Energiebedarf von Rechenzentren, Cloud-Diensten und Generativer KI. Gleichzeitig fällt mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie auf lange Sicht ein substantieller Teil der inländischen Stromproduktion weg.

Besonders die Wintermonate stehen zunehmend im Fokus. Schon heute verbraucht die Schweiz im Winterhalbjahr mehr Strom, als sie produziert. In der dunkleren Jahreszeit ist der Bedarf nach Wärme höher, und generell

halten sich die Menschen länger in Gebäuden auf, was den Stromverbrauch von elektronischen Geräten und Beleuchtung erhöht. Zudem produziert die Wasserkraft aufgrund des saisonalen Abflussprofils mit hohem Laufwasseranteil im Sommerhalbjahr mehr Strom. Auch der aktuelle Zubau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz und im benachbarten Ausland basiert zu einem grossen Anteil auf der Solarenergie, welche ihren Ertrag mehrheitlich im Sommerhalbjahr liefert. Entsprechend wird sich die saisonale Differenz zwischen Sommerüberschuss und Winterdefizit verstärken, was eine sichere Stromversorgung im Winterhalbjahr zunehmend erschwert.

Um die Stromversorgung auch künftig zu sichern, braucht es – neben einer engen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern und der EU – den Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen inländischen Stromproduktion. Im Rahmen der Axpo Energy Reports betrachten wir vier Technologien, welche die inländische Stromerzeugung im Winterhalbjahr substantiell erhöhen können: Windenergie, neue Kernkraftwerke, Solarenergie und Gaskraftwerke.

Der Bericht zeigt konkret auf, wie sich die Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2050 voraussichtlich entwickelt. Mit der Darstellung des gegenwärtig und künftig zentralen Pfeilers der inländischen Produktion ergänzt der Bericht die 4 Berichte des Projektes Axpo Energy Reports und ermöglicht so eine umfassende Beurteilung der Optionen zur Sicherung der künftigen Stromversorgung, insbesondere im Winter.

Ergänzend behandelt dieser Bericht die Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz bis 2050.

01 Zusammenfassung	4
02 Aktueller Stand der Wasserkraft in der Schweiz	8
03 Ausbaupotenzial bis 2050	12
3.1 Runder Tisch Wasserkraft (Winterstrom-Initiative)	13
3.2 Erweiterungen & Erneuerungen bestehender Anlagen	16
04 Herausforderungen bei Instandhaltung, Erweiterungen & Neubau	19
4.1 Auslaufen von Konzessionen: Restwertvereinbarungen & Restwasseranforderungen	20
4.2 Bewilligungs- & Bauprozesse	21
4.3 Wirtschaftlichkeit & Fördermechanismen	22
4.4 Wasserzins	23

05 Deep-Dive: Auswirkungen gesetzlicher Restwasser- & Schwall/Sunk-Auflagen	24
5.1. Produktionseinbussen aufgrund von Restwasservorgaben	25
5.1.1 Produktionseinbussen bisher	25
5.1.2 Zukünftig zu erwartende Produktionseinbussen	26
5.2 Schwall/Sunk-bedingte Flexibilitätseinbussen	28
06 Deep-Dive: Auswirkungen des Klimawandels	29
6.1 Veränderung der Wasserverfügbarkeit	30
6.2 Zunahme von Extremereignissen	32
6.3 Spezialfall neue Gletscherseen	33
Disclaimer und Literaturverzeichnis	34



01

Zusammenfassung

Die Wasserkraft ist das Rückgrat der Schweizer Stromproduktion. Aktuell beträgt die erwartete Produktion der über 700 Gross-Wasserkraftwerke¹ (folgend vereinfacht Wasserkraftwerke) rund ~37,4 TWh Strom pro Jahr – davon ca. ~15,5 TWh im Winterhalbjahr Oktober bis März – und ist damit für 60 Prozent der Schweizer Stromerzeugung verantwortlich.^{2,3} Bis 2050 soll die Wasserkraft gemäss den im Energiegesetz verankerten Zielen (Ziele der Energiestrategie 2050) auf über 39,2 TWh jährlich ausgebaut werden.⁴ Dieses Ziel wie auch der Ausbau der sicher abrufbaren Winterproduktion um 2 TWh⁵ erweisen sich jedoch als ambitioniert. Während Neubauprojekte und Effizienzsteigerungen zu einem Produktionsanstieg führen, werden diese Gewinne grösstenteils durch Produktionsrückgänge aufgrund umweltbedingter Auflagen (insbesondere Restwasservorgaben) aufgezehrt. Wir gehen daher von einem geringeren Anstieg aus.



Abbildung 1: Stausee Curnera.

¹ Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von grösser als 300 kW

² Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 31. Dezember 2024

³ Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024: Tabelle 32, Vorausschau 2024/2025

⁴ Energiegesetz (EnG), Art. 2 Abs. 2

⁵ Stromversorgungsgesetz (StromVG), Art. 9a, Abs. 1

Stromerzeugung aus der Schweizer Wasserkraft von 2025 bis 2050

	Jahr		Winter (Oktober–März)	
Aktuell (2025)	~37,4 TWh		~15,5 TWh	
Runder Tisch ⁶ (vgl. Abschnitt 3.1)	Optimistisch:	+0,36 TWh	Optimistisch:	+1,50 TWh
	Pessimistisch ⁷ :	+0,09 TWh	Pessimistisch ⁷ :	+0,38 TWh
Erneuerungen & Erweiterungen ⁸ (vgl. Abschnitt 3.2)	Optimistisch:	+1,00 TWh ⁹	Optimistisch:	+0,55 TWh
	Pessimistisch ⁷ :	+0,25 TWh	Pessimistisch ⁷ :	+0,14 TWh
Restwasser bis 2050 (vgl. Abschnitt 5.1) ¹⁰	Optimistisch:	–1,50 TWh	Optimistisch:	–0,75 TWh
	Pessimistisch:	–5,30 TWh	Pessimistisch:	–2,65 TWh
Klimawandel bis 2050 (vgl. Abschnitt 6.1)	Kaum Effekte auf Jahresproduktion bis 2050 ¹¹		Optimistisch ^{11,12} :	+1,55 TWh
			Pessimistisch ^{11,13} :	+0,30 TWh
Total bis 2050	Optimistisch:	~37,3 TWh	Optimistisch:	~18,4 TWh
	Pessimistisch:	~32,4 TWh	Pessimistisch:	~13,7 TWh

Tabelle 1: Überblick über Veränderung der Stromerzeugung aus der Schweizer Wasserkraft von 2025 bis 2050.

Positiv hervorzuheben ist, dass der geplante Ausbau gezielt die Winterstromproduktion stärkt. Während die Wasserkrafterzeugung heute zu rund 40 Prozent auf das Winterhalbjahr fällt, sind die Projekte vom «Runden Tisch» explizit für die Winterstromerzeugung ausgelegt. Zusätzlich verschiebt der Klimawandel die Wasserverfügbarkeit teilweise vom Sommerhalbjahr in das Winterhalbjahr.

Zu den wichtigsten Ausbauvorhaben zählen die vom **«Runden Tisch Wasserkraft»** priorisierten 15 (+1 Chlus) Speicherwasserkraftwerke, die bis 2040 zusammen gemäss den 2023 im Stromversorgungsgesetz (StromVG) verankerten Zielen ca. 2 TWh zusätzliche Winterenergie liefern sollen. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass alle am Runden Tisch vereinbarten Vorhaben auch tatsächlich umgesetzt

werden. Derzeit sind viele dieser Projekte mit Risiken behaftet (Wirtschaftlichkeit, Restwertvereinbarungen, Genehmigungen, Einsprachen/Beschwerden). Gemäss dem Bundesamt für Energie ist aufgrund aktueller Rückmeldungen der Projektträger (Stand August 2025) bis 2040 nur mit rund 1,1 TWh zusätzlicher Winterenergie und bis zum vollständigen Ausbau des Winterenergiepotenzials mit etwa 1,5 TWh zu rechnen.¹⁴ Im Falle von zusätzlichen Verzögerungen können diese Werte weiter fallen.

Neben den Projekten des Runden Tisches werden weitere **Erneuerungen und Erweiterungen** bestehender Anlagen (z.B. Erweiterungen durch Staumauererhöhungen, durch Fassung neuer Zuflüsse oder Erhöhung der Ausbauwassermenge und Leistung) einen zu-

⁶ Zahlen gemäss Zielanpassung des Bundesamtes für Energie für Projekte des Runden Tisches bis 2050. Quelle: Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Zubau von Wasserkraft erfordert angepasste Projektliste

⁷ Annahme: 25 Prozent des optimistischen Szenarios.

⁸ Netto-Jahres- und -Wintererzeugungspotenziale der Runder Tisch-Projekte, da diese Projekte bereits unter der Kategorie «Runder Tisch» berücksichtigt wurden.

⁹ Netto des Potenzials von Kleinwasserkraft, welches Bundesrat (2025) auf zusätzlich 0,25 TWh beziffert.

¹⁰ Optimistisch = moderate Auslegung der Restwasserrestriktionen gemäss Abschnitt 5.1; Pessimistisch = strikte Auslegung gemäss Abschnitt 5.1.

¹¹ Ohne Mitberücksichtigung eines allfälligen negativen Einflusses zusätzlicher Restwasserrestriktionen infolge erhöhter Winterabflüsse.

¹² Entspricht 10 Prozent Mehrproduktion im Winter, vgl. Abschnitt 6.1. Quelle: Hänggi, Balmer et al. (2011, Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung).

¹³ Entspricht 5 Prozent Mehrproduktion der Laufwasserkraftwerke im Winter gemäss SCCER-SOE (2019, Climate change impact on Swiss hydropower production), vgl. Abschnitt 6.1; Annahme: Nur Laufwasserkraftwerke, ohne allfälligen positiven Beitrag von Speicherkraftwerken. Winterproduktion der Laufwasserkraftwerke betrug in den hydrologischen Jahren 2014/15 – 2023/24 im Schnitt 6.1 TWh gemäss BFE (2015 – 2025, Schweizerische Elektrizitätsstatistiken 2015 bis 2024, Tabelle 9, Hydraulische Produktion im Winter- und Sommerhalbjahr).

¹⁴ Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Zubau von Wasserkraft erfordert angepasste Projektliste

sätzlichen Beitrag zur Winterproduktion leisten, allerdings in begrenztem Umfang von – im optimistischen Falle – rund 0,6 TWh.¹⁵

Dem Zubau an Wasserkraft steht aufgrund der gesetzlichen **Restwasservorgaben** ein erwarteter Produktionsrückgang von mehreren Prozent gegenüber. Seit Einführung des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) im Jahr 1992 gingen schweizweit gingen schweizweit bis 2025 gemäss einer von der hydrosuisse in Auftrag gegebenen Studie bereits etwa 1–1,5 TWh an Jahresproduktion durch höhere Restwassermengen verloren. Bis 2050 könnten im Vergleich zu heute (Jahr 2025) nochmals rund 1–2 TWh TWh hinzukommen. Strengere ökologische Anforderungen für die Längsvernetzung von Fischen und geschützte Lebensräume könnten den weiteren Verlust auf ~2–3 TWh und im Extremszenario sogar um weitere ~5,3 TWh erhöhen.¹⁶ Mit anderen Worten wird der Wasserkraftausbau bis 2050 durch die Restwasser-bedingten Produktionseinbußen grösstenteils aufgezehrt oder

sogar überkompensiert. Es ist daher essenziell, Nutzungs- und Schutzinteressen der Wasserkraft gegeneinander abzuwägen.

Auch der **Klimawandel** wird die Schweizer Wasserkrafterzeugung beeinflussen. Durch das Schmelzen der Gletscher steht der Wasserkraft zusätzliches Schmelzwasser zur Verfügung. Seit 1980 konnte daher die Jahresproduktion um ca. 1–1,4 TWh erhöht werden. Bis 2050 dürfte dieser Effekt jedoch zurückgehen, geschätzt um rund 1 TWh an Jahresproduktion.¹⁷ Durch den Gletscherrückgang tun sich für die Wasserkraft aber auch neue Chancen durch Gletscherseen auf, mit einem Potenzial an steuerbarer Winterproduktion (saisonaler Speicherung) von etwa 2,4 TWh, wovon knapp die Hälfte allein auf die drei Runder Tisch-Projekte Gorner, Grimsel und Trift entfallen.¹⁸ Zudem verschieben sich Abflüsse, mit wohl positiven Effekten für die Wintererzeugung: Es fällt mehr Niederschlag im Winter, während im Sommer trockenere Phasen zunehmen. Zusätzlich sinkt die

Schneefallgrenze, und Niederschlag fällt vermehrt als Regen anstatt als Schnee. Dies reduziert die natürliche Wasserspeicherung in Form von Schnee und Eis und trägt – neben Trockenheit – zu niedrigeren Sommerabflüssen bei. Ausserdem setzt die Schneeschmelze früher im Jahr ein.¹⁹

Insgesamt wird erwartet, dass diese Effekte des Klimawandels die Jahresproduktion der Wasserkraft kaum beeinflussen, jedoch die Saisonalität der Wasserverfügbarkeit verändern. Für Wasserkraftwerke bedeutet dies einerseits höhere Winterdurchflüsse, die es zu nutzen gilt, andererseits im Sommer häufiger niedrigere natürliche Zuflüsse. Extremwetter-Ereignisse wie Hochwasser oder Trockenheit könnten häufiger auftreten und das Produktionsprofil beeinträchtigen.

Unter Berücksichtigung aller Faktoren dürfte die inländische Wasserkraftproduktion bis 2050, wenn überhaupt, nur leicht zunehmen, und damit deutlich unter den Zielwerten der

im Energiegesetz verankerten Ausbauzielen liegen (vgl. Tabelle 1). Gründe sind **Zielkonflikte** zwischen Versorgungssicherheit und Umweltvorschriften sowie wirtschaftliche Hürden. Die Branche, Politik – und im Kontext des Heimfalls die Konzessionsgeber (also Kantone und Gemeinden) – stehen vor der Aufgabe, verbleibende Potenziale dort konsequent zu erschliessen, wo dies wirtschaftlich und ökologisch vertretbar ist, um absehbare bzw. unvermeidbare Ertragseinbußen (z.B. infolge von Umweltauflagen) zumindest teilweise zu kompensieren.

¹⁵ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft

¹⁶ Pfammatter & Semadeni Wicki, 2018, Energieeinbußen aus Restwasserbestimmungen

¹⁷ Schaeffli, Manso et al., 2019, The role of glacier retreat for Swiss hydropower production

¹⁸ Bundesrat, 2024, Analyse des Wasserkraftpotenzials der Gletscherschmelze

¹⁹ BAFU, 2021, Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gewässer



02

**Aktueller Stand der
Wasserkraft in der Schweiz**

Die Schweiz zählt zu den wasserreichsten Ländern Europas und nutzt diese Ressource seit über 150 Jahren intensiv zur Stromerzeugung. Bereits 1880 deckte Wasserkraft einen Grossteil des Strombedarfs, und zwischen 1945 und 1970 erlebte der Ausbau eine Blütezeit. Heute sind insgesamt ~700 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung ≥ 300 kW in Betrieb (davon ~200 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung ≥ 10 MW), ergänzt durch mehr als 1700 Klein- und Kleinstwasserkraftwerke von unter 300 kW. Letztere machen zwar 70 Prozent aller erfassten Wasserkraftanlagen in der Schweiz aus, liefern zusammen jedoch nur rund 0,6 TWh/a und damit einen Bruchteil ($\approx 1,5$ Prozent) der gesamten Wasserkraft-erzeugung.^{20,21,22} Andererseits erzeugen die grössten 10 Prozent der Wasserkraftanlagen über 90 Prozent der gesamten Wasserkraftproduktion.²² Im Folgenden bezieht sich der Begriff «Wasserkraft» ausschliesslich auf die Grosswasserkraft.

Es werden drei verschiedene Arten von Wasserkraftwerken in der Schweiz genutzt:

- **Laufwasserkraftwerke:** Wasserkraftwerke ohne eigenen Speicher, welche auf eine laufende Turbinierung des jeweiligen Wasserzuflusses angewiesen sind. Die Betriebsweise richtet sich beinahe ausschliesslich nach dem Wasserangebot, und weniger nach den Marktpreisen bzw. dem Elektrizitätsverbrauch. Da die Flüsse, an denen Laufwasserkraftwerke gebaut wurden, kontinuierlich Wasser führen, liefern Flusslaufkraftwerke typischerweise Bandenergie und gelten als Grundlastanlagen. Es handelt sich meist um Niederdruckwerke: Im Vergleich zu Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind die nutzbaren Fallhöhen in der Regel gering und liegen im einstelligen bis niedrigen zweistelligen Meterbereich.

- **Speicherkraftwerke:** Wasserkraftwerke, die Energie in Form von Wasser in Stauseen speichern, um bei Bedarf kurzfristig Strom zu erzeugen und so flexibel auf Nachfragespitzen reagieren zu können. Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken wird dabei der Stausee ausschliesslich durch natürlichen Wasserzufluss gefüllt. Bei den Speicher- wie auch Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um Hochdruckkraftwerke mit Fallhöhen des Wassers von oft mehreren hundert Metern, oder gar bis zu 1880 Metern (Cleuson-Dixence, Weltrekord).
- **Pumpspeicherkraftwerke:** Wasserkraftwerke, die bei Bedarf Wasser zurück in das Reservoir pumpen. Dies macht insbesondere bei Reservoirs Sinn, die einen geringen natürlichen Zufluss aufweisen, und wo die topografischen Verhältnisse für ein Unterbecken erlauben.²³ Das

Pumpen geschieht typischerweise zu Zeiten tiefer Strompreise, wie beispielsweise an sonnigen Tagen mit viel Solarproduktion. Pumpen können auch zur Bereitstellung von negativer Regelenergie genutzt werden. Moderne Pumpspeicherkraftwerke können einen Gesamtwirkungsgrad von 80 Prozent aufweisen, welcher sich aus den summierten Verlusten des Hochpumpens und des Turbinenbetriebs ergibt.

Die installierte Gesamtleistung aller Schweizer Wasserkraftwerke (Leistung ≥ 300 kW) beträgt etwa 16,5 GW und die mittlere Produktions-erwartung 37,4 TWh (Stand Ende 2024). Damit ist die Wasserkraft für rund 60 Prozent der Schweizer Stromerzeugung verantwortlich. Von der Produktion entfallen rund 48 Prozent auf Laufwasserkraftwerke (26 Prozent der installierten Gesamtleistung), 48 Prozent auf Speicherkraftwerke (50 Prozent der installier-

²⁰ Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 31. Dezember 2024

²¹ Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Kleinwasserkraft

²² EnviDat, 2026, CH-Kleinstwasserkraftwerke

²³ Eine spezielle Form der Pumpspeicherkraftwerke sind die Umwälzwerke, wo im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken die natürlichen Wasserzuflüsse eine vernachlässigbare Rolle spielen.

ten Gesamtleistung), und 4 Prozent (netto, d.h. abzüglich der verbrauchten Pumpenergie) auf Pumpspeicherwerke (24 Prozent der installierten Gesamtleistung).²⁴ Die im Verhältnis zur installierten Leistung hohe Erzeugung der Laufwasserkraftwerke weist auf den hohen Kapazitätsfaktor dieses Kraftwerkstyps hin, bzw., wie zuvor beschrieben, darauf, dass sie überwiegend Bandenergie liefern.

Für die Winterenergie besonders bedeutend ist die saisonale Verteilung der Wasserkrafterzeugung. Im Winterhalbjahr (Oktober–März) fällt im Vergleich zum Sommerhalbjahr nur wenig Niederschlag. Andererseits fällt der Niederschlag teilweise in Form von Schnee, und ist somit erst im Sommerhalbjahr in Form von Schmelzwasser verfügbar. Entsprechend werden die zur Stromerzeugung verwendeten natürlichen Zuflüsse derzeit zu rund 27 Prozent im Winter- und 73 Prozent im Sommerhalbjahr gefasst. Dank der Speicherbecken kann das Verhältnis der tatsächlichen hydraulischen Erzeugung auf ca. 43 Prozent im Winterhalbjahr und 57 Prozent im Sommerhalb-

jahr verschoben werden.²⁵ Die tiefere Produktion im Winter- im Vergleich zum Sommerhalbjahr rührt insbesondere von den Laufkraftwerken her, welche zu der Zeit lediglich ca. 35 Prozent (6,5 TWh) ihrer Jahresproduktion leisten. Speicherkraftwerke hingegen erzeugen im Winterhalbjahr 45 Prozent (8,0 TWh) ihrer Jahresproduktion. Pumpspeicherkraftwerke erzeugen auf relativer Ebene zwar knapp 63 Prozent ihrer Netto-Produktion im Winterhalbjahr, auf absolute Werte umgelegt entspricht dies jedoch nur knapp 1,0 TWh.²⁴

Die Standorte der Wasserkraftwerke sind entsprechend den Wasservorkommen und den vorhandenen Gefällstrecken ungleich verteilt, wobei die Wasserkraftproduktion auf einige Standorte im Mittelland entlang der grossen Flüsse, vornehmlich aber auf die Alpenregionen konzentriert ist. Bei den im Mittelland gebauten Anlagen handelt es sich vor allem um Laufkraftwerke entlang der Flüsse Rhein, Aare und Rhone, während in den Alpenregionen vermehrt Speicher- bzw. Pump-



²⁴ Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Stand der Wasserkraft in der Schweiz am 31. Dezember 2024

²⁵ Im Schnitt der hydrologischen Jahre 2014/15–2023/24. Basierend auf Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Schweizerische Elektrizitätsstatistiken 2015–2024

speicheranlagen anzutreffen sind. In den vier Kantonen Wallis (28 Prozent), Graubünden (21 Prozent), Tessin (10 Prozent) und Bern (9 Prozent) befinden sich rund 68 Prozent der landesweiten Produktionserwartung, wobei allein der Walliser und Bündner Anteil knapp 50 Prozent beträgt. Die aus der Wasserkraftnutzung resultierenden Einnahmen der öffentlichen Hand – insbesondere durch den Wasserzins – spielen in diesen Kantonen eine verhältnismässig grosse Rolle, worauf sogleich noch vertieft eingegangen wird. Zudem besitzt die Schweiz Anteile an Grenzkraftwerken (z.B. am Rhein, Inn, Doubs), die rund 11 Prozent (CH-Anteil) der Wasserkraftproduktion beisteuern.²⁶

Die Schweizer Wasserkraft nutzt das Wasser aus einem Einzugsgebiet von 39 740 km², das sind 93 Prozent der Landesfläche. An praktisch allen grossen aus der Schweiz abfliessen den Flüssen steht eine Kaskade von mehreren Laufkraftwerken. So wird im Durchschnitt das

Wasser in 12 Kraftwerksstufen genutzt, bevor es das Land verlässt, in einigen alpinen Quellgebieten wird das Wasser sogar in bis zu 30 Stufen genutzt, bevor es bei Basel den Rhein erreicht. Rechnet man alle Einzugsgebiete der einzelnen Kraftwerksketten zusammen, kommt man auf 528 278 km², also rund das 13-Fache der effektiven Gesamtfläche der Einzugsgebiete.²⁷

Die Wasserkraft ist auch ökonomisch bedeutsam. Mit ihrem Anteil von 60 Prozent an der landesweiten Jahreserzeugung trägt sie massgeblich und emissionsarm zur Versorgungssicherheit bei. Das jährliche Marktvolumen kann auf 2,2 Mrd. CHF geschätzt werden.²⁸ Wasserkraftgesellschaften entrichten ausserdem Wasserzinsen an Kantone und Gemeinden, derzeit 110 CHF pro kW Bruttoleistung, was landesweit ca. 550 Mio. CHF pro Jahr ausmacht.²⁹ Diese Abgabe – die praktisch unabhängig von der effektiven Jahreserzeugung und den Strommarktpreisen ist – erhöht die

Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraft im Mittel um knapp 20 Prozent.^{30,31} Auf den Wasserzins wird in Abschnitt 4.4 genauer eingegangen.

Die Wasserkraft liefert dank hoher Zuverlässigkeit und guter Instandhaltung stets eine stabile Produktion. Ausfälle sind selten und häufig getrieben durch externe Faktoren wie Unwetter. Die Nutzungsdauer zahlreicher Anlagen überschreitet bereits 80 Jahre. Viele Kraftwerke (Baujahr 1950–1970) stehen bald vor Konzessionserneuerungen (d.h. Erneuerungen des bestehenden Wassernutzungsrechts) oder Neukonzessionierungen (d.h. Erteilung neuer Konzessionen im Rahmen von Heimfällen).

²⁶ Bundesamt für Energie, BFE, 2025e, Wasserkraft Schweiz: Statistik 2024

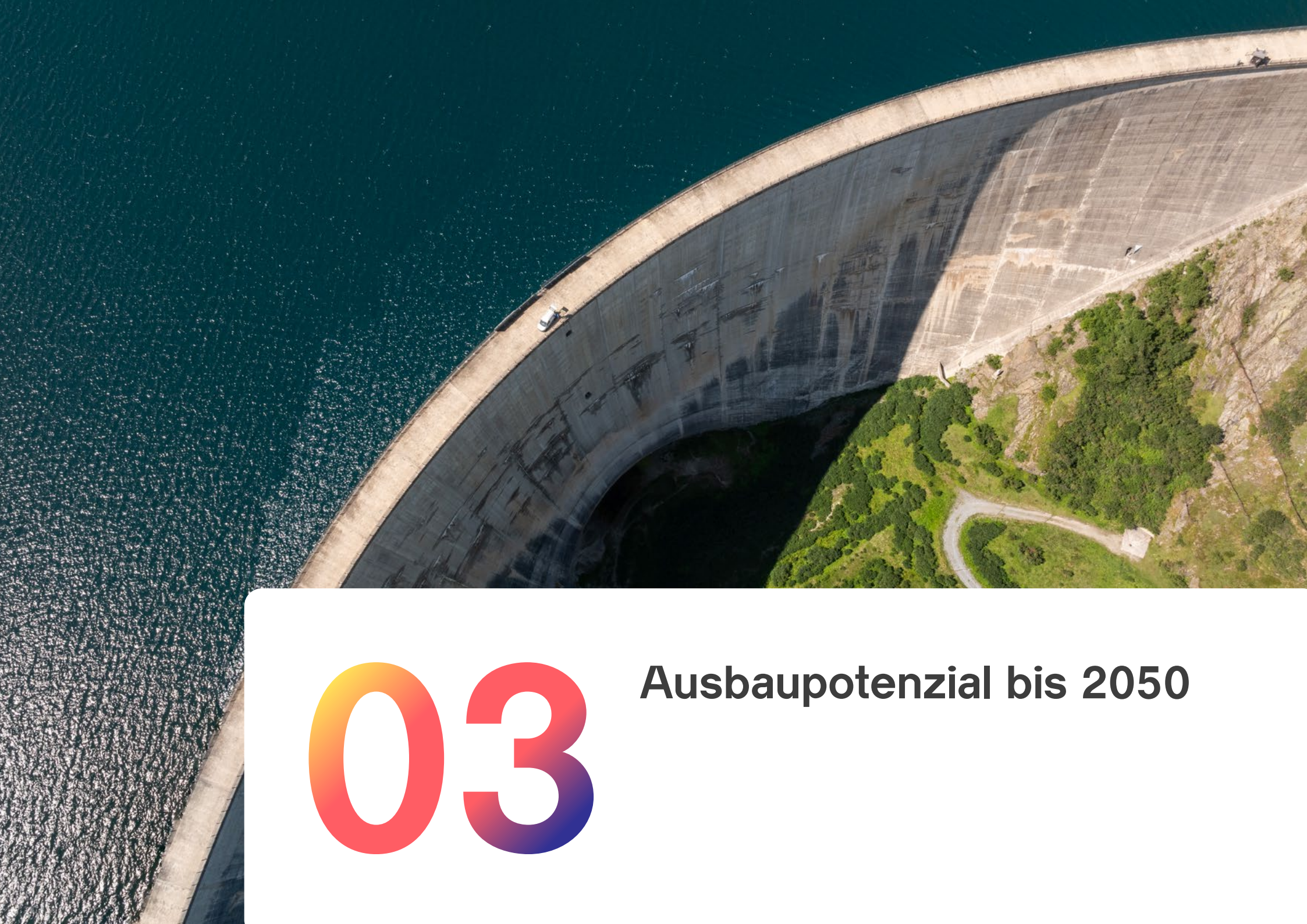
²⁷ Schaeffli, Manso et al., 2019, The role of glacier retreat for Swiss hydropower production

²⁸ Annahmen: Richtpreis 6 Rp./kWh und Produktionserwartung von 37,4 TWh, netto Pumpspeicherkraftwerke

²⁹ Bundesamt für Energie, BFE, 2023a, Wasserzins

³⁰ Geissmann & Filippini, 2014, Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft

³¹ Geissmann & Filippini, 2017, Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft



03

Ausbaupotenzial bis 2050

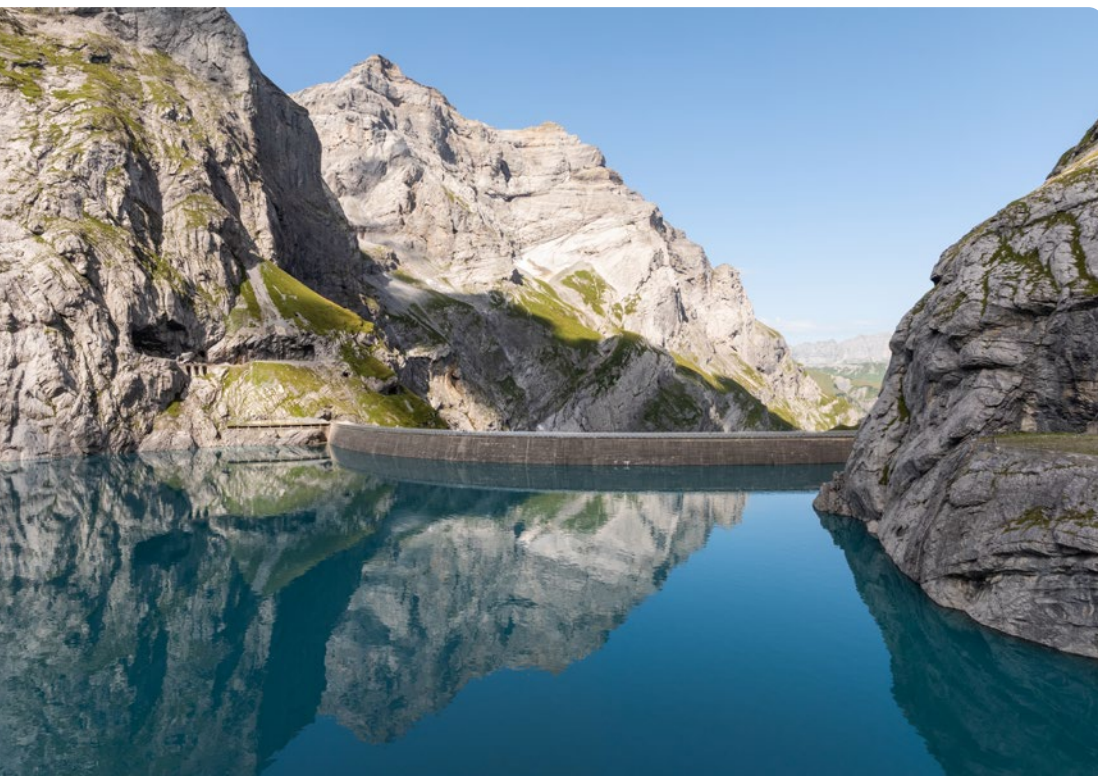


Abbildung 2: Stausee Mattmark.

Die natürlichen Standortpotenziale für neue Grosswasserkraftwerke in der Schweiz gelten weitgehend als ausgeschöpft. Das verbleibende, realistisch erschliessbare Potenzial liegt primär in der Erweiterung und Erneuerung bestehender Anlagen, in Effizienzsteigerungen sowie, punktuell, in neuen Speicherseen im Hochgebirge infolge Gletscherrückgangs.³² Bis 2050 soll die Wasserkraft gemäss den im Energiegesetz verankerten Zielen auf über 39,2 TWh jährlich ausgebaut werden,³³ was einer zusätzlichen Netto-Jahresproduktion von ca. 1,6 TWh entsprechen würde. Dieses Ziel soll vor allem über die Projekte des Runden Tisches der Wasserkraft und über Erneuerung / Erweiterung bestehender Anlagen erreicht werden.

3.1

Runder Tisch Wasserkraft (Winterstrom-Initiative)

Im Jahr 2021 setzte das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) einen Runden Tisch ein, an dem Energiewirtschaft, Kantone und Umweltverbände gemeinsam nach Projekten für den Ausbau der Schweizer Wasserkraft suchten. Hintergrund waren die Herausforderungen der Wasserkraft im Kontext der Energiestrategie 2050, des Netto-Null-Klimaziels, der Versorgungssicherheit und des Erhalts der Biodiversität. Das Gremium identifizierte 15 (+1 Chlus)³⁴ prioritäre Speicherswasserkraft-Projekte, die energetisch vielversprechend und gleichzeitig mit vergleichsweise geringen ökologischen Auswirkungen realisierbar erschienen. Zusammen sollen diese Projekte bis 2040 eine zusätzliche steuerbare Winterproduktion von rund 2,0 TWh ermöglichen. Bei vielen Projekten des Runden Tisches Wasserkraft, insbesondere bei reinen

³² Bundesamt für Energie, BFE, 2019, Wasserkraftpotenzial der Schweiz

³³ Energiegesetz (EnG), Art. 2 Abs. 2

³⁴ Die 15 Projekte sind wörtlich in Anhang 2 des revidierten Stromversorgungsgesetzes (StromVG) gelistet; dort sind auch die Projekttypen beschrieben.

Chlus ist ein Laufwasser-/Ausleitkraftwerk (ohne neuen Speicher) und wurde nachträglich der Projektliste angefügt. Es ist nun den übrigen 15 Projekten im StromVG (Art. 9a Abs. 3) explizit gleichgestellt.

Wasserkraft-Projekte und zusätzliches Winterproduktions-Potenzial

Projekt (Kanton)	Zusätzliche Winterprod. ³⁵	Bemerkung
Gorner (VS)	650 GWh	Neuer Speichersee (Gornergletscher) ³⁶
Grimselsee (BE)	240 GWh	Erhöhung der Staumauer Grimsel (+23 m) ³⁷
Trift (BE)	215 GWh	Neues Speicherkraftwerk (Triftgletscher) ³⁸
Chummensee (VS)	165 GWh	Neues Pumpspeicherkraftwerk
Gougra (VS)	120 GWh	Erhöhung Staumauer Moiry
Curnera-Nalps (GR)	99 GWh	Erhöhung Staumauern Curnera + Nalps (+12/+10 m)
Oberaarsee (BE)	65 GWh	Erhöhung Staumauer Oberaar
Mattmarksee (VS)	60 GWh	Erhöhung Staudamm Mattmark (+10 m)
Reusskaskade (UR)	60 GWh	Erhöhung Staudamm Göscheneralp (+15 m)
Lac d’Emosson (VS)	58 GWh	Erhöhung Staumauer Emosson
Lai da Marmorera (GR)	55 GWh	Erhöhung Staumauer Marmorera
Lac des Toules (VS)	53 GWh	Erhöhung Staumauer Toules
Oberaletsch (VS)	50 GWh	Neues Kleinspeicherkraftwerk (Aletschgletscher)
Lago del Sambuco (TI)	46 GWh	Erhöhung Staumauer Sambuco
Griessee (VS)	46 GWh	Erhöhung Staumauer Griessee
Summe 15 Projekte	2023 GWh	
+1 Chlus (GR)	240 GWh	Neues Ausleitkraftwerk zwischen Küblis und Rheinmündung

Tabelle 2: Fünfzehn (+1 Chlus) prioritäre Wasserkraft-Projekte des Runden Tisches (Speicherwasserkraft) und ihr zusätzliches Winterproduktions-Potenzial.⁴²

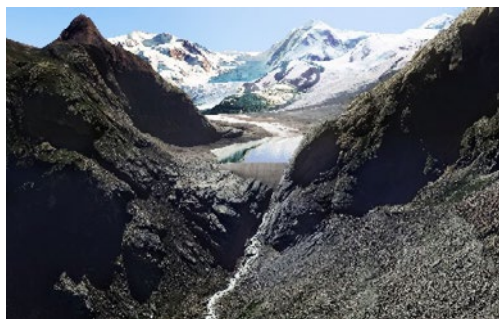
Speichervergrösserungen, handelt es sich im Kern um eine Verschiebung der Produktion vom Sommer- ins Winterhalbjahr.

Entsprechend ist das Potenzial für zusätzliche, gezielt abrufbare Winterproduktion deutlich grösser als jenes an zusätzlicher Jahresproduktion: Viele dieser Projekte zielen vor allem darauf ab, Wasser, das heute in bestehenden Kaskaden⁴⁰ bereits turbinert wird, künftig durch neue oder erweiterte Speichersseen saisonal zu speichern und damit zeitlich flexibler – insbesondere im Winter – nutzen zu können. Auf das gesamte Jahr betrachtet entsteht deshalb durch die Projekte des Runden Tisches kaum zusätzliche Strommenge; es wird von einer Steigerung der Jahresproduktion um ~0,4 TWh ausgegangen.⁴¹ Die Beteiligten vereinbarten über das gesetzliche Minimum hinausgehende Ausgleichsmass-

nahmen für Natur und Landschaft. In einer gemeinsamen Erklärung sind Grundsätze aufgeführt, auf die sich die teilnehmenden Kantone, Betreiber und Umweltverbände geeinigt haben; zudem sind die 15+1 Projekte aufgelistet (siehe Tabelle 2). Sie verteilen sich auf fünf Kantone: 8 im Wallis, 3 in Bern, 3 in Graubünden, 1 im Tessin und 1 in Uri.⁴²

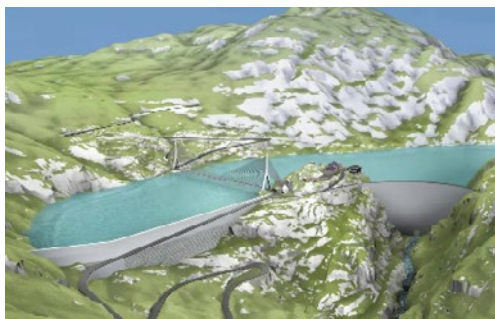
Bei den Projekten handelt es um 11 Erweiterungen bestehender Anlagen (vornehmlich Staumauererhöhungen) und 5 Neubauten (Gorner, Trift, Oberaletsch, Chummensee, Chlus; wobei erstere drei Projekte an durch Gletscherrückgang neu entstandenen Seen entstehen sollen). Nachfolgend werden die drei grössten Projekte in Bezug auf die erwartete Wintererzeugung – Gorner, Grimselsee und Trift – kurz vorgestellt.

³⁵ Schätzung aus dem Jahr 2021. Zahlen können sich im Zuge der Projektentwicklung ändern.
³⁶ **Gorner:** Projekt im Mattertal (Betreiber: Grande Dixence / Alpiq); Alternativprojekt Lac des Dix (VS) wurde verworfen, da in Kombination mit Gorner notwendig.⁴² Die zusätzliche Jahresgesamtproduktion beträgt 200 GWh.³⁹
³⁷ **Grimsel:** Erhöhung der bestehenden Staumauer um 23 m; bereits länger geplant, durch Gerichtsbeschlüsse ans Richtplanverfahren gebunden (siehe unten). Die zusätzliche Jahresgesamtproduktion beträgt 12 GWh.³⁹
³⁸ **Trift:** Neues Speicherkraftwerk der KWO; Stausee (85 Mio. m³) aus Gletscherrückzug entstanden. Die zusätzliche Jahresgesamtproduktion beträgt 145 GWh.³⁹
³⁹ Bundesrat, 2024, Analyse des Wasserkraftpotenzials der Gletscherschmelze
⁴⁰ Die grössten Projekte des Runden Tisches – Gorner, Grimselsee und Trift – gehören beispielsweise zu den bereits bestehenden Kraftwerkskaskaden Grande Dixence (Gorner) und Kraftwerke Oberhasli (KWO).
⁴¹ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft
⁴² UVEK, 2021, Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft



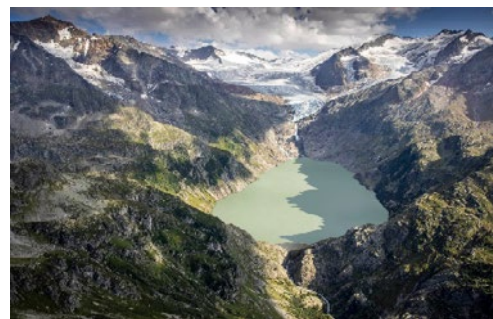
Projekt Gorner

Alpiq, Grande Dixence



Projekt Grimsel

Kraftwerke Oberhasli



Projekt Trift

Kraftwerke Oberhasli

Abbildung 1: Visualisierungen der Runder Tisch-Projekte Gorner, Grimsel und Trift

Das grösste Projekt des Runden Tisches ist das Projekt **Gorner** in der Südwestschweiz, genauer im Mättertal (Zermatt). Dort plant die Grande Dixence SA verschiedene Optimierungen und sieht einen neuen Speichersee mit 100 Mio. m³ vor, gespeist von mehreren Gletscherbächen, der jährlich ca. 650 GWh Winterstrom generieren könnte. Das Projekt soll in die bestehende Grande-Dixence-Infrastruktur integriert werden; heute wird Wasser aus dem Gorner-Gebiet bereits via Pumpstation Z'Mutt ins Dixence-System geführt. Das Pro-

jekt wird aufgrund seiner Lage im BLN-Gebiet (Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung) von der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK) und Umweltverbänden intensiv abgewogen. Ein Ausbau des Lac des Dix würde, isoliert betrachtet, den geringsten Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzlicher steuerbarer GWh verursachen. Die Wahl von Lac des Dix schliesst jedoch Gorner aus, weshalb zur Erreichung des Ausbauziels zusätzliche Projekte erforder-

lich wären. Dadurch würde der kumulierte Eingriff pro steuerbarer GWh deutlich ansteigen, weshalb Gorner und nicht Lac des Dix auf die Prioritätenliste des Runden Tisches kam.⁴²

Das zweitwichtigste Vorhaben ist die Erhöhung der **Grimsel**-Staumauer um 23 Meter⁴³, was rund 240 GWh zusätzliche Winterenergie bringen soll. Dieses Projekt war seit Jahren wegen Landschaftsschutzbedenken umstritten gewesen. 2020 entschied das Bundesgericht, dass Grimsel erst im kantonalen Richt-

plan als Standort festgesetzt werden muss, bevor Konzessionen erteilt werden. Diese Richtplananpassung wurde 2022 vom Kanton durchgeführt und vom Bund (UVEK) 2023 gutgeheissen.⁴⁴ Verbandsbeschwerden sind, Stand Januar 2026, nicht hängig: Nach dem «Grimsel-Dialog» sagten die grossen Verbände zu, keine Beschwerden einzulegen.

Es folgt das Projekt **Trift** im Berner Oberland. Geplant sind ein Speichersee mit rund 85 Mio. m³ sowie ein unterirdisches Kraftwerk mit 80 MW. Das Projekt schafft zusätzlich ca. 145 GWh/Jahr Stromproduktion und ermöglicht eine saisonale Verlagerung von rund 215 GWh in das Winterhalbjahr (Energieinhalt des Speichers). Der Grosse Rat des Kantons Bern hiess die Konzessionsanpassung im Juni 2023 gut. Ende 2023 reichten Aqua Viva und der Grimselverein Verbandsbeschwerden ein; Aqua Viva zog ihre Beschwerde im Juli 2025 zurück, diejenige des Grimselvereins ist weiterhin hängig. Trift gilt als Referenzprojekt für die Nutzung von Niederschlagsabflüssen nach Gletscherrückzug und bietet zusätzlich – wie

⁴³ KWO Grimselstrom, 2025, Vergrösserung Grimselsee

⁴⁴ UVEK, 2023, Richtplan des Kantons Bern

alle Speicherkraftwerkprojekte – einen Hochwasserschutz für stromabwärts liegende Täler (in diesem Fall das Gadmental).⁴⁵

Der Zubau zusätzlicher steuerbarer Winterproduktion von rund 2 TWh setzt voraus, dass die Runder Tisch-Projekte auch vollständig umgesetzt werden können. Derzeit sind viele Projekte noch mit Risiken behaftet (Wirtschaftlichkeit, Restwertvereinbarungen, Genehmigungen, Einsprachen/Beschwerden). Das Bundesamt für Energie hat im August 2025 die Erwartungen für die am «Runden Tisch Wasserkraft» priorisierten Projekte entsprechend nach unten korrigiert: Bis 2040 sind aufgrund der Rückmeldungen der Projektträger nur noch rund 1,1 TWh zusätzliche Winterenergie realistisch und bis zum vollständigen Ausbau des Potenzials etwa 1,5 TWh, statt der ursprünglich anvisierten 2 TWh.⁴⁶ Ersatzprojekte für voraussichtlich nicht realisierbare Vorhaben werden bereits diskutiert.⁴⁷

3.2
Erweiterungen & Erneuerungen bestehender Anlagen

Da kaum neue Anlagen gebaut werden können, liegt der Fokus des Ausbaus auf der Erweiterung und Erneuerung von Anlagen an bestehenden Standorten. Das Bundesamt für Energie schätzt das technische Jahresproduktionspotenzial von Erweiterungen und Erneuerungen auf ~1,4 TWh, wovon ~1,3 TWh Erweiterungen (inkl. Effizienzsteigerungen) darstellen, davon ~0,4 TWh (d.h. ~30 Prozent bezogen auf 1,4 TWh) im Rahmen der Runder Tisch-Projekte. Das technische Potenzial zusätzlicher Wintererzeugung beträgt ~2,1 TWh (davon ~1,6 TWh, d.h. ca. 75 Prozent, durch Runder Tisch-Projekte) und kann vor allem durch Staumauererhöhungen erschlossen werden.^{48,49}

Erweiterungs- und Erneuerungspotenziale

	Produktionserhöhung Jahr (TWh/Jahr)	Produktionserhöhung Winter (TWh/Jahr)
Erweiterungen ⁵⁰	1,25	2,06
(... davon Runder Tisch)	(0,36)	(1,55)
Erneuerungen	0,1	0,04
Total	1,35	2,10

Tabelle 3: (Technische) Erweiterungs- und Erneuerungspotenziale.⁴⁸

Die Werte veranschaulichen, dass die Runder Tisch-Projekte einerseits eine grosse Rolle zur Erschliessung der Winterproduktionspotenziale spielen und – wie vorhin erwähnt – viele der Erweiterungsprojekte des Runden Tisches übers Jahr hinweg keine oder nur wenig Mehrproduktion liefern, sondern primär Wasser vom Sommer- ins Winterhalbjahr umlagern.⁴⁸ Tabelle 3 fasst die soeben wiedergegebenen Zahlen zusammen.

Erweiterungen und Erneuerungen können wie folgt beschrieben grob in vier Massnahmenkategorien unterteilt werden, wobei Staumauererhöhungen die einzigen Massnahmen sind, welche die saisonale Speicherung und damit die Winterproduktion massgeblich erhöhen:⁵¹

⁴⁵ KWO Grimselstrom, 2025, Neubau Speichersee und Kraftwerk Trift

⁴⁶ Bundesamt für Energie, BFE, 2025, Zubau von Wasserkraft erfordert angepasste Projektliste

⁴⁷ SRF, 2025, Ersatzprojekte

⁴⁸ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft

⁴⁹ Eine etwas ältere Studie, BFE (2019), welche auf Daten aus dem Jahr 2012 beruht, führt ähnliche Schätzungen zu Erweiterungs- und Erneuerungspotenzialen auf. Die Studie von Bundesrat (2025) führt neben den soeben genannten Potenzialen für die Grosswasserkraft ebenfalls noch ein technisches Potenzial von ~0,3 TWh für die Kleinwasserkraft (Leistung von unter 10 MW) auf, davon ~0,2 TWh aus Erweiterungen und ~0,1 TWh aus Erneuerungen.

⁵⁰ Inkl. Effizienzsteigerungen

⁵¹ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft

- **Erweiterungen durch Staumauererhöhungen:** Das technische Potenzial von Staumauererhöhungen⁵² wird für die Winterproduktion auf ~1,7 TWh und für die Jahresproduktion auf ~0,4 TWh geschätzt.⁵¹ Oft reichen wenige Meter Mauererhöhung, um mehrere Millionen m³ zusätzlichen Stauraum zu schaffen, was für die Winterumlagerung wertvoll ist. Beispiel: Die Erhöhung der Grimsel-Staumauer um 23 Meter schafft ~0,24 TWh zusätzliche Winterenergie, indem das Stauvolumen von heute 94 Mio. m³ auf 170 Mio. m³ fast verdoppelt wird.⁵³ Bei der Mehrzahl der Projekte des Runden Tisches handelt es sich um moderate Staumauer-Erhöhen, um Speichervolumen zu gewinnen (z.B. Göscheneralp, Mattmark, Grimsel, Sambuco etc., vgl. Tabelle 2).
- **Erweiterungen durch Fassung neuer Zuflüsse und Erhöhung der Ausbauwassermenge und Leistung:** Das technische Potenzial dieser Massnahmen beträgt ~0,6 TWh an Jahresproduktion, und ~0,2 TWh an Winterproduktion. Zusammen mit Staumauererhöhungen haben diese Massnahmen – im Vergleich zu den übrigen Massnahmenkategorien – die potenziell grösseren Auswirkungen auf die Umwelt.⁵¹ Bei der Fassung neuer Zuflüsse werden entweder Abflüsse bisher ungenutzter Einzugsgebiete in die Triebwasserwege nahegelegener Kraftwerke geleitet oder die Kapazität bestehender Wasserfassungen erhöht. Dadurch steigt die Produktion meist vor allem im Sommer, sofern die Speicherkapazität nicht mitausgebaut wird. Ausbauwassermenge und Leistung können durch grössere oder zusätzliche Turbinen und Generatoren erhöht werden.⁵¹
- **Effizienzsteigerungen:** Neben den soeben aufgeführten beiden Erweiterungsmassnahme-Kategorien, welche zusammen mit ~1,9 TWh Wintererzeugung (~0,9 TWh an Jahreserzeugung) den Hauptteil des Potenzials von Erweiterungen und Erneuerungen ausmachen, gibt es Massnahmen, die in erster Linie der Effizienzsteigerung dienen und ein Potenzial von insgesamt ~0,2 TWh an Wintererzeugung (~0,3 TWh Jahreserzeugung) aufweisen.⁵¹ Beispiele für solche Massnahmen sind Triebwasserwegoptimierungen, Ausrüstungsersatz, Fluss-austiefungen, Dotierwassernutzung oder Installation von Pumpen (siehe Exkurs Effizienzsteigerungen).
- **Erneuerungen:** Erneuerungen tragen mit ~0,04 TWh Winterproduktion (~0,1 TWh an Jahreserzeugung) den mit Abstand kleinsten Teil zum Winterproduktions-Gesamtpotenzial von Erweiterungen und Erneuerungen von ~2,1 TWh (~1,4 TWh an Jahreserzeugung) bei.⁵¹ Unter dieser Kategorie werden Gesamterneuerungen und Ersatzneubauten zusammengefasst. Bei Gesamterneuerungen werden mehrere Anlagenteile (z.B. Fassung, Triebwasserweg, Maschinen, Leittechnik) gleichzeitig modernisiert. Ersatzneubauten ersetzen ältere Kraftwerke vollständig und ermöglichen dank höherem Ausbaugrad eine höhere Produktion.

⁵² Inkl. Speicherausbauten, wobei solche gemäss Bundesrat (2025) nur ein sehr kleines Winterproduktionspotenzial von 0,03 TWh aufweisen. Das Jahresproduktionspotenzial beträgt gar null, da ausschliesslich Wasser vom Sommer in den Winter umgelagert wird. Speicherausbauten, d.h. neue Speicherseen an bestehenden Kraftwerken, wirken energetisch ähnlich wie Staumauererhöhungen. Neben Staumauern können auch Staudämme erhöht werden. Der Begriff «Staumauererhöhung» wird nachfolgend vereinfachend verwendet und umfasst dabei auch Erhöhungen von Staudämmen.

⁵³ KWO Grimselstrom, 2025, Vergrösserung Grimselsee

Exkurs: Beispiele für Effizienzsteigerungen

Optimierungen im Triebwassersystem zielen darauf ab, Energieverluste (d.h. Reibungs- und Geschwindigkeitsverluste) des Triebwasserwegs zu verringern und so den Energiegleichwert (d.h. die pro m³ genutztem Wasser produzierte Energie) zu erhöhen. Beispielmassnahmen hierzu sind Parallelstollen, Stollenaufweitungen/-sanierungen oder der Ersatz von Freispiegelstollen durch Druckleitungen. Als Triebwasserweg bezeichnet man alle Anlagen zwischen Wasserfassung bzw. Speichersee und Zentrale (z.B. Freispiegelstollen, Druckleitungen, Druckschächte, Wasserschloss, Apparatkammer).

Beim **Ausrüstungsersatz** werden veraltete Komponenten wie Turbinen und Generatoren ausgetauscht, um Wirkungsgrad und Teillastverhalten zu verbessern und damit Verluste zu reduzieren. Viele Wasserkraftwerke wurden in den 1950er/60er-Jahren oder noch früher gebaut. Bauteile von Turbinen und Generatoren unterliegen über die Zeit

natürlichem Verschleiss, der im Rahmen der Instandhaltung behoben wird. Dank technologischem Fortschritt sind technische Komponenten effizienter geworden. Ein Ersatz von Turbinen- und Generatoren kann deshalb die Leistung und/oder den Wirkungsgrad einer Anlage und damit deren Stromerzeugung leicht steigern. Ein erwähnenswertes Beispiel ist das Laufwasserkraftwerk Eglisau-Glattfelden am Rhein (ZH): Nach dem Ersatz sämtlicher Maschinengruppen im Jahr 2012 stieg die Jahresproduktion um rund 30 Prozent, von etwa 240 GWh auf 320 GWh.⁵⁴ Die grossen in die Jahre gekommenen Kraftwerke wurden wohl bereits erneuert, entsprechend fällt das verbleibende Mehrertragspotenzial durch Leistungssteigerungen zusammen mit der Erhöhung der Ausbauwassermenge mit ~0.05 TWh im Winter (~0,1 TWh an Jahresproduktion) geringer aus als das Fassen neuer Zuflüsse (~0,2 TWh im Winter, ~0,4 TWh auf Jahresbasis).⁵⁵

Durch eine **Austiefung des Unterwassers** unterhalb von Flusskraftwerken lassen sich nutzbares Gefälle und damit Energieproduktion erhöhen.

Bei Konzessionserneuerungen lassen sich höhere Restwassermengen gemäss Gewässerschutzgesetz (GSchG) oft mit **Dotierwasserkraftwerken** energetisch nutzen.

Zudem kann mit **Pumpen** Wasser aus Teileinzugsgebieten in höher gelegene Speicher gefördert und dank grösserer Fallhöhe zusätzliche Energie erzeugt werden.

⁵⁴ BAK, 2025, Rheinsfelden, Kraftwerk Eglisau-Glattfelden

⁵⁵ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft



04

Herausforderungen bei
Instandhaltung,
Erweiterungen & Neubau

Der Ausbau der Wasserkraft steht vor mehreren Herausforderungen. Im Wesentlichen sind dies das Auslaufen von Konzessionen, Bewilligungsprozesse, Wirtschaftlichkeit und der Wasserzins. So lassen sich gemäss kürzlichen Umfragewerten⁵⁶ lediglich ~0,02 TWh (d.h. ca. 1,5 Prozent) des Jahresproduktionspotenzials von ~1,4 TWh durch Erweiterungen und Erneuerungen ohne Förderungen wirtschaftlich umsetzen. Als wichtigste Hindernisse für die Realisierung des Potenzials nannten die Betreiber – in dieser Reihenfolge – Unsicherheiten im Zusammenhang mit auslaufenden Konzessionen, Restwasservorschriften, Beschwerden und Einsprachen, die Anpassung der Erheblichkeitsschwelle für Förderbeiträge, Restwertvereinbarungen, weitere umweltrechtliche Anforderungen (z.B. Ausgleichsmaßnahmen, Schutzgebiete von nationalem Interesse) sowie mangelnde Rentabilität.⁵⁶ Diese Aspekte werden im Folgenden diskutiert.

4.1

Auslaufen von Konzessionen: Restwertvereinbarungen & Restwasseranforderungen

Eine Wasserkraftkonzession ist das vom Gemeinwesen – in der Regel Kanton und Standortgemeinden, auch Konzedenten genannt – an eine Kraftwerksgesellschaft («Konzessionär») verliehenes, zeitlich befristetes Recht, ein öffentliches Gewässer zur Stromproduktion zu nutzen. In der Schweiz beträgt die maximale Konzessionsdauer 80 Jahre, in der Praxis meist 60–80 Jahre. Nach Ablauf der Konzession erlischt dieses Nutzungsrecht; wird ein vorgesehenes Heimfallrecht ausgeübt, gehen die mit der Wassernutzung verbundenen Bauten und Anlagen an das heimfallberechtigte Gemeinwesen über.

Beim Heimfall⁵⁷ fallen die hydraulischen Anlagenteile wie Staumauern, Wasserwege und Turbinen entschädigungslos an die Konzedenten; für die elektromechanischen Anlage-

teile ist im Regelfall – sofern in der Konzession nichts Abweichendes geregelt ist – eine «billige» Entschädigung⁵⁸ vom Gemeinwesen an den bisherigen Konzessionär zu leisten. In vielen Wasserkraftkantonen wie Wallis, Graubünden, Tessin, Bern und Uri besteht der politische Auftrag, die Anlagen im Zuge von Konzessionserneuerungen (d.h. Erneuerungen des bestehenden Wassernutzungsrechts bei Heimfallverzicht) oder Neukonzessionierungen (bei Ausübung des Heimfalls und Erteilung einer neuen Konzession durch Konzedenten) möglichst in ihre Mehrheitskontrolle zu überführen.

Für hohe und langfristige Investitionen wie bspw. Staumauererhöhungen in den letzten Konzessionsjahrzehnten sind deshalb klare Restwertregeln zentral. Restwertvereinbarungen legen vorzeitig fest, wie nicht vollständig amortisierte Investitionen bei Konzessionsende bewertet und entschädigt werden. Ohne solche Vereinbarungen zögern Konzessionäre oft, in grössere Erweiterungsprojekte

zu investieren, weil unklar ist, wie diese nach Ablauf der Konzession abgegolten werden. Unabhängig von der künftigen Aktionärsstruktur einer Kraftwerksgesellschaft ist selbst nach einer Konzessionserneuerung bzw. Neukonzessionierung (bei Ausübung des Heimfalls durch Konzedenten) jedoch ein Ausbau der Anlage keineswegs garantiert, da Herausforderungen wie Bewilligung und Wirtschaftlichkeit bestehen bleiben.

Mit auslaufenden Konzessionen rücken auch die gesetzlichen Restwasserbestimmungen in den Fokus. Restwasser bezeichnet den unterhalb einer Wasserfassung verbleibende Mindestabfluss in einem Gewässer. Seit 1992 sind die einzuhaltenden Restwassermengen gesetzlich im Gewässerschutzgesetz geregelt (Art. 31–33 GSchG). Eine Erhöhung der Restwassermengen während einer laufenden Konzession gilt als Eingriff in wohlerworbene Rechte und ist nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung zulässig, sofern der Eingriff die Substanz des

⁵⁶ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft

⁵⁷ Für eine ausführlichere Darlegung der rechtlichen Aspekte des Heimfalls und der Restwertvereinbarungen siehe z.B. hydrosuisse (2023, Leitfaden Heimfall).

⁵⁸ Sachwert der elektromechanischen Anlagenteile (umgangssprachlich, jedoch unpräzise «trockene» Anlagenteile genannt) eines Wasserkraftwerks – etwa Generatoren, Transformatoren oder Leittechnik – am Ende einer Konzessionsdauer.

Während die hydraulischen (umgangssprachlich, jedoch unpräzise «nassen») Anlagenteile wie Staumauern und Wasserwege nach Konzessionsablauf in der Regel entschädigungslos an das Gemeinwesen (Gemeinde/Kanton) heimfallen, muss für die trockenen Anlagenteile gemäss Wasserrechtsgesetz (WRG; SR 721.80) Art. 67 Abs. 1 lit. a–b. eine «billige» Entschädigung, d.h. sachgerecht, an den bisherigen Konzessionär geleistet werden.



woherworbenen Rechts schmälert. Mit Konzessionsablauf fällt auch das woherworbene Recht dahin; im Rahmen der neuen Konzession sind die weitergehenden Restwasservorschriften der Art. 31–33 GSchG einzuhalten,

was zu dauerhaften Produktionsverlusten führt, wie in folgendem Abschnitt 5.1 genauer dargelegt wird.

4.2

Bewilligungs- & Bauprozesse

Wasserkraftprojekte durchlaufen in der Schweiz komplexe und langwierige Bewilligungsverfahren. Sie umfassen Konzessionsverhandlungen mit Kantonen und Gemeinden, Umweltverträglichkeitsprüfungen und Plangenehmigungen, die in vielen Fällen über mehrere Gerichtsinstanzen angefochten werden können, namentlich aufgrund von Verbandsbeschwerden. Diese Verfahren führen häufig zu Durchlaufzeiten von deutlich mehr als zehn Jahren. Die Staumauererhöhung am Grimsel (vgl. Abschnitt 3.1) wird seit den 1980er-Jahren diskutiert und ist bis heute juristisch blockiert; selbst kleinere Erweiterungen benötigen in der Regel fünf bis zehn Jahre bis zum Baustart.

Bundesrat und Parlament haben ein Ziel von zusätzlich 2 TWh Winterstrom bis 2040 im Stromversorgungsgesetz festgelegt und das nationale Interesse an grossen Wasserkraftanlagen gestärkt. Der «Runde Tisch Wasserkraft» definiert hierzu eine priorisierte Liste

von Projekten (vgl. Abschnitt 3.1).⁵⁹ Als ergänzendes Instrument sollen die Kantone in ihren Richtplänen geeignete Gewässerabschnitte für neue Wasserkraftanlagen ausweisen. Durch diese vorgängige Interessenabwägung können potenzielle Konflikte frühzeitig erkannt und reduziert werden, wodurch die Planungssicherheit für Projekte erhöht wird.

Wie stark die neuen gesetzlichen Regelungen die Bewilligungsverfahren tatsächlich beschleunigen, wird sich mit den ersten Projekten unter neuem Recht zeigen. Für Energieunternehmen bleibt es entscheidend, sich frühzeitig und aktiv in Bewilligungsverfahren einzubringen, etwa durch offene Kommunikation mit Gemeinden und Umweltverbänden und sorgfältige ökologische Abklärungen. Erfahrungen wie der «Runde Tisch» haben gezeigt, dass eine frühzeitige Koordination die Wahrscheinlichkeit von Einsprachen oder Beschwerden reduzieren kann.

Trotz Kompromissen, z.B. im Rahmen der Runder Tisch-Projekte, ist nicht garantiert, dass z.B. Umweltverbände oder Behörden

⁵⁹ Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) enthält zudem einen allgemeinen Beschleunigungsmechanismus für erneuerbare Energien, welcher jedoch auf Solar- und Windprojekte zugeschnitten ist und für die Wasserkraft nur begrenzte Wirkung hat.

den Projekten zustimmen. Sollten ausserdem zusätzliche Forderungen (z.B. höhere Restwassermengen, siehe ebenfalls Abschnitt 5.1) gestellt werden, könnten Projekte aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit scheitern.

4.3

Wirtschaftlichkeit & Fördermechanismen

Wasserkraftwerke sind sehr kapitalintensiv; Investitionen für den Bau oder die Instandhaltung neuer Grossanlagen bewegen sich oft im Bereich mehrerer hundert Millionen Franken. Die Amortisationszeit ist mit bis zu 80 Jahren sehr lang. Die Rentabilität hängt dabei stark von zukünftigen Strompreisen, Förderbedingungen und Abgaben ab.

Zwischen 2015 und 2020 lagen die Strommarktpreise meist unter 50 CHF/MWh, wodurch die Betreiber kaum die hohen Fixkosten (Amortisation, Wasserzins etc.) decken konnten. Auch wenn der Anstieg der Strommarktpreise seit 2021 die Lage etwas ent-

spannt hat, bleibt die Unsicherheit gross, da sich eine Investition heute bis zum Ende des Jahrhunderts lohnen muss. Niemand kann die Entwicklung der Strommarktpreise, CO₂-Preise, technologische Entwicklungen über diese langen Zeiträume absehen. Daher sind Investitionen in die Wasserkraft mit erheblichen Risiken verbunden.

Staumauer-Erhöhen steigern die Speicherkapazität, d.h. die Fähigkeit, Wasser vom Sommer- ins Winterhalbjahr umzulagern. Sie erhöhen jedoch die Jahresproduktion kaum, da grundsätzlich keine neue Wasserzuflüsse erschlossen werden. Die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte beruht somit primär auf dem Winter-Sommer-Spread, d.h. dem Verhältnis zwischen der Wertigkeit der zusätzlich im Winter erzeugten Energie und der Wertigkeit der dafür wegfallenden Sommerenergie (Wasser wird nun im Winter anstatt Sommer turbinert). Viele reine Speichervergrösserungen im Allgemeinen und Projekte des Runden Tisches im Speziellen sind deshalb wirtschaftlich anspruchsvoll, da sie lediglich eine saiso-

nale Produktionsverschiebung vom Sommer in den Winter ermöglichen, ohne auf Jahresbasis eine signifikante zusätzliche Stromerzeugung zu bewirken. Den Investitionen stehen deshalb ausschliesslich die saisonalen Preisdifferenzen der zusätzlichen Speichermenge entgegen. So lassen sich gemäss kürzlichen Umfragewerten⁶⁰ unter heutigen Marktbedingungen denn auch nur ~0,8 TWh von insgesamt ~1,4 TWh, d.h. etwas mehr als die Hälfte des technischen Potenzials, an zusätzlicher Jahresproduktion (vgl. Tabelle 3) mit den bestehenden Förderinstrumenten (sofern zugestanden) realisieren, und ~0,4 TWh können nur realisiert werden, falls die Förderung ausgebaut würde oder sich die Marktbedingungen verbessern würden.⁶¹

Mit dem vom Stimmvolk 2024 angenommenen Stromversorgungsgesetz besteht die Förderlandschaft für die Wasserkraft künftig aus zwei zentralen Instrumenten: Investitionsbeiträgen und der gleitenden Marktpremie. Ab 2025 gibt es grundsätzlich ein Wahlrecht zwischen diesen beiden Fördermechanismen.

Die Investitionsbeiträge richten sich nach Art. 26 des Energiegesetzes (EnG):

- Für **Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen** beträgt der Beitrag bis zu 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. In der aktuellen Energieförderverordnung (EnFV) hat der Bundesrat den Betrag auf 50 Prozent festgesetzt; bei Projekten mit zusätzlicher Winterproduktion oder Speichererweiterungen kann er auf bis zu 60 Prozent erhöht werden.
- Bei **erheblichen Erneuerungen** von Wasserkraftanlagen sind gemäss EnG Investitionsbeträge von bis zu 40 Prozent der anrechenbaren Kosten vorgesehen. Gemäss EnFV wurde dieser Beitrag für Grosswasserkraftanlagen auf 20 Prozent festgesetzt, während Erneuerungen in der Kleinwasserkraft je nach Technologie mit bis zu 40 Prozent unterstützt werden.

⁶⁰ Bundesrat, 2025, Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft

⁶¹ Für die übrigen ~0,2 TWh an Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial liegen gemäss Bundesrat (2025) keine Wirtschaftlichkeitsangaben vor.

Bei der gleitenden Marktprämie wird der Vergütungssatz in einer Einzelanlagenbetrachtung auf Basis der Gestehungskosten festgelegt. Gemäss EnFV beträgt er aber maximal 30 Rp/kWh für Neuanlagen oder erhebliche Erweiterungen und 10 Rp/kWh für erhebliche Erneuerungen. Die Auszahlung der Förderung ergibt sich als Differenz zwischen dem Vergütungssatz und den gemäss Methodik des Bundes zu berechnenden Referenzerlöse.

Diese Fördermechanismen werden im Rahmen des Stromgesetzes durch Projektierungsbeiträge von bis zu 40 Prozent der Projektierungskosten ergänzt. Die Beiträge werden während der Projektierungsphase ausbezahlt. Erhält das Projekt später eine Baubewilligung, werden sie an die Investitionsbeiträge bzw. die gleitende Marktprämie angerechnet (d.h. entsprechend in Abzug gebracht). Damit sollen Investoren bei einem Projektabbruch zumindest teilweise schadlos gehalten und damit die Risiken neuer Projekte reduziert werden. Für bestehende Anlagen steht als weiteres Förderinstrument die seit

2018 geltende Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen über 10 MW zur Verfügung. Sie wird ausgezahlt, wenn die Gestehungskosten die Markterlöse übersteigen, und ist auf maximal 1 Rp./kWh begrenzt. Dieses Instrument ist jedoch gesetzlich bis Ende 2030 befristet.

Mit dem Stromversorgungsgesetz existieren somit grundsätzlich wirksame Instrumente zur Stützung der Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft. In der Verordnungsumsetzung besteht jedoch Nachbesserungsbedarf: Die Laufzeit der gleitenden Marktprämie ist mit 20 Jahren für Wasserkraft kurz und die komplexe Berechnungsmethodik führt zu Unsicherheiten für Projektanten. Zudem werden Projekte durch administrative Anforderungen, wie etwa den Nachweis der «Baureife», zusätzlich gebremst.

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft wird zudem stark durch Abgaben an die öffentliche Hand beeinflusst. Insgesamt betragen diese Abgaben (Wasserzins, übrige Steuern und Abgaben) im Mittel rund 1,4 Rp./kWh,

was etwas mehr als ein Viertel der gesamten Gestehungskosten und im europäischen Vergleich hoch ist; rund 80 Prozent davon entfallen auf den Wasserzins, siehe folgender Abschnitt.^{62,63}

4.4 Wasserzins

Der Wasserzins ist eine Abgabe, welche Betreiber von Wasserkraftwerken an Kantone und Gemeinden für das Nutzungsrecht am öffentlichen Wasserkraftpotenzial entrichten. Bemessungsgrundlage ist primär die konzesionierte Bruttoleistung (kW) bzw. nutzbares Gefälle und verfügbare Wassermenge; der bundesrechtliche Maximalsatz liegt derzeit gemäss Art. 49 des Wasserrechtsgesetzes (WRG) bei 110 CHF/kW. Diese Parameter können die Unternehmen im Betrieb praktisch nicht beeinflussen. In der Kostenstruktur eines Wasserkraftwerks gehört der Wasserzins zu den grössten Einzelblöcken: Im Durchschnitt macht er etwa 1 Rp./kWh, d.h. ca. 20 Prozent der Gestehungskosten, aus

und liegt damit grössenordnungsmässig gleich hoch wie die Amortisation.^{59,60}

Die heutige Ausgestaltung ist «starr»: Der Wasserzins ist weitgehend fix je kW und nicht an Strommarktpreise und damit die wirtschaftliche Lage der Werke gekoppelt. Dadurch variiert die Belastung pro kWh mit der Produktionsmenge (in Jahren mit geringer Erzeugung steigen die Kosten pro kWh) und bleibt auch bei tiefen Strompreisen unverändert hoch. Heute, wo viele Werke ihre Energie zu Marktpreisen verkaufen müssen, lässt sich diese fixe Abgabe von diesen Werken nicht auf Endkunden überwälzen. Sie erhöht die Gestehungskosten relativ zu Konkurrenztechnologien und schwächt damit die Wettbewerbsfähigkeit und Rentabilität der Schweizer Wasserkraft, erschwert Reinvestitionen und kann im Extremfall zur Stilllegung wirtschaftlich grenzwertiger Anlagen beitragen.

⁶² Geissmann & Filippini, 2014, Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft

⁶³ Geissmann & Filippini, 2017, Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft



05

**Deep-Dive: Auswirkungen
gesetzlicher Restwasser- &
Schwall/Sunk-Auflagen**

Umweltauflagen wirken sich direkt auf die Wasserkrafterzeugung aus. Hierunter fallen insbesondere die Vorschriften zur Festlegung der Restwassermengen und zur Dämpfung künstlicher Abflussänderungen (Schwall/Sunk) bei Speicherwasserkraftwerken.⁶⁴

5.1 Produktionseinbussen aufgrund von Restwasservorgaben

Das Schweizer Gewässerschutzgesetz (GSchG) verpflichtet seit 1992 alle Wasserkraftbetreiber, unterhalb ihrer Wasserfassungen sogenannte Restwassermengen einzuhalten. Dabei handelt es sich um Mindestwassermengen, die stets im natürlichen Flussbett verbleiben müssen und somit nicht über die Hauptturbinen genutzt werden können. Ziel dieser Vorgaben ist es, die ökologischen Funktionen des Gewässers trotz Wasserentnahmen zu erhalten. Es wird unterschieden zwischen der

Sanierung von vor 1992 bestehenden Wassernutzungen gemäss Art. 80 GSchG und den strengeren Vorgaben für neue Wassernutzungen⁶⁵ ab 1992 gemäss Art. 31–33 GSchG.

Bestehende Anlagen mussten gemäss Art. 80 GSchG bis spätestens 2012⁶⁶ ihre Wasserentnahmen so weit reduzieren, als dies ohne entschädigungsbegründete Eingriffe in bestehende Wassernutzungsrechte möglich war. Um die vorgeschriebenen Restwassermengen sicherstellen, waren zumeist bauliche Massnahmen, in der Regel durch Bau von Dotieranlagen⁶⁷, notwendig.

Wenn für bestehende Kraftwerke Konzessionen erneuert werden, müssen sie die aktuellen, im Vergleich zum Erstellungszeitpunkt des Kraftwerks meist strengeren Umweltanforderungen erfüllen. Dazu zählen insbesondere die Restwasservorschriften nach Art. 31–33 GSchG. Deren Einhaltung führt in der

Regel zu zusätzlichen Produktionseinbussen gegenüber der Restwassersanierung nach Art. 80 GSchG: Im Rahmen dieser Restwassersanierung werden die gemäss Art. 31–33 GSchG vorgesehenen Restwassermengen aufgrund des weitgehenden Schutzes bestehender Wassernutzungsrechte der Konzessionäre häufig nicht vollständig erreicht.

Restwasservorgaben führen jedoch allgemein zu Einbussen bei der Wasserkraftproduktion, sowohl bei bestehenden Konzessionen als auch bei Konzessionserneuerungen und Neukonzessionierungen, da Wasser, das früher vollständig genutzt werden konnte, nun zu einem Teil ungenutzt im Gewässer verbleiben muss, resp. nicht alles zufließende Wasser für die Energieproduktion genutzt werden kann.

5.1.1 Produktionseinbussen bisher

Gemäss einer von hydrosuisse in Auftrag gegebenen Studie beliefen sich die von 1992 bis Ende 2017 durch Restwassersanierungen verursachten Produktionseinbussen auf rund 560 GWh an Jahresproduktion.⁶⁸ Der Hauptanteil davon – etwa 350 GWh jährlich – entstand durch Restwasservorgaben bei Kraftwerken unter bestehenden Konzessionen, d.h. sie sind auf Restwassersanierungen gemäss Art. 80 GSchG zurückzuführen. Weitere 210 GWh gingen auf Konzessionserneuerungen bzw. Neukonzessionierungen nach Art. 31–33 GSchG mit erhöhten Restwassermengen zurück, worauf im nächsten Abschnitt detaillierter eingegangen wird. Diese Verluste traten nicht schlagartig, sondern gestaffelt⁶⁹ auf, da jährlich jeweils nur einige Kraftwerke saniert wurden bzw. deren Konzession auslief. Im Durchschnitt kam es bis ins Jahr 2017

⁶⁴ Weitere ökologische Vorschriften wie zur Sanierung der Fischgängigkeit und des Geschiebehaushalts werden nachfolgend nicht behandelt.

⁶⁵ D.h. neue Anlagen sowie Konzessionserneuerungen und Neukonzessionierungen von bestehenden Anlagen. Für eine kurze Erläuterung des Unterschieds zwischen einer Konzessionserneuerung und Neukonzessionierung sei auf Abschnitt 3.1 verwiesen.

⁶⁶ Da die Umsetzung der Restwassersanierung gestaffelt erfolgte und in der Praxis deutlich länger dauerte, waren im Jahr 2020 effektiv rund 90 Prozent der Sanierungen abgeschlossen.

⁶⁷ Eine Dotieranlage ist eine technische Einrichtung, mit der bei einem Kraftwerk eine festgelegte Wassermenge (Dotier- bzw. Restwasser) kontrolliert in das Fließgewässer abgegeben wird, um den gesetzlich vorgeschriebenen Mindestabfluss unterhalb der Wasserfassung sicherzustellen.

⁶⁸ Pfammatter & Semadeni Wicki, 2018, Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen

⁶⁹ Die Studie von Pfammatter & Semadeni Wicki (2018) betrachtet einen Zeitraum von rund 25 Jahren bis ins Jahr 2017.

zu einem jährlichen Produktionsverlust von etwa 3 Prozent je saniertem Kraftwerk.⁷⁰

5.1.2

Zukünftig zu erwartende Produktionseinbussen

Im Rahmen von in naher Zukunft vermehrt auslaufenden Konzessionen – viele Kraftwerke mit Baujahr 1950–1970 stehen vor Konzessionserneuerungen bzw. Neukonzessionierungen, vgl. Abschnitt 1 – werden die Produktionsverluste nach Art. 31–33 GSchG im Vergleich zu denen nach Art. 80 GSchG stark an Bedeutung gewinnen, wie folgend erläutert wird.

Bis im Jahr 2050 ist gemäss hydrosuisse unter der geltenden gesetzlichen Regelung im Vergleich zum Jahr 2025 mit Produktionseinbussen von rund 1–2 TWh pro Jahr zu rechnen (siehe Abbildung 2, Szenario 1), was jährlichen Produktionsverlusten von rund 11 Prozent entspricht. Unter Berücksichtigung von ökologischen Restwassererhöhungen für geschütz-

te Lebensräume und Biotope (Szenario 3) ist mit Verlusten von 2–3 TWh pro Jahr zu rechnen. Sollten die ökologischen Anforderungen weiter verschärft werden (z.B. zusätzliche Restwasserauflagen für bestimmte Gewässer oder zuflussabhängige Restwassermengen; Szenario 4), könnten die Verluste bis im Jahr 2050 sogar 5,3 TWh pro Jahr erreichen.⁷⁰

Als pragmatische Faustregel lassen sich die restwasserbedingten Produktionseinbussen über das Jahr gleichmässig verteilen, also zur Hälfte auf das Winterhalbjahr (Oktober–März) und das Sommerhalbjahr (April–September). Es fällt zwar ein grosser Teil der nutzbaren natürlichen Zuflüsse im Sommerhalbjahr an (heute ungefähr ~73 Prozent im Sommer und ~27 Prozent Winter, vgl. Abschnitt 1). Da die Restwassermenge jedoch in der Regel eine ganzjährig einzuhaltende Mindestabgabe mit saisonalen Erhöhungen im Sommerhalbjahr darstellt, fällt die Produktionseinbusse im Sommer nicht wesentlich höher aus als im Winter.⁷¹ Erste umgesetzte neue Wassernut-

Energieeinbussen aus Restwasserrestriktionen

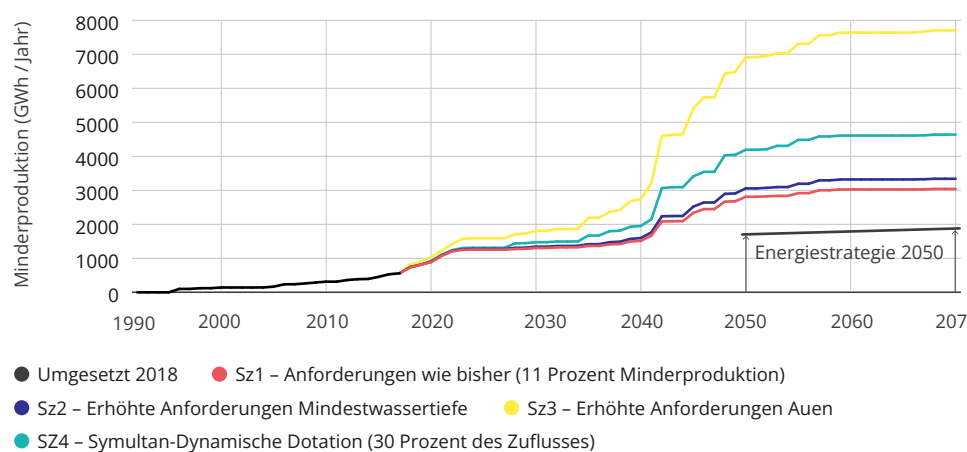


Abbildung 3: Summenkurve der ermittelten Energieeinbussen aus Restwasserrestriktionen je nach hinterlegtem Szenario im Zeitverlauf von 1992 bis 2070 gemäss Pfammatter & Semadeni Wicki (Studie hydrosuisse 2018) und im Vergleich mit den der ES2050 zu Grunde gelegten Werte.

zungen⁶⁵ zeigen denn auch: Obwohl die Restwasserabgaben im Sommerhalbjahr tendenziell höher ausfallen, liegen die durchschnittlichen Produktionseinbussen über Sommer- und Winterhalbjahr insgesamt un-

gefähr auf vergleichbarem Niveau. Ein wesentlicher Grund dafür sind die begrenzten Kapazitäten der einzelnen Fassungen, so dass sich die saisonalen Mehrabgaben nicht oder nur teilweise in zusätzliche Produktionsverluste

⁷⁰ Anmerkung: Zahlen fürs das Referenzjahr 2025 wurden aus Pfammatter & Semadeni Wicki (2018) bzgl. des in der Studie geltenden Referenzjahres 2018 abgeleitet. Die Verluste bis im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2018 sind unter bisherigen Anforderungen 2,3 TWh, im mittleren Fall (Szenario 3) 2,9 TWh, und im pessimistischen Fall (Szenario 4) 7 TWh. Quelle: Pfammatter & Semadeni Wicki, 2018, Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen

⁷¹ Speicher verschieben die Stromerzeugung zwar in Richtung Winter, doch die Restwasserauflagen wirken «vorne» bei der Wasserentnahme: Auch wenn dank Speichern rund 43 Prozent der hydraulischen Erzeugung im Winter- und 57 Prozent im Sommerhalbjahr anfällt (vgl. Abschnitt 1), begrenzen Restwasservorgaben primär die Fassung.

übersetzen. Oder anders ausgedrückt: Im Sommer kann das Restwasser verstärkt durch Überläufe sichergestellt werden, welche nicht zu Produktionseinbussen führen.

Langfristig könnte sich eine 50/50-Aufteilung bzgl. Sommer- und Winterproduktionseinbussen gar als optimistisch erweisen, da der Klimawandel die Abflussverteilung tendenziell in Richtung Winter verschiebt (mehr Winter-, weniger Sommerabfluss, vgl. Abschnitt 5.1). Auf den ersten Blick könnte man annehmen, dass mehr Winterabfluss auch zu mehr Winterstromproduktion führt. In der Praxis ist dies jedoch nicht zwingend der Fall: Ein Grund dafür ist, dass höhere minimale Winterabflüsse zu höheren gesetzlich vorgeschriebenen Restwassermengen führen (Art. 31 Abs. 1 GSchG). Diese Mindestrestwassermengen werden aus den natürlichen Niedrigabflüssen abgeleitet und gelten ganzjährig. Steigen durch den Klimawandel die minimalen Abflüsse im Winter, werden für neue Wassernutzungen⁶⁵ entsprechend höhere Restwassermengen festgelegt. Selbst wenn der Klimawandel nach heutigem Forschungsstand die jährliche Stromproduktion der Wasserkraft insgesamt direkt kaum verändert

und vor allem die saisonale Verteilung innerhalb des Jahres beeinflusst (vgl. Abschnitt 5.1), kann dieser Restwasser-Mechanismus folglich dazu führen, dass für neue Wassernutzungen⁶⁵ die Jahresstromproduktion insgesamt zurückgeht.

Seit der von hydrosuisse in Auftrag gegebenen Studie von Pfammatter & Semadeni Wicksi (2018) hat sich die Diskussion rund um das Restwasser weiterentwickelt. Heute wird beispielsweise daran gearbeitet, ökologische Anforderungen und den energiewirtschaftlichen Nutzen gemeinsam zu betrachten. Ein neuer Ansatz ist dabei die kantonale raumplanerische Schutz- und Nutzungsplanung. Sie verfolgt die Idee, einzugsgebietsübergreifend bewusst unterschiedliche Schutz- und Nutzungsniveaus für Gewässer festzulegen. Das bedeutet: Einige Bäche oder Abschnitte würden vollständig unter Schutz gestellt und gar nicht mehr genutzt. Im Gegenzug dürften andere, dafür geeignete Abschnitte intensiver genutzt werden, zum Beispiel mit etwas tieferen Restwasservorgaben.

Allerdings fehlt für diesen übergeordneten kantonalen Ansatz bislang die rechtliche



Grundlage: Eine echte raumplanerische Schutz- und Nutzungsplanung ist im geltenden Gesetz nicht vor-ge-se-hen. Davon klar zu unterscheiden ist die einzugsgebietsbezogene Schutz- und Nutzungsplanung nach Art. 32 GSchG, die bereits heute existiert und bei Ausbauprojekten wie Linth-Limmern, Lago Bianco oder dem Kraftwerksprojekt Pradapunt angewendet wird. Diese Schutz- und Nutzungsplanung gemäss Art. 32 GSchG ist immer einzugsgebietsbezogen und bezieht sich nur auf das jeweilige Projektgebiet: Schutz- und Nutzungsinteressen werden im Projektgebiet gegeneinander abgewogen, ohne dass an anderen Gewässern im Kanton Kompensationen oder Nutzungserleichterungen möglich wären.

5.2

Schwall/Sunk-bedingte Flexibilitätseinbussen

Schwall/Sunk bezeichnet die raschen, künstlich verursachten Abflussschwankungen unterhalb von Speicherkraftwerken, die Ge-

wässerökosysteme belasten (z.B. durch Verdriftung oder Stranden von Organismen). Gemäss Art. 39a GSchG sind wesentliche Beeinträchtigungen durch Schwall/Sunk zu verhindern oder zu beseitigen, primär durch bauliche und subsidiär durch betriebliche Massnahmen. Für bestehende Anlagen müssen entsprechende Sanierungen bis Ende 2030 umgesetzt werden; die Kantone koordinieren dies, und die Betreiber erhalten eine Kostenentschädigung für notwendige Planungen und die Realisierung von Massnahmen. Bis 2022 waren laut einem Bericht des Bundesamts für Umwelt etwa 10 Prozent der Sanierungsprojekte umgesetzt und weitere 45 Prozent in Planung.⁷² Die bislang geringe Umsetzungsquote ist Kantonen, Umweltverbänden und Betreibern bekannt. Als Hauptgründe gelten die komplexen Ausgangsbedingungen – insbesondere lange Schwallstrecken, also lange Flussabschnitte unterhalb von Kraftwerken, in denen der Abfluss durch den Spitzenbetrieb stark und rasch schwankt – sowie der hohe Umfang der erforderlichen baulichen Sanierungsmassnahmen. Diese sind nötig, um die

ökologischen Auswirkungen der, insbesondere winterlichen, Abflussschwankungen zu verringern. Solche Grosssanierungen schaffen zudem zahlreiche neue Nutzungskonflikte (z.B. mit Landwirtschaft, Siedlungen, Grundwasser, Wald oder anderen Lebensräumen).

Betriebliche Schwall/Sunk-Massnahmen – wie eine Begrenzung der maximal oder minimal turbinierten Wassermengen – schränken die Flexibilität von Speicherkraftwerken deutlich ein, weil der Einsatz nicht mehr nur durch Preissignale, sondern auch durch ökologische Vorgaben beeinflusst wird. Bauliche Lösungen wie Unterlieger-/Ausgleichsbecken, Bypässe/Umleitungen und Ausleitkraftwerke hingegen beeinträchtigen den Einsatz der Speicherkraftwerke kaum. Grundsätzlich ist das GSchG so ausgestaltet, dass bauliche Massnahmen priorisiert werden, wodurch die betrieblichen Einschränkungen gering bleiben sollten. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass zunehmend betriebliche Massnahmen umgesetzt werden, da bauliche Lösungen häufig schwer realisierbar sind.

Eine Überschlagsrechnung zeigt: Würden alle Schweizer Speicherkraftwerke ausschliesslich mit betrieblichen Massnahmen zur Bewältigung der Schwall-/Sunk-Problematik saniert, wären knapp 60 Prozent dieser Anlagen nicht mehr flexibel regelbar. In den Wintermonaten Dezember bis Februar würde dieser Anteil sogar auf rund 75 Prozent steigen. Zwar entstehen dabei keine direkten Produktionseinbussen, und auch die saisonale Umlagerung vom Sommer- ins Winterhalbjahr bleibt grundsätzlich möglich, doch der Verlust an Regelbarkeit ist gravierend. Speicherkraftwerke sind besonders wertvoll, weil sie ihr Wasser dann einsetzen können, wenn das Stromangebot knapp ist und entsprechend dämpfend auf zu dem Zeitpunkt hohe Strommarktpreise wirken. Eine Einschränkung der Flexibilität der Schweizer Wasserkraft reduziert daher ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit erheblich und kann sich preisstiegend auswirken.

⁷² BAFU, 2024, Renaturierung der Schweizer Gewässer



06

**Deep-Dive: Auswirkungen
des Klimawandels**

Die Schweiz erwärmt sich deutlich schneller als der globale Durchschnitt: Seit vorindustrieller Zeit stieg die Temperatur innerhalb der Referenzperiode 1991–2024 hierzulande um rund 2,9 °C, mehr als doppelt so viel wie die etwa 1,3 °C weltweit; bei 3 °C globaler Erwärmung wären in der Schweiz im Mittel etwa 4,9 °C zu erwarten.⁷³ Für die kommenden Jahrzehnte werden neben mehr Hitzetagen, trockeneren Sommern, schneeärmeren Wintern auch heftigere Starkniederschläge erwartet.^{75,74}

Diese Effekte des Klimawandels stellen auch die Schweizer Wasserkraft vor Herausforderungen: Einerseits ist eine Veränderung der Wasserverfügbarkeit durch das Abschmelzen der Gletscher und anderer Schneeschmelz- und Niederschlagsmuster absehbar. Hinzu kommt die Zunahme von Extremereignissen wie Trockenperioden, Starkniederschlägen

und Hochwasser. Chancen entstehen durch neue Gletscherseen.

6.1

Veränderung der Wasserverfügbarkeit

Seit 1850 haben die Schweizer Gletscher über 60 Prozent ihres Volumens verloren, ein Prozess, der sich seit den 1980er-Jahren beschleunigt hat. Für die Wasserkraft hatte dies in den letzten Jahrzehnten einen leicht positiven Effekt: Schmelzende Gletscher geben zusätzliches Wasser frei, das früher im Eis gebunden war. Studien beziffern diesen Beitrag auf rund 1–1,4 TWh pro Jahr im Durchschnitt seit 1980 (ca. 4 Prozent der Wasserkraftproduktion).⁷⁵

Klimamodelle gehen davon aus, dass bis etwa 2050 ein Grossteil der kleineren Gletscher verschwunden sein wird und die grösseren weiter massiv an Masse verlieren.⁷⁶

«Peak Water» (das Maximum des Gletscherschmelz-Abflusses) dürfte in vielen Einzugsgebieten bereits erreicht sein, gefolgt von einer Abnahme des Schmelzwasserbeitrags. Im Verlauf des 21. Jahrhunderts wird erwartet, dass der durch Gletscherschmelze gespeiste Abfluss – einerseits wegen des Verlusts an Gletschermasse, andererseits aufgrund unterstellter wirksamer Klimaschutzmassnahmen – abnimmt, um rund 1 TWh bis Mitte des Jahrhunderts.⁷⁵ Besonders betroffen sind Regionen mit hohem Gletscheranteil. So stammen beispielsweise im Wallis aktuell ~9 Prozent der Wasserkraft aus Gletscherschmelze. Dieser Wert könnte sich in den nächsten Jahrzehnten halbieren.⁷⁷

Der Einfluss des Schmelzwasser-Stroms ist stark saisonal geprägt. Gletscherschmelze liefert ihren Zusatzabfluss hauptsächlich im Sommer und Frühherbst. Entsprechend wirkt sich der Rückgang der Gletscher künftig vor

allem auf die Sommerproduktion aus. Die Winterproduktion ist hingegen nur wenig betroffen, denn die Speicherseen sind in der Regel bereits im Herbst weitgehend gefüllt, unabhängig davon, wie viel Schmelzwasser im Hochsommer angefallen ist.⁷⁸ Über die Gletscherschmelze hinaus verändert der Klimawandel den Wasserkreislauf.⁷⁹

- **Regen statt Schnee:** Durch die steigende Schneefallgrenze fällt insbesondere in Höhenlagen ein grösserer Teil des winterlichen Niederschlags als Regen statt als Schnee.
- **Trockener Sommer:** Im Sommer ist es tendenziell wärmer und trockener; der Rückgang von Schneedecke und Gletschereis verringert die verfügbaren Wasserreserven in dieser Jahreszeit.

⁷³ MeteoSwiss & ETH Zurich, 2025, Climate CH2025 – Scientific Report

⁷⁴ NCCS, 2018, CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland – Technical Report

⁷⁵ Schaeffli, Manso et al., 2019, The role of glacier retreat for Swiss hydropower production

⁷⁶ Huss, Linsbauer et al., 2025, Gletscher der Schweiz Zustand, Prognosen und Bedeutung

⁷⁷ Schaeffli, B., 2018, Gletscherschmelze: Geringer Einfluss auf die Schweizer Wasserenergie

⁷⁸ Nur wenige sehr grosse alpine Speicherkraftwerke, die besonders viel Sommerwasser über Monate speichern können, werden den Rückgang wohl auch bzgl. ihrer Winterproduktion leicht spüren.

⁷⁹ BAFU, 2021, Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gewässer

- **Mehr Niederschlag im Winter:**⁸⁰ Insgesamt nimmt der Niederschlag im Winterhalbjahr tendenziell zu, während der Niederschlag im Sommer tendenziell abnimmt.
- **Frühere Schneeschmelze:** Schnee schmilzt früher, da im Winter weniger Schnee akkumuliert wird und höhere Temperaturen den Schmelzprozess bereits im Frühjahr starten lassen.

Diese vier Effekte beeinflussen die Jahresproduktion der Wasserkraft kaum, verschieben jedoch die saisonale Wasserverfügbarkeit: Tendenziell steigen die Zuflüsse im Winterhalbjahr und sinken im Sommerhalbjahr. Für die Wasserkraftwerke in der Schweiz führen der Klimawandel und die damit verbundenen hydrologischen Veränderungen tendenziell somit zu höheren Zuflüssen im Winterhalb-

jahr. Entsprechend werden insbesondere Laufkraftwerke künftig im Winter im Durchschnitt mehr und im Sommer weniger Strom erzeugen. Auch für Speicherkraftwerke bedeuten die verschobenen Abflussregime, dass die Zuflüsse im Winterhalbjahr zunehmen und damit mehr winterliche Stromproduktion möglich wird.

Grundsätzlich gilt: Wassermenge und Stromproduktion stehen nicht in einem linearen Verhältnis, entscheidend sind Kraftwerkstyp und Auslegung der Anlage. Zentrale Grösse ist dabei die Fassungsmenge, bestimmt durch die Dimensionierung der Fassung, tägliche Abflüsse und die einzuhaltende Restwassermenge. Die höheren Winterabflüsse werden weiterhin meist unter der maximalen Fassungsmenge liegen und können somit – abzüglich Dotierwasser – vollständig genutzt werden. Im Sommer kann der Schweizer

Kraftwerkspark schon heute nicht alle Wassermengen fassen, es kommt zu Überläufen, insbesondere bei Flusslaufwerken. Daher bleibt die gefasste Sommerwassermenge auch bei tieferen Sommerabflüssen weitgehend stabil. Insgesamt kann so die nutzbare Fassungsmenge durch die veränderten saisonalen Abflussmuster selbst bei gleicher oder leicht sinkender Jahresabflüsse zunehmen, insbesondere bei Laufkraftwerken ohne Speicher. Bei Speicherkraftwerken hingegen bleibt vor allem die gesamte jährliche Zuflussmenge entscheidend für die Stromproduktion.⁸¹

Verschiedene Studien haben die Auswirkungen der verfügbaren Wassermenge auf die Stromproduktion modelliert. Über ein ganzes Jahr betrachtet kommt beispielsweise eine Modellrechnung für die gesamte Schweizer Wasserkraft (Laufwasser- und Speicherkraft-

werke zusammen) für den Zeitraum 2021–2050 zum Ergebnis, dass sich die jährliche mittlere Produktion kaum, die saisonale Verteilung aber deutlich verändert: Die Winterproduktion nimmt um rund 10 Prozent zu, während die Jahresproduktion mit ca. 0,9 Prozent bis 1,9 Prozent (0,3 – 0,7 TWh) nur leicht ansteigt.⁸² Ein ähnliches Bild zeichnen, mit längerfristigem Fokus aufs Jahr 2100, die Szenarien Hydro-CH2018: Im Winter ist ohne wirksamen Klimaschutz⁸³ im Mittel rund 30 Prozent mehr Wasser in den Flüssen (mit konsequentem Klimaschutz⁸⁵ 10 Prozent), verglichen mit etwa 40 Prozent weniger Wasser im Sommer (bzw. 10 Prozent weniger mit konsequentem Klimaschutz), mit starkem Rückgang insbesondere im Spätsommer^{84, 85}.

Eine weitere Studie untersucht für elf Schweizer Laufwasserkraftwerke, wie sich der Klimawandel auf deren Stromproduktion auswirkt.

⁸⁰ Anmerkung: Die Klimamodelle weisen bei den Niederschlagsprojektionen deutlich grössere Unsicherheiten auf als bei den Temperaturprojektionen. Zudem ist nicht nur die Niederschlagsmenge relevant, sondern auch die Evapotranspiration – d.h. die Summe aus Verdunstung von Wasser (Boden, Seen, Pflanzenoberflächen) und Wasserabgabe der Pflanzen über ihre Blätter (Transpiration) in die Luft –, die im Sommer mit dem Klimawandel zunimmt und selbst bei steigenden Sommerniederschlägen zu einer negativen Wasserbilanz führen kann. Relativ robust ist hingegen die Projektion «Regen statt Schnee» (steigende Schneefallgrenze).

⁸¹ SGHL & CHy, 2011, Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung

⁸² Im Vergleich zur Referenzperiode 1980–2009. Quelle: Hänggi, Balmer et al. (2011, Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung).

Anmerkung: Bei dieser Quelle handelt es sich zwar um eine etwas ältere Studie; wie BFE (2019) jedoch festhält, werden ihre Resultate von Vertretern aus der Wissenschaft jedoch weiterhin als gültig erachtet.

⁸³ «Ohne Klimaschutz» entspricht RCP 8.5. «Mit Klimaschutz» entspricht RCP 2.6 gemäss Schweizer Klimaszenario CH2018, d.h. globale Erwärmung wird auf unter 2 °C (Ziel maximal 1,5 °C) begrenzt durch Senkung der Treibhausgasemissionen auf «netto null» bis 2050 entsprechend dem Pariser Klimaschutzabkommen von 2015. RCP steht für «Representative Concentration Pathway» und beschreibt die Konzentration von Treibhausgasen und Aerosolen in der Atmosphäre im Jahr 2100.

⁸⁴ BAFU, 2021, Hydro-CH2018 Forschungsprojekte

⁸⁵ Im Vergleich zur Referenzperiode 1981–2010. Quelle: BAFU, 2021, Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gewässer

Das Ergebnis: Bei fast allen Kraftwerken nimmt die Winterproduktion künftig zu, bis Mitte Jahrhundert (2060) im Mittel um rund 5 Prozent (bzgl. einer Winter-Referenzerzeugung der 11 Anlagen von 1,217 TWh), und zwar unabhängig vom betrachteten Klimaszenario.⁸⁶ Bis Ende des Jahrhunderts steigt dieser Wert im Szenario ohne Klimaschutz auf etwa 10 Prozent, während er mit Klimaschutz weitgehend stabil bleibt. Die jährliche Gesamtproduktion der Laufwasserkraftwerke bleibt im Klimaschuttszenario in etwa unverändert. Ohne Klimaschutz werden hingegen Rückgänge von rund 3 Prozent bis zur Mitte und etwa 7 Prozent bis zum Ende des Jahrhunderts erwartet.⁸⁸ Diese Ergebnisse decken sich mit Studien aus Nachbarländern, wie z.B. Österreich.⁸⁷

Auch bei Speicherkraftwerken führen die verschobenen Abflussregime zu höheren Zuflüssen im Winterhalbjahr und damit zu mehr po-

tenzieller Winterproduktion. Im Unterschied zu Laufkraftwerken ist es bei Speicherkraftwerken jedoch schwieriger, allgemeine Aussagen zu den Auswirkungen des Klimawandels auf die Erzeugungsmuster zu treffen. Die konkreten Effekte hängen stark von der jeweiligen Auslegung (z.B. Speichervolumen) und von betrieblichen Randbedingungen ab. Ein Speicherkraftwerk mit vergleichsweise kleinem Speicher kann auch bei künftig geringeren Sommerzuflüssen weiterhin gezwungen sein, einen Teil dieser Zuflüsse im Sommer zu turbinieren, um Überläufe zu vermeiden, mit entsprechend geringerer Sommerproduktion aufgrund des Klimawandels. Wohingegen ein Speicherkraftwerk, das bereits heute praktisch die gesamten Sommerzuflüsse für den Winter zurückhalten kann, auch in Zukunft kaum veränderte Sommererzeugungsmuster aufweisen dürfte.

Im Zusammenhang mit höheren natürlichen Winterabflüssen ist ebenfalls zu beachten, dass dadurch grundsätzlich auch die für neue Wassernutzungen⁶⁶ ganzjährig geltenden und gesetzlich vorgeschriebenen Restwassermengen ansteigen können (vgl. Abschnitt 5.1).

6.2

Zunahme von Extremereignissen

Klimamodelle prognostizieren häufigere Extremwetter.⁸⁸ Für die Wasserkraft sind vor allem Starkniederschläge (insbesondere im Winter infolge von Winterstürmen) einerseits sowie sommerliche Trockenperioden andererseits relevant. Starkniederschläge in alpinen Einzugsgebieten können vermehrt zu raschen Schneeschmelzen und Hochwasser führen.^{89,90} Treffen solche Ereignisse im Spätherbst oder frühen Winter auf bereits stark gefüllte Speicherseen, könnten Betreiber vermehrt genötigt sein, Wasser über Hoch-

wasserentlastungen abzugeben, statt es turbinenwirksam zu nutzen. Je nach Speicherfüllstand können Speicherseen im Hochwasserfall jedoch auch grosse Wassermengen zurückhalten und damit wesentlich zum Hochwasserschutz beitragen. Gleichzeitig nimmt durch häufigere Hochwasserereignisse und verstärkten Geschiebetransport⁹¹ die Sedimentation in Speicherseen zu, was längerfristig nutzbares Speichervolumen kostet.⁹² Im Extremfall können Hochwasser und Murgänge Wasserkraftwerke derart beschädigen, dass sie für Reparaturen über längere Zeit ausser Betrieb genommen werden müssen. Ein kürzliches Beispiel ist die Region Moesa im bündnerischen Misox: Nach einem Unwetter im Juni 2024 mussten dort Wasserkraftanlagen über längere Zeit stillgelegt werden; beschädigte Zuleitungen und Geschiebe verursachten einen nahezu einjährigen Produktionsausfall sowie umfangreiche Reparaturen.

⁸⁶ Im Vergleich zur Referenzperiode 1981–2010. Quelle: SCCER-SOE (2019, Climate change impact on Swiss hydropower production)

⁸⁷ AFRY, 2023, Auswirkungen des Klimawandels auf die Wasserkraft in Österreich

⁸⁸ Klimamodelle «Klima CH2025» und «Klima CH2018», sowie die hydrologischen Szenarien «Hydro-CH2018». Quellen: MeteoSwiss & ETH Zurich, 2025, Climate CH2025 – Scientific Report; NCCS, 2018, CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland – Technical Report; BAFU, 2021, Hydro-CH2018 Forschungsprojekte

⁸⁹ BAFU, 2021, Hydro-CH2018 Forschungsprojekte

⁹⁰ BAFU, 2021, Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gewässer

⁹¹ Flüsse transportieren bei hohen Abflüssen (z.B. Hochwasser) nicht nur Wasser, sondern verstärkt auch Sand, Kies, Geröll und Gehölz.

Demgegenüber können Trockenperioden im Sommer zu sehr niedrigen Abflüssen, lokalem Wassermangel und deutlich tieferen Pegeln vieler Zuflüsse in dieser Jahreszeit führen. Besonders Laufwasserkraftwerke verzeichnen in solchen Niedrigwasserphasen merkliche Produktionseinbussen. So führte beispielsweise im Jahr 2018 der heisse und trockene Sommer zu einer Verringerung der mittleren Zuflüsse, was die Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraft (netto Speicherpumpen) während der Sommermonate um mehr als 20 Prozent im Vergleich zum langjährigen (40 Jahre) Mittel reduzierte.⁹² Die Klimamodelle⁹⁰ gehen davon aus, dass solche sommerlichen Trocken- und Niedrigwasserereignisse künftig häufiger und länger andauern und damit die Sommerproduktion der Wasserkraft stärker schwanken lassen. Neben dem erwähnten Beitrag zum Hochwasserschutz könnten künftig auch weitere Ansprüche an die Mehrzwecknutzung von Speicherseen steigen, etwa durch ihre Nutzung als zusätzliche Wasserressource in Zeiten von Wasserknappheit.⁹²

6.3

Spezialfall neue Gletscherseen

Gletscherschwund führt dazu, dass in ehemaligen Gletschergebieten (sprich periglazialen Gebieten) zahlreiche neue Seen entstehen, etwa beim Gorner- und Triftgletscher. Das von Eawag und swisstopo erstellte Inventar identifiziert bereits ca. 1200 Seen in früher vergletscherten Gebieten; insgesamt sind in den heutigen Gletscherbetten rund 3600 topografische Senken bekannt, von denen ca. 400–650 bis ins Jahr 2100 zu neuen Gletscherseen werden könnten.⁹³ Ein Grossteil dieser Seen eignet sich, auch aufgrund ihrer geringen Grösse, nicht für die Neuerschliessung von Stauseen. Einige wenige davon könnten jedoch, sofern Geologie, Volumina, Zuflüsse, Gefälle und nutzbare Höhendifferenz geeignet sind, prinzipiell zu Speicherseen ausgebaut werden.

Für heute bekannte Wasserkraftprojekte, die bis 2050 in periglazialen Gebieten technisch realisierbar wären, wird von einem zusätz-

lichen theoretischen Produktionspotenzial von ~1,5 TWh pro Jahr ausgegangen, davon ~1,1 TWh aus Neuanlagen und ~0,3 TWh durch Ausbauten bestehender Werke. Das Potenzial an steuerbarer Winterproduktion (saisonaler Speicherung) liegt sogar bei ~2,4 TWh pro Jahr⁹⁴, wovon knapp die Hälfte allein auf die drei Projekte Gorner, Grimsel und Trift entfallen (vgl. Abschnitt 3.1). Zum Vergleich: Das Speicherzubaupotenzial ausserhalb periglazialer Gebiete liegt bei ~0,9 TWh pro Jahr, und damit nur bei etwa einem Drittel des Speicherausbaupotenzials in periglazialen Räumen.⁹⁵

Diese Grössenordnungen unterstreichen die zentrale Bedeutung des periglazialen Umfelds für die Erreichung der energiepolitischen Ausbauziele. Gleichzeitig sind solche Projekte landschaftlich umstritten; ~0,5 TWh (d.h. ca. ein Drittel) des zusätzlichen Jahresproduktionspotenzials liegen gar in Auengebieten von nationaler Bedeutung und damit grundsätzlich in Ausschlussgebieten gemäss Art. 12 Abs. 2 Energiegesetz (EnG). Auch der

Grossteil des übrigen Potenzials weist einen Konflikt mit Auengebieten unterschiedlicher Schutzstufen auf, befindet sich jedoch nicht in Ausschlussgebieten.⁹⁵ Die politische Abwägung zwischen Energiepotenzial und Ersatzmassnahmen einerseits sowie Natur- und Landschaftsschutz und touristischen Interessen andererseits entscheidet letztlich darüber, wie viel dieses theoretischen Potenzials tatsächlich genutzt werden kann.

⁹² Bundesamt für Energie, BFE, 2023, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022

⁹³ Bundesrat, 2024, Analyse des Wasserkraftpotenzials der Gletscherschmelze

⁹⁴ Anmerkung: Das Potenzial an steuerbarer Winterproduktion ist deutlich grösser als jenes an zusätzlicher Jahresproduktion, weil sich Wasser, das vor dem Ausbau infolge geringerer Speichermöglichkeit noch turbinieren musste, nach dem Ausbau saisonal speichern lässt.

Disclaimer und Literaturverzeichnis

Veröffentlichungsdetails

Erstpublikation: 24. März 2026

Hauptautorinnen und Hauptautoren:

Thomas Geissmann

Expertinnen, Experten und Mitwirkende:

Manuel Blum, Fabian Feger, Hannes Jenny, Mia Pfuderer, Thomas Porchet, Lena Schneider, Marius Schwarz, Nadia Semadeni, Stephan Weber

Design und Produktion:

Aorta Design GmbH, Baden

Titelbild: © Axpo/David Haberstich

Disclaimer

Diese Publikation wurde im Rahmen des Projektes Axpo Energy Reports erstellt, um einen Überblick über die Rolle und das Potenzial der Wasserkraft in der Schweiz zu geben, und dient ausschliesslich zu Informationszwecken. Die in diesem Dokument dargelegten Meinungen spiegeln die Überlegungen und Bestrebungen von Axpo zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Diese können sich aufgrund regulatorischer oder gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ändern. Wir können weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Gewähr für die in diesem Dokument enthaltenen Informationen übernehmen. Das Dokument enthält Aussagen, die sich auf zukünftige Ereignisse

beziehen und rein spekulativer Natur sind. Solche Aussagen spiegeln lediglich unsere Einschätzung der Situation zu einem bestimmten Zeitpunkt wider. Handlungen, die auf diesem Dokument basieren, liegen in der alleinigen Verantwortung der Akteure. Wir übernehmen keine Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Verwendung dieses Dokuments entstehen könnten.

AFRY. (2023). *Auswirkungen des Klimawandels auf die Wasserkraft in Österreich*. Studie von AFRA Austria GmbH im Auftrag von Österreichs Energie. Von https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2023/OeE_CC_Endbericht_24102023.pdf.

Bundesamt für Umwelt, BAFU. (2021). *Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gewässer. Hydrologie, Gewässerökologie und Wasserwirtschaft*. Umwelt-Wissen Nr. 2101. Bern: Bundesamt für Energie BAFU. Von [https://scnat.ch/de/uuid/i/4b6d3f98-f945-57ec-ba76-15bbca314bda-Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gew%C3%A4sser](https://scnat.ch/de/uuid/i/4b6d3f98-f945-57ec-ba76-15bbca314bda-Auswirkungen_des_Klimawandels_auf_die_Schweizer_Gew%C3%A4sser).

Bundesamt für Umwelt, BAFU. (2021). *Hydro-CH2018 Forschungsprojekte*. Von www.nccs.admin.ch/nccs/de/home/das-nccs/themenschwerpunkte/hydro-ch2018/hydro-ch2018-forschungsprojekte.html#1069722534.

Bundesamt für Umwelt, BAFU. (2024). *Renaturierung der Schweizer Gewässer Stand ökologischer Sanierung Wasserkraft 2022*. Von <https://plattform-renaturierung.ch/wp-content/uploads/2024/10/Renaturierung-der-Schweizer-Gewaesser-Stand-oekologische-Sanierung-Wasserkraft-2022-BAFU-2024.pdf>.

Bundesamt für Kultur, BAK. (2025). *Rheinsfelden, Kraftwerk Eglisau-Glattfelden*. Bern: Bundesamt für Kultur BAK Sektion Heimatschutz und Denkmalpflege. Von https://api.isos.bak.admin.ch/ob/6206/doc/ISOS_6206.pdf.

Bundesamt für Energie, BFE. (2015–2025). *Schweizerische Elektrizitätsstatistiken 2015 bis 2024*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von www.bfe.admin.ch/ogd62.

Bundesamt für Energie, BFE. (2019). *Wasserkraftpotenzial der Schweiz – Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/58259.pdf>.

Bundesamt für Energie, BFE. (2023). *Wasserzins*. Von www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft/wasserzins.html.

Bundesamt für Energie, BFE. (2023). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von www.bfe.admin.ch/ogd62.

Bundesamt für Energie, BFE. (2025). *Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 31. Dezember 2024*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11720>.

Bundesamt für Energie, BFE. (2025). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von <http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11720>.

Bundesamt für Energie, BFE. (2025). *Zubau von Wasserkraft erfordert angepasste Projektliste*. Von www.bag.admin.ch/de/newnsb/vwhqqT4H51mWEIAGWH6Vs.

Bundesamt für Energie, BFE. (2025). *Kleinwasserkraft*. Von www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft/kleinwasserkraft.html.

Bundesamt für Energie, BFE. (2025). *Wasserkraft Schweiz: Statistik 2024*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von <https://www.news.admin.ch/de/newnsb/wHJXz4MmYQ2I0bhGm4edS>.

Bundesrat. (2024). *Analyse des Wasserkraftpotenzials der Gletscherschmelze*. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 21.3974 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (UREK-N). Bern. Von www.news.admin.ch/de/nsb?id=103423.

Bundesrat. (2025). *Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft*. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 23.3006 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 24. Januar 2023. Bern. Von <http://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/12162>.

EnviDat. (2026). *CH-Kleinstwasserkraftwerke – ein schweizweiter Datensatz zu Kleinstwasserkraftwerken*. Von <https://opendata.swiss/de/dataset/ch-kleinstwasserkraftwerke-ein-schweizweiter-datensatz-zu-kleinstwasserkraftwerken>.

Geissmann, T. & Filippini, M. (2014). *Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von <http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7663>.

- Geissmann, T. & Filippini, M. (2017). *Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft*. Bern: Bundesamt für Energie, BFE. Von <http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9013>.
- Hänggi, P.; Balmer, M. & Weingartner, R. (2011). *Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung in der Schweiz 2021–2050-Hochrechnung*. Wasser Energie Luft, 103(4), 300–307. Von https://scnat.ch/de/uuid/i/f0ee3f4b-b118-507b-b244-37b4cd71fab1-Auswirkungen_der_Klima%C3%A4nderung_auf_die_Wasserkraftnutzung_-_Synthesebericht.
- Huss, M.; Linsbauer, A. & Naegeli, K. (2025). *Gletscher der Schweiz Zustand, Prognosen und Bedeutung*. Swiss academies factsheets, 20(2). Von https://sbv-asgm.ch/wp-content/uploads/Factsheet_Gletscher_D_Online-1.pdf.
- hydrosuisse. (2023). *Leitfaden Heimfall*. Von www.hydrosuisse.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/Leitfaden_Heimfall_V6.4_de_201223_01.pdf.
- KWO Grimselstrom. (2025). *Neubau Speichersee und Kraftwerk Trift*. Von www.grimselstrom.ch/projekte/neubau-speichersee-und-kraftwerk-trift.
- KWO Grimselstrom. (2025). *Vergrößerung Grimselsee*. Von www.grimselstrom.ch/projekte/vergroesserung-grimselsee.
- MeteoSwiss & ETH Zurich. (2025). *Climate CH2025 – Scientific Report*. Zurich: Federal Office of Meteorology and Climatology MeteoSwiss. Von www.doi.org/10.18751/climate/scenarios/ch2025/sr/1.0/.
- NCCS. (2018). *CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland – Technical Report*. Zurich: National Centre for Climate Services. ISBN: 978-3-9525031-4-0. Von www.nccs.admin.ch/nccs/en/home/climate-change-and-impacts/swiss-climate-change-scenarios/technical-report.html.
- Pfammatter, R. & Semadeni Wicki, N. (2018). *Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick*. Wasser Energie Luft – 110. Jahrgang, 2018, Heft 4, 233–245. Von www.hydrosuisse.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/WEL-4-2018_Energieeinbussen_hq.pdf.
- SCCER-SoE. (2019). *Climate change impact on Swiss hydropower production: synthesis report*. Zurich: Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity. Von https://static.seismo.ethz.ch/sccer-soe/Reports/Synth_Rep_Climate_change_impact_on_Swiss_hydropower_production_lowres.pdf.
- Schaeffli, B. (2018). *Gletscherschmelze: Geringer Einfluss auf die Schweizer Wasserenergie*. Von www.snf.ch/de/G6RgSSINVmy78u9v/news/news-180906-medienmitteilung-gletscherschmelze-geringer-einfluss-auf-die-schweizer-wasserenergie.
- Schaeffli, B.; Manso, P.; Fischer, M.; Huss, M. & Farinotti, D. (2019). *The role of glacier retreat for Swiss hydropower production*. Renewable Energy (2019). Renewable Energy, 132, 615–627. Von www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148118309017.
- SGHL & CHy. (2011). *Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung – Synthesebericht*. Beiträge zur Hydrologie der Schweiz Nr. 38. Bern: Schweizerische Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie (SGHL) und Hydrologische Kommission (CHy). Von https://scnat.ch/de/uuid/i/f0ee3f4b-b118-507b-b244-37b4cd71fab1-Auswirkungen_der_Klima%C3%A4nderung_auf_die_Wasserkraftnutzung_-_Synthesebericht.
- SRF. (2025). *Diese Ersatzprojekte schaut sich Albert Rösti nun an*. Von www.srf.ch/news/schweiz/probleme-bei-der-wasserkraft-diese-ersatzprojekte-schaut-sich-albert-roesti-nun-an.
- UVEK. (2021). *Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft*. Bern: Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. Von www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/69601.pdf.
- UVEK. (2023). *Richtplan des Kantons Bern, Genehmigung Anpassung Wasserkraft Trift, Grimsel, Oberaar*. Bern: Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. Von www.are.admin.ch/de/richtplanung-kanton-bern.