

Veränderung der Wasserkraftproduktion durch den Klimawandel

Technischer Bericht als Ergänzung des Hauptberichts NCCS-
Impacts P5 - Die Kosten von ausgewählten Klimarisiken.

Juni 2026

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Programms «Entscheidungsgrundlagen für den Umgang mit dem Klimawandel in der Schweiz: Informationen zu sektorenübergreifenden Themen (NCCS-Impacts)» als Teil des Projektes «Kosten der Auswirkungen des Klimawandels in der Schweiz mit und ohne globale Klimaschutzmassnahmen» erstellt. Die Leitung für dieses Projekt seitens NCCS liegt beim Bundesamt für Umwelt (BAFU).

Projektnummer: 223004.00

Weitere Informationen: www.nccs.admin.ch/impacts

Kontakt

Sustainaccount AG

www.sustainaccount.com

info@sustainaccount.com

Zusammenfassung

Der Klimawandel verändert die Wasserkraft in der Schweiz weniger durch eine eindeutige Zu- oder Abnahme der Jahresproduktion als durch eine Verschiebung innerhalb des Jahres. Bis zum Betrachtungszeitraum um 2060 steigt die Wasserverfügbarkeit im Winter, weil Niederschlag häufiger als Regen fällt und weniger Wasser saisonal als Schnee gespeichert wird. Gleichzeitig sinken die Sommerzuflüsse infolge längerer Trockenperioden, früherer Schneeschmelze und des fortschreitenden Gletscherrückgangs. Für den heutigen Anlagenpark ergibt sich deshalb in allen drei betrachteten Emissionsszenarien eine Zunahme der Winterproduktion und eine Abnahme der Sommerproduktion. Die beiden Effekte kompensieren sich auf Jahresebene teilweise.

Die Modellierung verbindet die heutige Wasserkraftwerksstatistik mit klimabedingten Änderungen der Abflüsse in den jeweiligen Einzugsgebieten. Die Berechnung erfolgt auf Monatsbasis und wird anschliessend für Sommer und Winter aggregiert. Als zweite Wirkungskette wird Sedimentierung betrachtet: Höhere Niederschlagsintensitäten, Veränderungen der Gletscherdynamik und verstärkte Erosion können den Sedimenteintrag erhöhen. Dies vermindert nutzbares Speichervolumen, erhöht Abrasion und Wartungsaufwand und kann die technische Verfügbarkeit beeinträchtigen.

Für 2060 werden im Ergebnisbericht gegenüber der Referenz folgende Medianänderungen der Wasserkraftproduktion ausgewiesen: unter RCP 2.6 -1.9 TWh/Jahr im Sommer und +4.5 TWh/Jahr im Winter, unter RCP 4.5 -5.5 und +5.7 TWh/Jahr sowie unter RCP 8.5 -5.9 und +8.0 TWh/Jahr. Auf Jahresbasis resultieren damit +2.6, +0.2 beziehungsweise +2.1 TWh/Jahr. Die Vorzeichen der saisonalen Veränderungen werden als robust beschrieben; die Grössenordnungen variieren jedoch nach Höhenlage, Vergletscherung und Anlagentyp.

Die monetäre Bewertung interpretiert geringere Sommerproduktion als positive Schadenskosten und zusätzliche Winterproduktion als negative Schadenskosten beziehungsweise Opportunitätsgewinn. Zusätzlich werden Sedimentierungskosten angesetzt. Im Hauptbericht resultieren ohne Anpassung jährliche Nettokosten von -663 Mio. CHF unter RCP 2.6, +137 Mio. CHF unter RCP 4.5 und -368 Mio. CHF unter RCP 8.5. Das Vorzeichen ist für die Interpretation zentral: Ein negativer Wert bedeutet, dass die modellierten zusätzlichen Wintererlöse die Sommerverluste und Sedimentierungskosten übersteigen.

Die quantitative Anpassungsmodellierung konzentriert sich auf Sedimentmanagement. Betrachtet werden die Behandlung beziehungsweise Entfernung zusätzlicher Sedimente sowie die Anhebung oder Verlagerung von Turbineneinläufen. Im Modell wird angenommen, dass die monetarisierten Sedimentierungsschäden durch diese Massnahmen vollständig vermieden werden können; die klimabedingte saisonale Veränderung des Wasserdargebots bleibt hingegen unverändert. Die jährlichen Anpassungskosten steigen von insgesamt 71 Mio. CHF unter RCP 2.6 auf 100 Mio. CHF unter RCP 4.5 und 129 Mio. CHF unter RCP 8.5. Daraus ergeben sich Gesamtkosten mit Anpassung von -712, +57 und -479 Mio. CHF/Jahr.

Der Bericht legt besonderen Wert auf die Trennung der drei Modellschritte Abfluss - Produktion - Kosten. Diese Trennung ist nötig, weil die Quellen unterschiedliche Unsicherheiten enthalten. Für die hydrologische Wirkung existiert eine wissenschaftlich

fundierte Modellkette; die Übertragung auf einzelne Anlagen und insbesondere die Sedimentkosten basiert teilweise auf Heuristiken und Fallstudien.

Einleitung

Die Wasserkraft ist eine tragende Säule der Schweizer Stromversorgung. Ende 2024 umfasste der Wasserkraftwerkspark gemäss den Projektunterlagen 704 Zentralen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und einer Stromproduktion von rund 37.35 TWh pro Jahr. Die Energiestrategie 2050 sieht einen weiteren Beitrag der Wasserkraft zur inländischen Stromproduktion vor. Veränderungen der hydrologischen Verfügbarkeit wirken deshalb nicht nur auf einzelne Kraftwerke, sondern auf die saisonale Struktur des gesamten Stromsystems.

Für die Klimawirkung sind zwei Mechanismen voneinander zu unterscheiden. Erstens verändert der Klimawandel die zeitliche Verfügbarkeit des Wassers. Mildere Winter führen zu mehr Regen und weniger Schneespeicherung; dadurch wird Abfluss vom Sommer in den Winter verlagert. Längere Trockenperioden und geringere Schnee- und Gletscherschmelze reduzieren hingegen die Sommerzuflüsse. Zweitens kann sich der Sedimenteintrag verändern. Sedimente lagern sich in Stauräumen ab, gelangen in Triebwasserwege und erhöhen den Verschleiss von Turbinen. Diese beiden Wirkungsketten haben unterschiedliche technische und ökonomische Konsequenzen und werden daher getrennt modelliert.

Der Bericht beschreibt die Methodik daher bewusst vom physikalischen Prozess zur monetären Bewertung. Technische Detailannahmen werden dort dargestellt, wo sie für das Verständnis oder die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse erforderlich sind. Weiterführende Ingenieurheuristiken aus dem bestehenden Draft werden eingeordnet, aber nicht als gleichwertig belastbar wie die hydrologischen Grundlagen behandelt.

Methodik

Systemgrenzen und Betrachtungsrahmen

Gegenstand der Analyse ist die klimabedingte Veränderung der Stromproduktion des heutigen Wasserkraftwerksparks bis zum Zeithorizont um 2060. Die Infrastruktur wird grundsätzlich konstant gehalten. Geplante Aus- und Neubauten, Repowering, veränderte Konzessionen oder ein systematischer Ausbau von Pumpspeicherfunktionen werden nicht als Teil des Referenzpfads modelliert. Damit isoliert die Analyse möglichst weitgehend den Klimaeffekt auf den bestehenden Anlagenpark.

Die Analyse betrachtet drei Emissionsszenarien gemäss CH2018: RCP 2.6, RCP 4.5 und RCP 8.5. Die hydrologischen Änderungen werden auf Monatsbasis modelliert und anschliessend saisonal aggregiert. Für die Kostenanalyse gilt das Preisniveau 2023; zukünftige Preissteigerungen werden gemäss NCCS-Programmrahmen nicht angesetzt. Restwasservorgaben und weitere regulatorische Rahmenbedingungen werden grundsätzlich als konstant behandelt.

Modelllogik: vom Klimasignal zu Produktion und Kosten

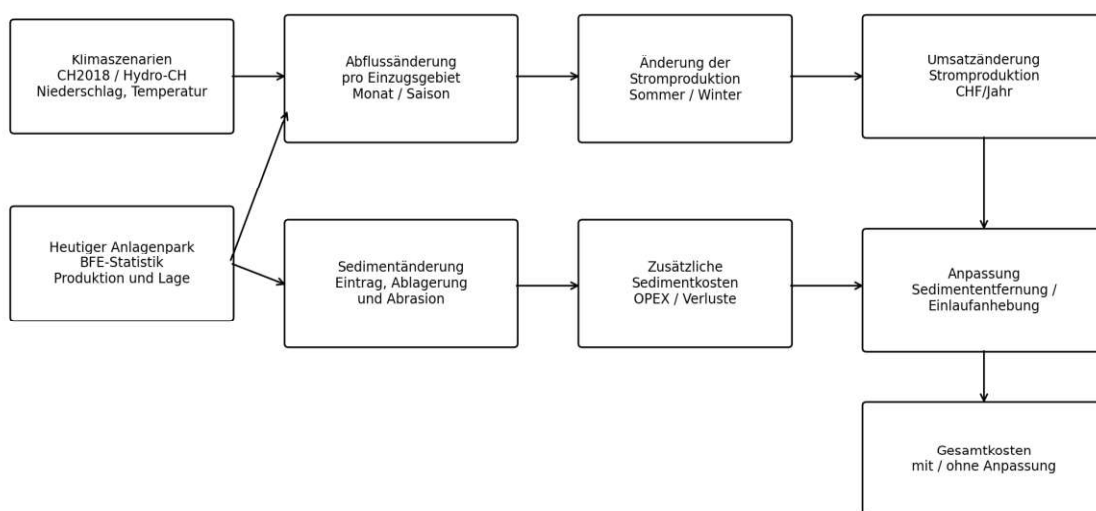


Abbildung 1: Vereinfachte Modellkette. Die Darstellung trennt hydrologische Produktionsänderung, Sedimentierung und Anpassung explizit.

Anlagenpark und Datengrundlagen

Die räumliche Basis bildet die Statistik der Wasserkraftwerke in der Schweiz. Für jede Anlage werden die heute verfügbare Produktion sowie geografische und technische Merkmale verwendet. Die Anlagen werden den relevanten Einzugsgebieten zugeordnet, sodass die hydrologischen Änderungen der jeweiligen Region auf die bestehende Stromproduktion übertragen werden können.

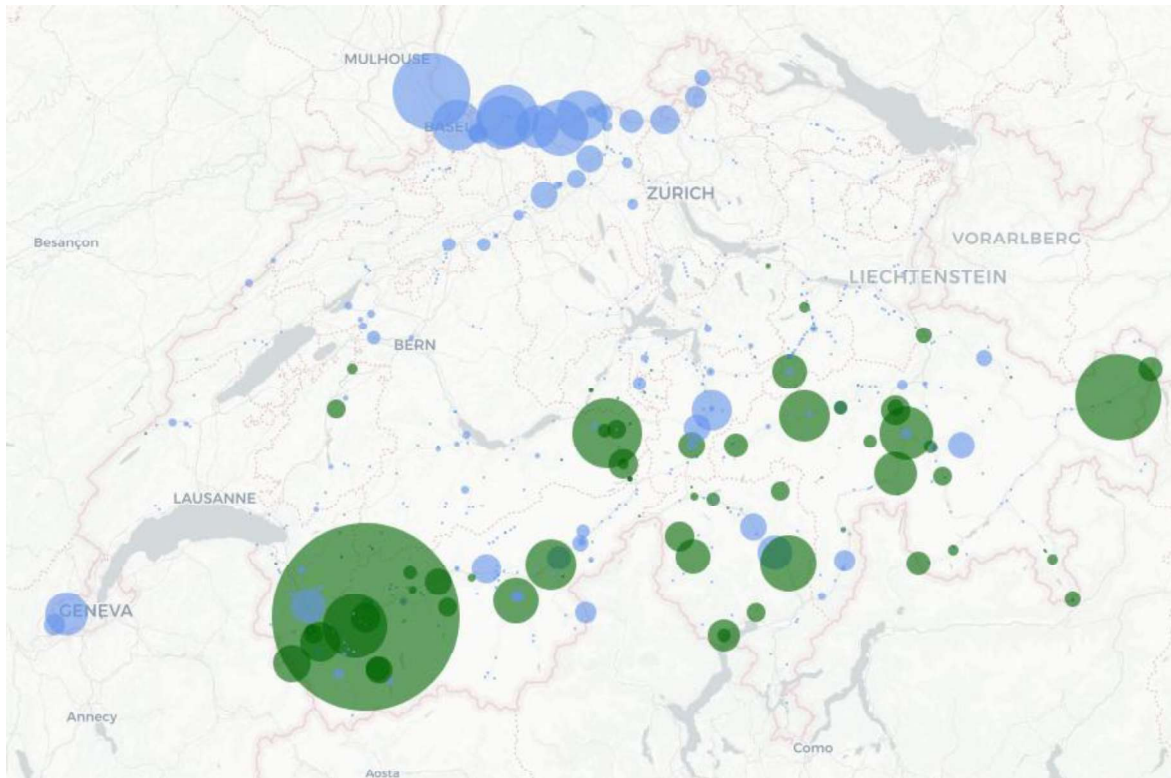


Abbildung 2: Geografische Verteilung der in der Modellierung berücksichtigten Wasserkraftanlagen. Quelle: Technischer Draft auf Basis BFE (2022).

Die hydrologische Grundlage stammt aus Brunner et al. (2019) und den Schweizer Klimaszenarien. Brunner et al. verwenden eine PREVAH-basierte Modellkette mit meteorologischen Eingangsgrößen wie Niederschlag, Temperatur, Feuchte, Strahlung und Wind. Schnee- und Gletscherprozesse werden explizit abgebildet. Für zukünftige Bedingungen werden CH2018-Klimamodellketten verwendet. Die Projektunterlagen weisen darauf hin, dass 39 Klimamodellketten für RCP 2.6, RCP 4.5 und RCP 8.5 berücksichtigt werden, wodurch ein Teil der Modell- und Szenariounsicherheit abgebildet wird.

Die PREVAH-Parameter beruhen auf einem etablierten Schweizer Kalibrierungs- und Regionalisierungsschema. Die hydrologische Modellierung bildet jedoch keine dynamische Speicherbewirtschaftung der einzelnen Kraftwerke ab. Die Abflussänderungen sind somit ein hydrologischer Input in die Wasserkraftmodellierung, kein vollständiges Dispatch- oder Reservoir-Operationsmodell.

Vom Abfluss zur Stromproduktion

Der Kern der Produktionsmodellierung ist bewusst einfach: Wenn sich der nutzbare Abfluss eines Einzugsgebiets verändert, wird eine proportionale Änderung des potenziellen Stromertrags der dort zugeordneten Anlage angenommen. Der technische Draft fasst diesen Zusammenhang als Näherung zusammen:

$$\Delta P_i \sim \Delta d_i$$

P = Stromproduktion; d = Abfluss; i = Anlage

Die Proportionalität ist als Portfolioheuristik zu verstehen. Sie setzt voraus, dass andere leistungbestimmende Faktoren - insbesondere Fallhöhe, Turbinenwirkungsgrad, technische Verfügbarkeit und Betriebsweise - gegenüber der Referenz unverändert bleiben. Die heutige Produktion dient als Anlagenbasis; die klimabedingte Abflussänderung skaliert diese Produktion. Anschliessend werden die Monatswerte für Sommer und Winter aggregiert.

Für die Interpretation ist wichtig, dass zusätzliche Abflüsse nicht zwingend vollständig turbinieren werden können. Der Hauptbericht weist ausdrücklich darauf hin, dass die Ergebnisse unter der Annahme einer Produktion mit maximaler Turbinenleistung über alle Stunden des Jahres stehen. In der Praxis ist die Auslastung geringer; zusätzliche Hochabflüsse können wegen hydraulischer Engpässe, Überläufe oder betrieblicher Restriktionen nicht vollständig energetisch genutzt werden. Die modellierten Änderungen stellen daher ein technisches Potenzial unter vereinfachten Betriebsannahmen dar.

Restwassermengen und Nutzungskonflikte

Die gesetzlichen Anforderungen an Restwassermengen bleiben im Modell konstant. Gleichzeitig kann der Klimawandel die Nutzungskonflikte im Sommer verschärfen, weil Wasserkraft, Gewässerökologie und Landwirtschaft um ein geringeres Wasserangebot konkurrieren. Der Draft bildet diesen zusätzlichen Effekt pauschal ab, indem das geringere Wasserangebot in Sommermonaten um weitere 5 % reduziert wird. Diese 5-%-Annahme ist keine hydrologische Messgrösse, sondern ein vereinfachender Modellparameter zur Berücksichtigung zusätzlicher Restriktionen.

Sedimentierung als zweite Wirkungskette

Sedimentierung wird getrennt von der Veränderung des Wasserdargebots betrachtet. Relevant sind sowohl die Ablagerung von Sediment im Speicher als auch die abrasive Belastung der Maschinenteknik. Die Folgen sind ein schleichender Verlust nutzbaren Speichervolumens, zusätzlicher Räum- und Spülbedarf, Abrasion an Turbinen sowie mögliche Betriebsunterbrechungen.

Der technische Draft verwendet für eine schweizweite Näherung standortabhängige Heuristiken. Als Ausgangspunkt wird eine Sedimentationsrate von 5'000 m³ pro Jahr mit Faktoren für Fallhöhe, Seehöhe und Quelltyp angesetzt. Für 2060 werden Klimafaktoren von +30 % bei gletscher- beziehungsweise hochalpinen Standorten, +10 % bei grossen Alpenflüssen und -10 % bei seegepufferten Standorten verwendet. Diese Parameter sind keine allgemein gültigen empirischen Gesetzmässigkeiten, sondern eine Skalierungsheuristik, die mit Schweizer Fallstudien plausibilisiert wurde.

Für den Zusammenhang zwischen Sedimentmenge und Produktionswirkung wird im Draft ein Verlust von 0.1 % Produktion je 10'000 m³ jährlicher Sedimentation angesetzt, begrenzt auf maximal 7 %. Die Grössenordnung orientiert sich an Literatur und Fallstudien, ersetzt jedoch keine standortspezifische Bathymetrie- und Sedimenttransportmodellierung. Besonders bei Speicherseen hängen Ablagerungsmuster stark von Geometrie, Korngrössenverteilung, Deltaentwicklung und Betriebsweise ab.

Einordnung der Sedimentmodellierung

Die hydrologische Produktionsmodellierung basiert auf nationalen Klimaszenarien und hydrologischen Modellen. Die Sedimentmodellierung ist deutlich heuristischer. Die daraus abgeleiteten Kosten sind deshalb als Grössenordnung und Portfolioindikator zu interpretieren, nicht als anlagenscharfe Prognose.

Modellierung der Anpassungsmassnahmen

Die Massnahmentabelle des Projekts enthält geplante Anpassung der öffentlichen Hand und autonome Anpassung durch Betreiber. Für die quantitative Kostenrechnung werden zwei technische Massnahmen gegen Sedimentierung hervorgehoben: die Entfernung beziehungsweise Behandlung von Sedimenten sowie die Anhebung oder Verlagerung von Turbineneinläufen. Weitere Massnahmen - etwa Studien, Monitoring, Betriebsoptimierung oder grossskalige Erweiterungen - werden qualitativ berücksichtigt, aber nicht vollständig monetarisiert.

Akteur	Typ	Massnahme	Wirksamkeit	CAPEX qualitativ
Bund	Information / Monitoring	Bereitstellung von Informationen und Beobachtung der Wasserkraftnutzung	indirekt	tief
Kantone	Grundlagen / Strategien	Studien zur Entwicklung der Wasserkraft und Integration von Hydro-CH2018 in Sanierungsprojekte	indirekt	tief
Gemeinden / Kantone	Baulich	Bauliche Massnahmen zur Sicherung der Wasserkraftproduktion, z. B. Vertiefungen oder Staumauererhöhungen	direkte, hohe Wirkung	hoch
Privatwirtschaft	Betrieb	Optimierung von Staumengen und Speicherbewirtschaftung	direkte, tiefe Wirkung	mittel
Privatwirtschaft	Sedimentmanagement	Mechanische Entfernung beziehungsweise Behandlung von Sedimenten	direkte, hohe Wirkung	hoch
Privatwirtschaft	Baulich	Anheben beziehungsweise Verlagerung von Einläufen	direkte, hohe Wirkung	hoch

Tabelle 1: Für die Wasserkraft relevante Massnahmen gemäss projektbegleitender Massnahmentabelle. Nicht alle Massnahmen sind Bestandteil der quantitativen Kostenmodellierung.

Sedimententfernung

Für zusätzliche Sedimententfernung wird im Draft ein lineares OPEX-Modell verwendet. Die jährlichen Zusatzkosten setzen sich aus dem geräumten Sedimentvolumen, spezifischen Räumkosten und einem Wartungsanteil infolge Abrasion zusammen:

$$OPEX_{add} = c_{räum} \cdot V_{räum} + m_{abr}$$

$c_{räum}$ = spezifische Räumkosten; $V_{räum}$ = geräumtes Volumen; m_{abr} = zusätzliche Wartung/Abrasion

Als heutige Kostenannahme werden 30 CHF/m³ für das Ausbaggern und 10 CHF/m³ für Transport und Lagerung, insgesamt 40 CHF/m³ angenommen. Für 2060 wird als Technologieszenario eine Reduktion der Baggerkosten auf 5 CHF/m³ angenommen, während Transport und Lagerung bei 10 CHF/m³ bleiben. Die Kostendegression wird mit potenziell stärker automatisierter Sedimententfernung begründet. Der Hauptbericht weist darauf hin, dass eine vollständige Entfernung des Sedimenteintrags in der Praxis unwahrscheinlich ist; die berechneten Kosten bilden daher eher eine obere Grenze beziehungsweise eine Basis für Teilentfernungs-Szenarien.

Anhebung oder Verlagerung von Turbineneinläufen

Die zweite quantifizierte Massnahme versucht, den Einlauf von den sedimentreichen unteren Wasserschichten zu entkoppeln. Der Draft verwendet das Projekt Mauvoisin als Referenzfall: Der Triebwassereinzug wurde dort um rund 36 bis 38 m angehoben; die Projektkosten werden im Draft mit etwa 15 Mio. CHF angegeben. Daraus wird eine parametrische Skalierungsformel abgeleitet, die Anhebung, Galerielänge und Entwurfsabfluss berücksichtigt.

$$CAPEX_{mid} = C_0 \cdot (\Delta z / \Delta z_{ref})^{0.9} \cdot (1 + L / L_{ref})^{0.5} \cdot (Q / Q_{ref})^{0.7}$$

C_0 = 15 Mio. CHF; Q_{ref} = 60 m³/s; Δz_{ref} orientiert sich am Mauvoisin-Fall; L_{ref} ist im Draft nicht numerisch dokumentiert.

Die Formel ist ausdrücklich eine Übertragungsheuristik. Die Exponenten werden im Draft als Ingenieurheuristiken bezeichnet; sie sind nicht aus einer statistischen Kalibrierung vieler Projekte abgeleitet. Für eine anlagenscharfe Wirtschaftlichkeitsberechnung wären zusätzliche Informationen zu Einlaufgeometrie, Baugrund, Zugänglichkeit, Wasserhaltung, Bewilligung und Bauablauf erforderlich.

Monetarisierung der Produktionsänderung

Die Produktionsänderungen werden im Projekt als Umsatzveränderungen bewertet. Ein Rückgang der Sommerproduktion erzeugt positive Schadenskosten; eine zusätzliche Winterproduktion erzeugt negative Schadenskosten, also einen Opportunitätsgewinn. Der dokumentierte Preisansatz beträgt 105.50 CHF/MWh und basiert auf dem EPEX-SPOT-Durchschnitt des Day-Ahead-Base-load-Index Swissix für 2023 sowie dem mittleren Wechselkurs CHF/EUR. Saisonale oder stündliche Preisunterschiede werden nicht modelliert.

$$K_{prod} = -\Delta E \cdot p_{el}$$

$\Delta E > 0$ (Mehrproduktion) → negative Kosten / zusätzlicher Umsatz

$\Delta E < 0$ (Minderproduktion) → positive Kosten / Umsatzverlust

Diese Vorzeichenkonvention ist ungewöhnlich, aber für die Resultate zentral. Ein negativer Gesamtwert bedeutet nicht «negative physische Schäden», sondern dass die monetarisierten zusätzlichen Erlöse die monetarisierten Verluste und Sedimentkosten übersteigen.

Unsicherheiten und Reproduzierbarkeit

Die wesentlichen Unsicherheiten liegen auf unterschiedlichen Ebenen und sollten getrennt betrachtet werden:

Klimamodell und Hydrologie

Zeitpunkt und Stärke der saisonalen Abflussverschiebung unterscheiden sich zwischen Klimamodellketten und Einzugsgebieten. Besonders der Übergang von temporär höheren Gletscherabflüssen zu langfristig niedrigeren Sommerzuflüssen ist räumlich unterschiedlich.

Anlagenbetrieb

Das Modell bildet keine vollständige Reservoirbewirtschaftung und keine dynamischen Pumpspeicherstrategien ab. Ebenso wird nicht geprüft, ob zusätzliche Abflüsse aufgrund von Turbinen- und Triebwasserkapazitäten tatsächlich genutzt werden können.

Regulatorik

Restwasservorgaben, Wasserrechte, Konzessionen und ökologische Aufwertungsziele werden weitgehend konstant gesetzt, obwohl sie sich bis 2060 verändern können.

Sedimentierung

Sedimentertrag, Ablagerungsort und Abrasion hängen stark von lokalen Verhältnissen ab. Die schweizweite Skalierung ist deshalb heuristisch und weist grössere Unsicherheiten auf als die hydrologische Modellierung.

Kosten

Strompreis, Baukosten und Sedimenträumkosten werden statisch beziehungsweise über vereinfachte Technologieszenarien angesetzt. Preis-Hydrologie-Korrelationen werden nicht berücksichtigt.

Anpassungswirkung

Das Kostenmodell nimmt an, dass die monetarisierten Sedimentierungsschäden durch die betrachteten Massnahmen vollständig vermieden werden können. Diese Annahme beschreibt ein Modellziel, nicht die garantierte Wirkung jedes einzelnen Projekts.

Ergebnisse

Veränderung der Wasserkraftproduktion

Die Ergebnisse zeigen in allen Szenarien dasselbe qualitative Muster: höhere Winterproduktion und niedrigere Sommerproduktion. Der Effekt wird mit stärkerem Klimawandel ausgeprägter, allerdings nicht monoton in der Jahresbilanz, weil sich Sommerverluste und Wintergewinne unterschiedlich kompensieren.

Szenario	Sommer [TWh/a]	Winter [TWh/a]	Total [TWh/a]
RCP 2.6	-1.9	+4.5	+2.6
RCP 4.5	-5.5	+5.7	+0.2
RCP 8.5	-5.9	+8.0	+2.1

Tabelle 2: Veränderung der Wasserkraftproduktion um 2060 gegenüber der Referenz. Quelle: NCCS-P5 Ergebnisbericht.

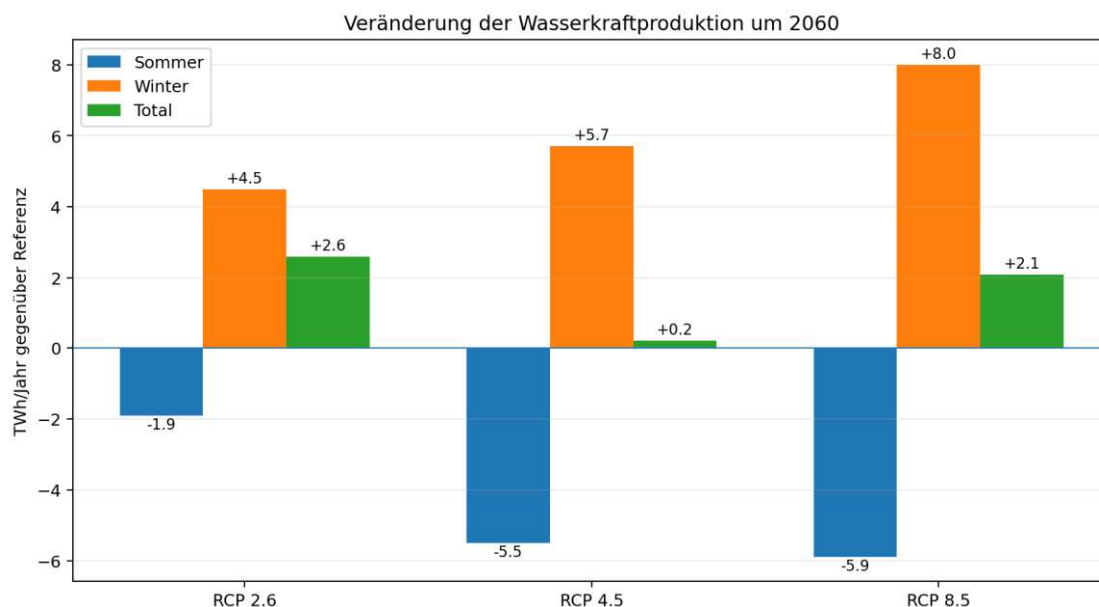


Abbildung 3: Saisonale Veränderung der Wasserkraftproduktion. Negative Werte zeigen geringere Produktion, positive Werte zusätzliche Produktion.

Unter RCP 2.6 übersteigt die zusätzliche Winterproduktion die Sommerverluste deutlich; die Jahresbilanz beträgt +2.6 TWh. Unter RCP 4.5 sind Wintergewinn und Sommerverlust nahezu gleich gross, sodass nur +0.2 TWh verbleiben. Unter RCP 8.5 steigen beide saisonalen Effekte weiter; der stärkere Winterzuwachs führt trotz grösstem Sommerverlust zu einer Jahresbilanz von +2.1 TWh.

Das Jahresergebnis darf nicht als Hinweis interpretiert werden, dass stärkerer Klimawandel für die Wasserkraft insgesamt vorteilhaft wäre. Für die Versorgung und den Marktwert ist die zeitliche Lage der Produktion relevant. Sommerverluste und Wintergewinne haben unterschiedliche Systemwirkungen. Zudem nehmen Variabilität und Extremjahr-Risiken zu. Speicherwerke können saisonale Verschiebungen teilweise ausgleichen, während Laufwasserkraftwerke unmittelbarer auf die hydrologische Verfügbarkeit reagieren.

Schadenskosten ohne Anpassung

Die monetäre Bewertung kombiniert die saisonalen Umsatzänderungen mit Sedimentierungskosten. Die Ergebnistabelle enthält Medianwerte sowie Unsicherheitsbereiche. Negative Werte entsprechen zusätzlichen Erlösen; positive Werte entsprechen Kosten beziehungsweise Erlösausfällen.

Szenario	Winter	Sommer	Sedimentierung	Total [Mio. CHF/a]
RCP 2.6	-1'342 [-1'835; -848]	559 [330; 788]	120 [80; 160]	-663 [-1'425; +100]
RCP 4.5	-1'695 [-2'319; -1'071]	1'652 [975; 2'329]	180 [120; 240]	137 [-1'224; 1'498]
RCP 8.5	-2'392 [-3'272; -1'511]	1'784 [1'053; 2'515]	240 [180; 320]	-368 [-2'039; 1'324]

Tabelle 3: Jährliche Schadenskosten ohne Anpassung. Negative Werte sind zusätzliche Umsätze. Quelle: NCCS-P5 Ergebnisbericht.

Die Ergebnisspannen sind breit. Unter RCP 4.5 liegt selbst das Vorzeichen der jährlichen Gesamtwirkung innerhalb des Unsicherheitsbereichs. Das ist eine wichtige Aussage: Die Nettojahreswirkung ist wesentlich unsicherer als die Richtung der saisonalen Veränderung. Für strategische Entscheidungen ist deshalb die getrennte Betrachtung von Sommer und Winter belastbarer als die Interpretation eines einzigen Jahresnetto-Werts.

Für Sedimentierung nennt der Ergebnisbericht Kosten von 120, 180 und 240 Mio. CHF/Jahr. Zusätzlich wird ein möglicher Verlust von rund 16-20 % des saisonalen Speichervolumens beziehungsweise 1.4-1.8 TWh verschiebbarer Energie pro Jahr diskutiert. Diese Angaben verdeutlichen die wirtschaftliche Relevanz der Sedimentierung, sind aufgrund der heuristischen Modellierung jedoch mit erheblichen Standortunsicherheiten verbunden.

Kosten der Anpassung

Massnahme	Szenario	Investition	Betrieb	Total [Mio. CHF/a]
Anhebung der Turbineneinläufe	RCP 2.6	30	5	35
	RCP 4.5	39	6	45
	RCP 8.5	50	10	60
Sedimententfernung	RCP 2.6	31	5	36
	RCP 4.5	48	7	55
	RCP 8.5	59	10	69

Tabelle 4: Jährliche Anpassungskosten gegen Sedimentierung. Quelle: NCCS-P5 Ergebnisbericht.

Die Anpassungskosten steigen mit dem Emissionsszenario, weil sowohl der modellierte technische Anpassungsbedarf als auch der Sedimentaufwand zunehmen. Die Kosten der beiden Massnahmentypen liegen in ähnlicher Grössenordnung. Unter RCP 8.5 summieren sie sich auf 129 Mio. CHF pro Jahr. Diese Werte sind annualisierte beziehungsweise jährliche Portfoliozahlen; sie ersetzen keine standortbezogene Projektkalkulation.

Verbleibende Schadenskosten und Gesamtkosten

Die Anpassungsmassnahmen beeinflussen im quantitativen Modell ausschliesslich die Sedimentierung. Die hydrologisch verursachten Produktionsänderungen bleiben unverändert. Gleichzeitig wird angenommen, dass die monetarisierten Sedimentierungsschäden vollständig vermieden werden. Damit ergeben sich nach Anpassung folgende verbleibenden Schadenskosten:

Szenario	Winter	Sommer	Sedimentierung	Total [Mio. CHF/a]
RCP 2.6	-1'342	559	0	-783
RCP 4.5	-1'695	1'652	0	-43
RCP 8.5	-2'392	1'784	0	-608

Tabelle 5: Verbleibende Schadenskosten mit Anpassung. Quelle: NCCS-P5 Ergebnisbericht.

Werden die Anpassungskosten hinzuaddiert, resultieren die Gesamtkosten mit Anpassung. Wegen der Vorzeichenkonvention verbessert Anpassung einen negativen Wert, wenn der zusätzliche Winterumsatz ohnehin dominiert: Die Sedimentierungskosten entfallen, während die Anpassung selbst Kosten verursacht. Unter RCP 2.6 sinkt der Nettowert von -663 auf -712 Mio. CHF/Jahr; unter RCP 8.5 von -368 auf -479 Mio. CHF/Jahr. Unter RCP 4.5 sinken positive Nettokosten von 137 auf 57 Mio. CHF/Jahr.

Szenario	ohne Anpassung [Mio. CHF/a]	mit Anpassung [Mio. CHF/a]	Veränderung
RCP 2.6	-663	-712	7 %
RCP 4.5	137	57	-58 %
RCP 8.5	-368	-479	30 %

Tabelle 6: Jährliche Gesamtkosten mit und ohne Anpassung. Quelle: NCCS-P5 Ergebnisbericht.

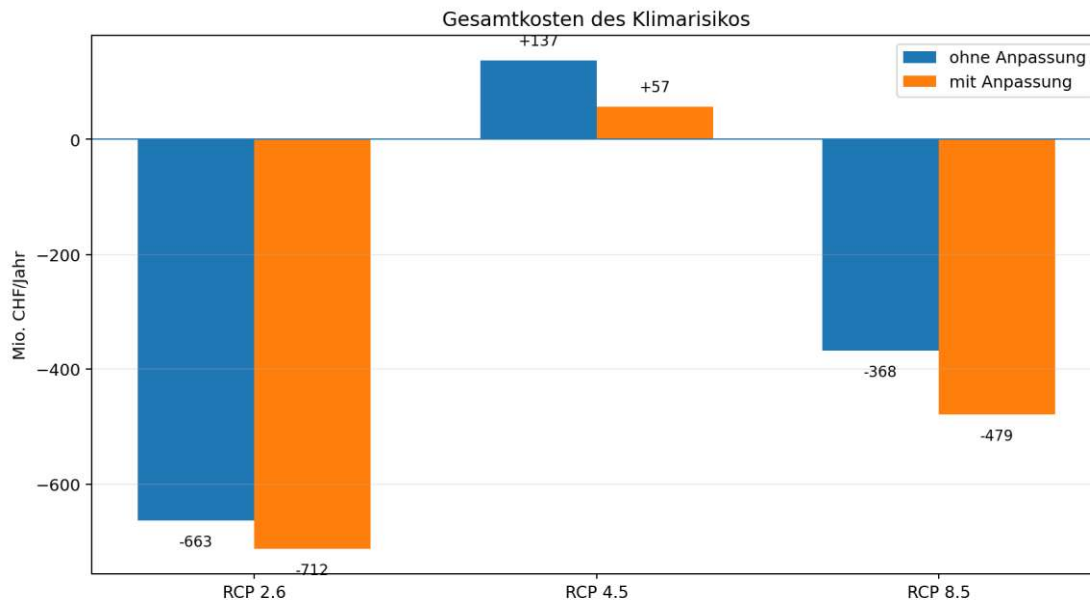


Abbildung 4: Gesamtkosten mit und ohne Anpassung. Werte unter null bedeuten, dass modellierte zusätzliche Erlöse die Kosten übersteigen.

Warum ist RCP 4.5 im Modell teurer als RCP 8.5?

Die Kosten folgen nicht monoton der Stärke des Klimawandels, weil Sommergeverluste und Wintergewinne gegeneinander gerechnet werden. Unter RCP 4.5 kompensieren sich beide Komponenten fast vollständig. Unter RCP 8.5 ist zwar der Sommergeverlust grösser, gleichzeitig steigt der modellierte Wintergewinn noch stärker. Die Jahresnettokosten sind deshalb unter RCP 4.5 höher. Dieses Ergebnis ist eine Folge der saisonalen Aggregation und der gewählten Preis- und Betriebsannahmen und sollte nicht als generelle ökonomische Bewertung der Emissionsszenarien verstanden werden.

Verteilung der Kosten

Die Schadenskosten werden gemäss Ergebnisbericht überwiegend der Privatwirtschaft zugeordnet, die hier die Kraftwerksbetreiber umfasst. Für die Umsatzveränderung werden 75 % der Kosten der Privatwirtschaft, 15 % Städten und Gemeinden sowie 10 % den Kantonen zugerechnet. Bei den Anpassungskosten variiert die Verteilung nach Massnahme. Für die Anhebung der Turbineneinläufe werden 70 % der Privatwirtschaft und jeweils 10 % Bund, Kantonen und Gemeinden zugeordnet. Für Sedimententfernung werden 50 % der Privatwirtschaft, jeweils 20 % Bund und Kantonen und 10 % Gemeinden angesetzt.

Kostenart	Bund	Kantone	Gemeinden	Privatwirtschaft	Haushalte
Schadenskosten Produktion/Sediment	0 %	10 %	15 %	75 %	0 %
Einlaufanhebung	10 %	10 %	10 %	70 %	0 %
Sedimententfernung	20 %	20 %	10 %	50 %	0 %

Tabelle 7: Modellerte Verteilung der Kosten auf Beteiligte. Quelle: NCCS-P5 Ergebnisbericht.

Einordnung der Ergebnisse

Die robusteste Aussage des Modells ist die saisonale Verschiebung der Wasserkraftproduktion. Die Winterproduktion nimmt zu, während die Sommerproduktion abnimmt. Diese Aussage folgt direkt aus den klimatisch veränderten Abflussregimen und ist konsistent mit den zugrunde gelegten Hydro-CH2018-Ansätzen. Weniger robust ist die exakte Jahresnettoänderung, weil sich zwei grosse gegenläufige Komponenten kompensieren und weil technische Engpässe der Anlagen nur vereinfacht berücksichtigt werden.

Die monetäre Bewertung ist noch stärker annahmenabhängig. Ein einheitlicher Jahresstrompreis behandelt eine MWh Winterstrom gleich wie eine MWh Sommerstrom. Gerade die saisonale Verschiebung macht aber wahrscheinlich, dass sich der ökonomische Wert beider Produktionsmengen unterscheidet. Der Hauptbericht diskutiert deshalb die hohe Unsicherheit zukünftiger Strompreise und die möglichen Einflüsse von Nachfrage, Photovoltaik, Importmöglichkeiten, Speichern und der Stilllegung bandlastfähiger Erzeugung.

Die Sedimentmodellierung liefert eine relevante zusätzliche Wirkungskette, ist jedoch stärker heuristisch. Die Kosten sind vor allem als Hinweis zu verstehen, dass Klimaanpassung nicht allein durch veränderte Speicherbewirtschaftung erfolgt. Bei einzelnen Anlagen können Sedimentmanagement, Einlaufgestaltung, Bypass-Systeme, Spülregime oder mechanische Räumung zu einem eigenständigen Investitions- und Betriebsschwerpunkt werden.

Für die Bewertung von Anpassung ist entscheidend, dass der quantifizierte Massnahmenmix nur Sedimentierung adressiert. Die grösser werdenden Sommerverluste werden im Modell nicht durch neue Speicher, Staumauererhöhungen, zusätzliche Turbinenkapazität oder systematische saisonale Umlagerung kompensiert. Diese Optionen werden qualitativ diskutiert, aber nicht in die nationalen Anpassungskosten eingerechnet. Die ausgewiesenen Gesamtkosten sind deshalb nicht die Kosten eines vollständigen Anpassungspaths für die Schweizer Wasserkraft.

Maladaptation und Zielkonflikte

Wasserkraftanpassung kann neue Risiken erzeugen, wenn Investitionen zu stark auf einen einzelnen Klimazustand oder ein einzelnes Ziel optimiert werden. Der bestehende Draft nennt sechs relevante Fehlanpassungsrisiken. Für die klare Interpretation lassen sie sich auf drei Grundtypen verdichten:

Zeitlicher Lock-in

Grossinvestitionen in Speicher oder Einläufe haben sehr lange Lebensdauern. Eine Auslegung auf temporär hohe Gletscherschmelze kann nach dem Rückgang der Gletscher zu Unterauslastung führen. Ebenso kann eine einseitige Optimierung auf Sommerproduktion den langfristigen Trend höherer Winter- und tieferer Sommerabflüsse verfehlen.

Ökologische Zielkonflikte

Sedimentspülung, Einlaufverlagerung, Restwasser und Fischdurchgängigkeit wirken direkt auf Gewässerökologie und Habitate. Eine technisch wirksame Massnahme kann deshalb ökologisch problematisch oder regulatorisch nicht zulässig sein.

Systemische Fehloptimierung

Die Wasserkraft ist Teil eines Stromsystems mit Photovoltaik, Wind, Netzen und Speichern. Eine Optimierung einzelner Kraftwerke ohne Berücksichtigung von Marktwert und Systemflexibilität kann ökonomisch suboptimal sein.

Für die Auswahl von Massnahmen sollte deshalb nicht nur die erwartete mittlere Klimawirkung, sondern auch Robustheit gegenüber mehreren Klimaszenarien, ökologische Verträglichkeit, technische Reversibilität und der Wert für das Gesamtenergiesystem betrachtet werden.

Weiterführende Analysen

Der bestehende Modellansatz eignet sich als nationales Screening. Für eine belastbarere strategische Planung sollte er in mehreren Schritten weiterentwickelt werden:

1. Anlagenbezogene Betriebsmodellierung

Die grösste Verbesserung für die Produktionsseite wäre die explizite Abbildung von Turbinenkapazitäten, Speicherständen, Zuflüssen und Betriebsregeln. Damit könnte bestimmt werden, welcher Anteil zusätzlicher Winterabflüsse tatsächlich nutzbar ist und wie viel Wasser wegen hydraulischer Engpässe oder Überläufen verloren geht. Für Speicher- und Pumpspeicherwerke wäre ein dynamisches Reservoir-Operationsmodell erforderlich; Laufwasserkraftwerke könnten mit Durchfluss-Leistungs-Kennlinien abgebildet werden.

2. Dynamische Strommarktwerte

Da die zentrale Klimawirkung saisonal ist, sollte die Monetarisierung mindestens mit saisonalen, besser mit stündlichen Preisprofilen erfolgen. Damit könnten Sommergeverluste und Wintergewinne nach ihrem tatsächlichen Systemwert bewertet werden. Preis-Szenarien sollten nicht als einzelne Prognose verstanden werden, sondern als Low/Base/High-Bandbreiten mit unterschiedlichen Ausbauständen von Photovoltaik, Wind, Speicher und Importmöglichkeiten.

3. Standortbezogene Sedimentmodelle

Für sedimentkritische Speicher sollten Bathymetrie, Sediment-Rating-Kurven, Korngrößen und Deltaentwicklung anlagenspezifisch erfasst werden. Die im Draft genannten RESCON/RESCON-2-Ansätze eignen sich als strukturierter Rahmen, um Sedimentmanagementstrategien technisch und wirtschaftlich zu vergleichen. Für die schweizweite Skalierung wäre eine Typisierung weniger Speichertypen sinnvoller als ein einheitlicher Basiswert für alle Anlagen.

4. Reale Kostenkalibrierung

Die CAPEX-Heuristik für Einlaufenhebungen sollte mit mehreren Schweizer Referenzprojekten kalibriert werden. Bauzugang, Geologie, Wassertiefe, Länge neuer Galerien, Entwurfsabfluss und Bewilligungsverfahren können die Kosten wesentlich beeinflussen. Eine probabilistische oder Bayes'sche Kalibrierung könnte diese Streuung explizit abbilden und statt eines Punktwerts Kostenbandbreiten liefern.

5. Integrierte Wasser- und Ökologiemodellierung

Die heutige pauschale 5-%-Reduktion des Sommerwasserangebots sollte durch eine explizite Modellierung konkurrierender Nutzungen ersetzt werden. Restwasser, Bewässerung, Trinkwasser, Gewässerökologie und Wasserkraft können dann als gemeinsame Nebenbedingungen betrachtet werden. Dies ist besonders für Trockenjahre relevant, in denen die einzelnen Nutzungen gleichzeitig unter Druck geraten.

6. Konsistente Reproduzierbarkeit

Für eine künftige Modellversion sollten alle Umrechnungs- und Skalierungsschritte in einer Parameterdatei dokumentiert werden: Anlagenzuordnung zu Einzugsgebieten, Abfluss-Produktions-Faktor, saisonale Aggregation, Preisfaktoren, Sedimentklassen, Kostenparameter und Annualisierung. Damit kann insbesondere die derzeit nicht vollständig nachvollziehbare Differenz zwischen publizierten TWh-Veränderungen und monetarisierten Umsatzänderungen geschlossen werden.

Schlussfolgerungen

Die Analyse zeigt, dass das zentrale Klimarisiko für die Schweizer Wasserkraft bis 2060 nicht primär ein eindeutiger Verlust der Jahresproduktion ist, sondern eine Verschiebung der Produktion vom Sommer in den Winter. Diese saisonale Veränderung ist für Betrieb und Energiesystem mindestens ebenso relevant wie die Jahresbilanz. Unter allen drei Emissionsszenarien sinkt die Sommerproduktion, während die Winterproduktion zunimmt. Die Jahresbilanz bleibt im Modell positiv, fällt unter RCP 4.5 jedoch nahezu neutral aus.

Die monetären Ergebnisse hängen stark von der Aggregations- und Preislogik ab. Das Vorzeichen der ausgewiesenen «Schadenskosten» muss deshalb sorgfältig gelesen werden: Negative Werte sind zusätzliche Umsätze, positive Werte Kosten. Die breite Unsicherheit der Nettowerte zeigt, dass die saisonalen Einzelwirkungen für Entscheidungen informativer sind als ein einziger Jahreswert.

Sedimentierung stellt eine eigenständige, technisch relevante Klimawirkung dar. Die Modellierung zeigt mögliche Kosten in dreistelliger Millionenhöhe pro Jahr und macht deutlich, dass Sedimentmanagement in stark alpinen Einzugsgebieten zu einer wichtigen Anpassungsaufgabe werden kann. Die derzeitige schweizweite Quantifizierung beruht jedoch auf Heuristiken und Fallstudien und sollte vor anlagenspezifischen Entscheidungen durch lokale Sediment- und Bauwerksdaten ersetzt werden.

Die im Projekt quantifizierten Anpassungsmassnahmen wirken nur auf Sedimentierung. Ein vollständiger Anpassungspfad der Wasserkraft müsste zusätzlich Speicherbetrieb, Pumpspeicherung, hydraulische Engpässe, Ausbauoptionen, Restwasserregime und Marktwert der saisonalen Produktion berücksichtigen. Für die Weiterentwicklung des Modells ist daher weniger zusätzliche Komplexität um ihrer selbst willen entscheidend als eine klare, reproduzierbare Verbindung zwischen Klimasignal, Abfluss, nutzbarer Produktion, Marktwert und standortspezifischer Anpassung.

Referenzen

Althaus, J. J. (2011): Sediment evacuation from reservoirs through intakes by jet induced flow. Laboratory of Hydraulic Constructions (EPFL).

Annandale, G. W. et al. (2003): Reservoir conservation: economic and engineering evaluation of alternative strategies for managing sedimentation in storage reservoirs - RESCON approach. World Bank.

Auel, C. & Boes, R. (2011): Sediment bypass tunnel design - review and outlook. In: Dams and Reservoirs under Changing Challenges.

Auel, C. et al. (2017): Effects of sediment bypass tunnels on grain size distribution and benthic habitats in regulated rivers. International Journal of River Basin Management.

BAFU (2019): Hochwasserschutz und Klimawandel. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2020): Sedimentmanagement bei Stauanlagen. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU / FOEN (2021): Hydrologische Auswirkungen der Klimaänderung in der Schweiz. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2025): Restwasser - Empfehlungen zur Ermittlung, Bemessung und Kontrolle. Vollzugshilfe.

BAFU (2025a): Nationale Daueruntersuchung der Stofffrachten in schweizerischen Fliessgewässern (NAWA FRACHT).

BFE (2022): Statistik der Wasserkraftanlagen in der Schweiz. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2025): Statistik der Energieversorgung.

Boes, R. et al. (2021): Swiss Potential for Hydropower Generation and Storage. Synthesis Report, ETH Zurich.

Brunner, M. I. et al. (2019): Present and future water scarcity in Switzerland: Potential for alleviation through reservoirs and lakes. Science of the Total Environment 666, 1033-1047.

BUWAL (1994): Ökologische Folgen von Stauraum-Spülungen.

CH2018 (2018): Klimaszenarien für die Schweiz. MeteoSchweiz, ETH Zürich, NCCR Climate, OcCC.

De Cesare, G. (2025): Sedimentation of a high Alpine Hydropower Reservoir under Climate Change: What will disappear first, the Glacier or the Reservoir?

Efthymiou, N. P. et al. (2017): Reservoir Conservation Model ResCon 2 Beta - Economic and Engineering Evaluation of Alternative Sediment Management Strategies.

Ehrbar, D. et al. (2018): Continuous Seasonal and Large-Scale Periglacial Reservoir Sedimentation. Sustainability 10(9), 3265.

GSchG (1991): Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer, SR 814.20.

GSchV (1998): Gewässerschutzverordnung, SR 814.201.

Huss, M. & Hock, R. (2018): Global-scale hydrological response to future glacier mass loss. Nature Climate Change 8, 135-140.

IEA (2021): Hydropower Special Market Report. International Energy Agency, Paris.

IPCC (2022): Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report.

Meile, T. et al. (2014): Reservoir sedimentation management at Gebidem Dam (Switzerland). In: Reservoir Sedimentation.

Morris, G. L. & Fan, J. (1998): Reservoir Sedimentation Handbook. McGraw-Hill.

Oertli, C. & Auel, C. (2015): Solis sediment bypass tunnel: First operation experiences. First International Workshop on Sediment Bypass Tunnels.

Panagos, P. et al. (2023): Understanding the cost of soil erosion: An assessment of the sediment removal costs from the reservoirs of the European Union.

Schleiss, A. J. et al. (2016): Reservoir sedimentation. Journal of Hydraulic Research 54(6), 595-614.

Seto, K. C. et al. (2016): Carbon lock-in: Types, causes, and policy implications. Annual Review of Environment and Resources 41, 425-452.

Wechsler, T., Schirmer, M. & Bryner, A. (2025): Restwasser. Die Suche nach der angemessenen Menge - Festlegung, Wirkung und Anforderungen. Aqua & Gas 105(3), 48-53.

NCCS-Impacts P5 (2025): Die Kosten von ausgewählten Klimarisiken - Ergebnisbericht (Modellierungen und Ergebnisse), Kapitel «Veränderung der Wasserkraftproduktion durch den Klimawandel».

NCCS-Impacts P5 (2025): Massnahmentabelle, Risiko TR-Strom.