Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz

Autor(en): **Ehrbar, Daniel / Schmocker, Lukas / Vetsch, David**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **111 (2019)**

Heft 4

PDF erstellt am: **28.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-941529

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz

Daniel Ehrbar, Lukas Schmocker, David Vetsch, Robert Boes

Zusammenfassung

Die Produktionserwartung der Schweizerischen Wasserkraftwerke liegt im hydrologischen Regeljahr derzeit bei 35.9 TWh/a. Mit der Energiestrategie 2050 wird mittelfristig bis 2035 eine Produktion von mindestens 37.4 TWh/a und langfristig bis 2050 eine Produktion von mindestens 38.6 TWh/a angestrebt. Infolge restriktiverer Restwasserbestimmungen werden Produktionseinbussen bis 2050 von 1.9 bis 6.4 TWh/a erwartet. Damit muss die Produktion in den nächsten 30 Jahren netto um 4.6 bis 9.1 TWh/a bzw. 13 bis 25 % gesteigert werden, um die Ziele zu erreichen. Neue Wasserkraftanlagen in Gletscherrückzugsgebieten können einen wesentlichen Beitrag zur Energiestrategie 2050 leisten. Diese Anlagen steigern nicht nur die Produktion, sondern ermöglichen als Speicherkraftwerke auch eine Verlagerung von Energie in das kritische Winterhalbjahr, eine Speicherung von Energie und ein flexibles Angebot.

Im Rahmen dieser Potenzialstudie wurden potenzielle Standorte im Schweizer Alpenraum systematisch identifiziert und qualitativ anhand von 16 Kriterien miteinander verglichen und bewertet. Dabei wurden Abflussprognosen bis 2100 verwendet. Für ausgewählte Standorte wurden vertieftere Machbarkeitsstudien zur Plausibilisierung der ermittelten Kenngrössen durchgeführt. Neue Wasserkraftanlagen an den 20 am besten geeigneten Standorten könnten unter optimalen Bedingungen 1.6 bis 1.8 TWh/a produzieren, wobei sich der Energieinhalt und das Speichervolumen der Reservoire auf mindestens 1.4 bis 1.6 TWh bzw. 700 bis 760 hm^3 belaufen würden. Die Ziele der Energiestrategie 2050 können also nur mit einer Kombination aus Neubauten sowie Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen erreicht werden.

1. Ausgangslage

1.1 Bedeutung der Wasserkraft für die Energiewende

Wasserkraft ist die bedeutendste Energiequelle der Schweiz: 57 % der Stromproduktion stammt aus Wasserkraftwerken, 36 % aus Kernkraftwerken und 9 % aus konventionell-thermischen und erneuerbaren Kraftwerken. Im hydrologischen Regeljahr liegt die mittlere jährliche Produktionserwartung derzeit bei 35.9 TWh/a *(BFE 2018)*. Davon entfallen 49 % auf Laufkraftwerke, 47 % auf Speicherkraftwerke und 4 % auf Pumpspeicherkraftwerke.

Nach der Katastrophe von Fukushima am 11. März 2011 beschlossen Bundesrat und Parlament den Ausstieg aus der Kernenergie. Diese Energiewende verlangt tief greifende Veränderungen in der Schweizer Energieversorgung, welche in der Energiestrategie 2050 festgelegt wurden. Mit der Annahme des Energiegesetzes am 21. Mai 2017 wurde beschlossen, dass im Jahr 2035 die durchschnittliche inländische Wasserkraftproduktion bei 37.4 TWh/a liegen soll *(Energiegesetz)*. Für das Jahr 2050 strebt der Bundesrat gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 einen Ausbau der durchschnittlichen Jahresproduktion aus der Wasserkraft auf 38.6 TWh/a an (*BFE*, 2019). Dabei ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen zu berücksichtigen. Es resultiert ein Ausbaubedarf zwischen 2018 und 2050 von ca. 2.7 TWh/a netto. Das *Gewässerschutzgesetz* (GSchG) verlangt zukünftig höhere Restwassermengen. Damit gehen Produktionseinbussen einher, welche bis 2050 auf 2.3 bis 6.4 TWh/a (*Pfammatter und Semadeni Wicki*, 2018) bzw. 1.9 TWh/a (*BFE*, 2019) geschätzt werden. Damit wird deutlich, dass der bis 2050 tatsächlich zu realisierende Aus- und Zubau eher zwischen 4.6 und 9.1 TWh/a liegen müsste. Dies entspricht 13 % bzw. 25 % bezogen auf die heutige Wasserkraftproduktion.

1.2 Einfluss des Klimawandels auf die Wasserkraft

Die Energiewende wird vom Klimawandel überlagert. Zwischen 1880 und 2012 stieg die globale mittlere Lufttemperatur um 0.85 °C an (*IPCC*, 2013). Die Schweiz ist jedoch überdurchschnittlich betroffen: Seit dem Ende der Kleinen Eiszeit (ca. 1864) wurde ein Anstieg der mittleren Lufttemperatur von 1.8 °C gemessen, und das Eisvolumen nahm um ca. die Hälfte ab (*BAFU*, 2012). Zwischen 1980 und 2010 nahm das Eisvolumen um 22.51 ± 1.76 km^3 ab (*Fischer et al.*, 2015). Das Eisvolumen der Schweizer Gletscher im Jahr 1999 wurde auf 74 ± 9 km^3 (*Farinotti et al.*, 2009) bzw. 65 ± 20 km^3 (*Linsbauer et al.*, 2012) geschätzt. Bis im Jahr 2100 werden nur noch ca. 20 bis 30 % davon übrig bleiben (*BAFU*, 2012).

Der Klimawandel hat grosse Auswirkungen auf die Wasserkraft, insbesondere auf veränderte Abflussverhältnisse und damit die Produktionserwartung (z. B. *Weingartner et al.*, 2013, *Farinotti et al.*, 2016, *Schaefli et al.*, 2019), erhöhten Sedimenteintrag in Stauseen (z. B. *Micheletti und Lane*, 2016, *Delaney et al.*, 2017) oder häufigere und stärke Naturgefahrenereignisse (*Haeberli et al.*, 2012, *Evers et al.*, 2018). Der Rückzug der Gletscher führt dazu, dass Talabschnitte eisfrei werden, welche geeignete Standorte für zukünftige Speicherseen sein könnten. Proglaziale Seen entstanden in jüngerer Zeit bereits am Unteren Grindelwaldgletscher (BE), Triftgletscher (BE), Rhonegletscher (VS), Palügletscher (GR), Gauligletscher (BE) und Plaine-Morte-Gletscher (BE/VS). Der Triftgletscher *(Abbildung 1)* ist ein bekanntes Beispiel, für das durch die Kraftwerke Oberhasli (KWO) bereits ein Konzessionsgesuch für den Bau und Betrieb eines neuen Stausees und Wasserkraftwerks eingereicht wurde.

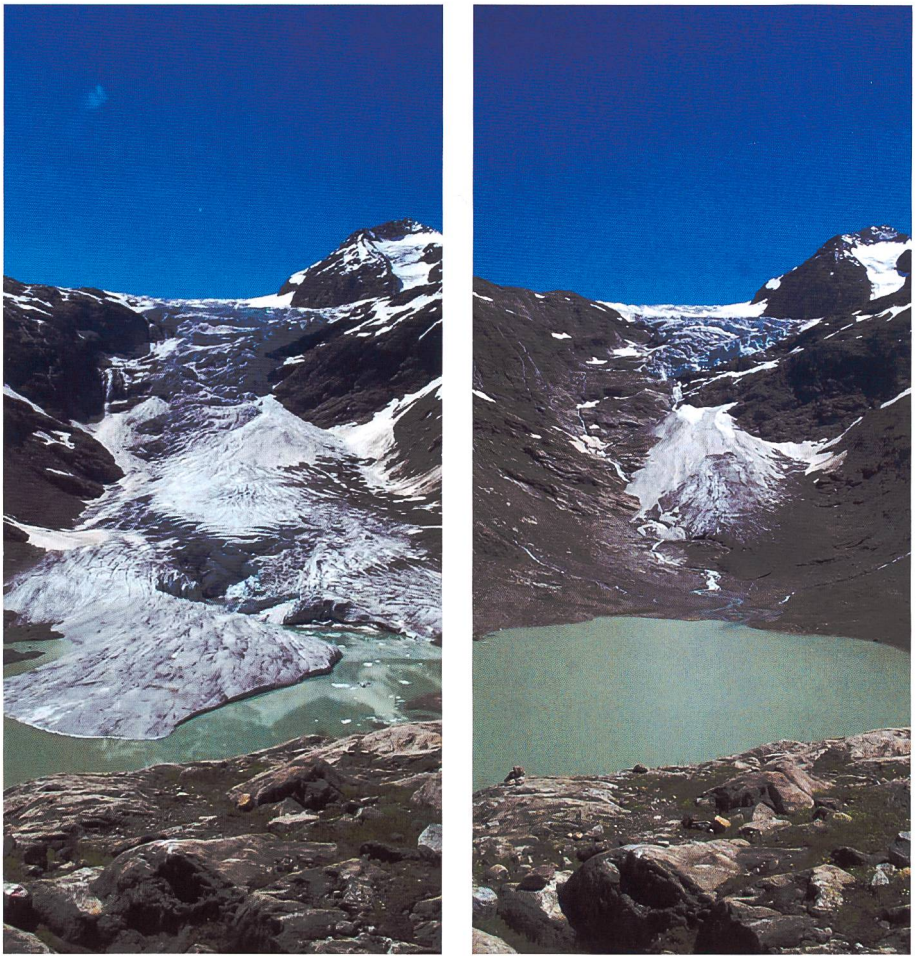

Abbildung 1: Triftgletscher und Triftsee am 30. Juni 2004 (links) und 3. Juli 2014 (rechts) (Fotos: VAW, ETH Zürich).

1.3 Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten

Das Potenzial neuer natürlicher Seen in Gletscherrückzugsgebieten als zukünftige Standorte von Speicherseen wurde von *Haeberli et al.* (2012, 2013) untersucht. Basierend auf dem Modell der Topografie aller Gletscherbetten in den Schweizer Alpen von *Linsbauer et al.* (2012), wurden 500 bis 600 Depressionen unter Gletschern identifiziert, welche sich bei einem Rückzug der Gletscher mit Wasser füllen und damit potenzielle zukünftige Seen darstellen könnten. 40 dieser Seen hätten ein Volumen von mehr als 10 hm^3, 5 davon, nämlich am Aletschgletscher (VS), Gornergletscher (VS), Otemmagletscher (VS), Corbassièregletscher (VS) und Gauligletscher (BE), sogar von mehr als 50 hm^3. Eine Depression unter dem Konkordiaplatz (Aletschgletscher) könnte bis 300 m tief sein und ein Volumen von 250 hm^3 aufweisen, was ungefähr dem Gesamtvolumen des Lac d'Emosson entspricht.

Hier wird eine Abschätzung präsentiert, welches Wasserkraftpotenzial mit diesen natürlichen Seen sowie mit neuen Talsperren, welche natürliche Seen überstauen oder rein künstliche Speicherseen bilden, ausgeschöpft werden könnte. Die detaillierte Herleitung ist in *Ehrbar (2018)* zu finden, eine Zusammenfassung wurde in *Ehrbar et al. (2018)* publiziert.

1.4 Ziele

Neue Wasserkraftanlagen in Gletscherrückzugsgebieten können einen wesentlichen Beitrag zur Energiestrategie 2050 leisten, nämlich durch

- eine gesteigerte Produktion von Energie (alle Typen von Wasserkraftwerken),
- eine Verlagerung von Energie in das kritische Winterhalbjahr (Speicherkraftwerke),
- eine Speicherung von Energie (Speicherkraftwerke und insbesondere Pumpspeicherkraftwerke),
- eine flexible Bereitstellung von Energie (Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke).

Im Rahmen dieser Studie wurde der Fokus auf Anlagen gelegt, welche bis 2035 – dem ersten Etappenziel der Energiestrategie 2050 – realisierbar wären, d. h. bereits heute weitgehend eisfrei sind. Entscheidend ist dabei der Standort der Talsperre, d. h., der Sperrenstandort soll eisfrei sein, der Bereich des zukünftigen Stausees kann hingegen teilweise noch von Eis bedeckt sein. Die zeitliche Entwicklung der Abflüsse wurde bis 2100 berücksichtigt, da Konzessionsdauern von 60 bis 80 Jahren typisch sind. Ziel der Studie ist der Vergleich verschiedener potenzieller Standorte und die Evaluation der bestgeeigneten Standorte. Die Genauigkeit bezüglich der Kennwerte (z. B. installierte Leistung) liegt in der für Potenzialstudien üblichen Grössenordnung von 30 bis 40 %. Aufgrund des stark abstrahierten und generalisierten Verfahrens sind damit nur qualitative bis semi-quantitative Quervergleiche zwischen den Standorten möglich.

2 Potenzialstudie

2.1 Auswahl geeigneter Standorte

Mit dem Global Glacier Evolution Model (GloGEM) von *Huss und Hock* (2015) wurden Abflussprognosen für 197 654 Gletscher weltweit für die Zeitspanne 2010 – 2100 berechnet. Dabei wurden die drei Klimaszenarien RCP 2.6, RCP 4.5 und RCP 8.5 berücksichtigt. Die korrespondierenden globalen Anstiege der Lufttemperatur zwischen der Referenzperiode 1986 – 2005 und 2100 sind 1.0 °C, 1.8 °C und 3.7 °C (*IPCC,* 2013). Die GloGEM-Prognosen wurden von *Farinotti et al., (2016)* für 1576 Gletscher in der Schweiz weiterbearbeitet, sodass Monatsmittelwerte des Abflusses für die aktuellen Lagen der Gletscherzungen vorliegen. Dabei wurde zwischen den Mittelwerten der Perioden 2017 – 2035, 2035 – 2090 und 2090 – 2100 unterschieden.

Die Abflussprognosen für das «realistische» Klimaszenario RCP 4.5 wurde weiterverwendet, da es zwischen dem «optimistischen» Szenario RCP 2.6 und dem «pessimistischen» Szenario RCP 8.5 liegt. 62 Standorte mit einem mittleren Jahresabflussvolumen von mindestens 10 hm^3 in der Periode 2017 und 2035 wurden vertieft analysiert.

2.2 Bewertung der Standorte

Alle Standorte wurden dazu, basierend auf 16 Kriterien, bewertet und anschliessend miteinander verglichen. Die Kriterien stammen aus den Bereichen Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft *(Tabelle 1).* Pro Kriterium können 1, 2 oder 3 Punkte erzielt werden. Die Gewichtung der Kriterien ist subjektiv und basiert auf Erfahrungen der Autoren, weshalb sie einer Sensitivitätsanalyse unterzogen wurden. Dabei hat sich gezeigt, dass die Reihenfolge nur geringfügig verändert wird, d. h. die Rangierung der am besten geeigneten potenziellen Standorte relativ robust ist.

Kriterium	1 Punkt	2 Punkte	3 Punkte
Wirtschaft			
installierte Leistung	< 10 MW	10 bis 20 MW	> 20 MW
Jahresproduktion	< 50 GWh/a	50 bis 100 GWh/a	> 100 GWh/a
Investitionskosten	hoch	mittel	tief
Abflussentwicklung	Reduktion > 25%	Reduktion < 25%	Zunahme
Stauraumverlandung	Auffüllzeit < 100 Jahre	Auffüllzeit 100 bis 1'000 Jahre	Auffüllzeit > 1'000 Jahre
Gefährdung durch Erdbeben	Zone 3 (a und b)	Zone 2	Zone 1
Gefährdung durch Impulswellen	Mehrheit der Hänge 30 bis 45°	Minderheit der Hänge 30 bis 45°	keine Hänge 30 bis 45°
Hochwasserschutz	relative Speichergrösse < 0.27%	relative Speichergrösse 0.27 bis 40%	relative Speichergrösse > 40%
Flexibilität und Speicherkapazität	Laufwasserkraftwerke	Speicherkraftwerke	Pumpspeicherkraftwerke
Umwelt			
Sichtbarkeit	Talsperre vom Siedlungsgebiet sichtbar	Talsperre vom Siedlungsgebiet nicht sichtbar	keine Talsperre notwendig (natürlicher See)
Restwassermengen	natürlich-naturnahes Gewässer im Unterstrom	beeinträchtigtes Gewässer im Unterstrom	künstlich-naturfremdes Gewässer im Unterstrom
Sedimentkontinuität (Geschiebedurchgängigkeit)	Rückhaltevermögen > 90%	Rückhaltevermögen 50 bis 90%	Rückhaltevermögen < 50%
Schwallbeeinflussung durch Abfluss- und Temperaturschwankungen	Einleitung in natürlichen Bach- oder Flusslauf	Einleitung in natürlichen See	Einleitung in Unterbecken bzw. künstliches Becken
Gesellschaft			
Schutzgebiete	BLN-Schutzgebiete	andere Schutzgebiete (z.B. UNESCO)	keine Schutzgebiete
Landnutzung	übrige Gebiete	Landwirtschaftsflächen oder Wald	unproduktive Flächen (z.B. Gletscher-Vorfelder)
Tourismus	negative Auswirkungen	keine signifikanten Auswirkungen	positive Auswirkungen

Tabelle 1: Kriterien und Punktevergabe für die Bewertung der Standorte (Details zur Punktevergabe sind in Kapitel 2.3 aufgeführt)

2.3 Ermittlung der Bewertungskriterien

2.3.1 Installierte Leistung

Die installierte Leistung wurde mit folgenden Annahmen abgeschätzt:

- Der Bemessungsabfluss entspricht dem Quotienten aus Jahresabflussvolumen an der heutigen Gletscherzunge und jährlichem Volllaststunden-Äquivalent, wobei für Speicherkraftwerke 3000 Volllaststunden im Jahr angesetzt wurden,
- Der Gesamtwirkungsgrad beträgt 73 %, was 15 % Verlust bei Turbinen, Generator und Transformator, 5 % Reibungsverlust und 10 % Verlust aufgrund Unsicherheiten der Abflussprognosen berücksichtigt.

Es wurde die Bruttofallhöhe verwendet. Eine installierte Leistung von weniger als 10 MW wird mit 1 Punkt bewertet, Anlagen 10–20 MW mit 2 Punkten und Anlagen mit mehr als 20 MW mit 3 Punkten.

2.3.2 Jahresproduktion

Die Elektrizitätsproduktion entspricht für Speicherkraftwerke vereinfacht dem Produkt aus installierter Leistung und äquivalenten Volllaststunden. Bei weniger als 50 GWh/a wird 1 Punkt vergeben, bei 50–100 GWh/a 2 Punkte und bei mehr als 100 GWh/a 3 Punkte.

2.3.3 Investitionskosten

Die Investitionskosten konnten im Rahmen des hier vorgestellten generellen Verfahrens nicht quantitativ abgeschätzt werden, sondern mussten qualitativ beurteilt werden. Dazu wurden sechs Indikatoren positiv oder negativ beurteilt:

- Sperrenhöhe: positiv, falls kleiner als 150 m (95 % der Talsperren der Schweiz sind weniger hoch),
- Länge Triebwasserwege (Druckstollen, Druckleitung): positiv, falls weniger als 2 km (Tunnelbohrmaschinen mit hohen Investitionskosten sind i. d. R. erst ab ca. 2 km wirtschaftlich),
- Anlagentyp: positiv für Laufwasserkraftwerk oder Speicherkraftwerk, negativ für Pumpspeicherkraftwerk, da für Letztere die Anlagentechnik aufwendiger wird sowie die Anforderungen an Regelung und Druckstossbeherrschung zunehmen,
- Wasserschloss: positiv, falls der Quotient aus Länge Triebwasserwege und Bruttofallhöhe kleiner ist als 4.0 (d. h. «Start-up-time» ist kleiner als 2.5 s und ein Wasserschloss ist nicht notwendig),
- Erschliessung: positiv, falls weniger als 2 km von geeigneten Erschliessungsstrassen entfernt.

Bei mehrheitlich negativen Indikatoren wurden – relativ gesehen – hohe Investitionskosten erwartet und dementsprechend nur 1 Punkt vergeben, bei mehrheitlich positiven Indikatoren hingegen relativ tiefe Investitonskosten und somit 3 Punkte. Eine

neutrale Bilanz entspricht mittleren Investitionskosten und ergibt 2 Punkte.

2.3.4 Abflussentwicklung

Die mittleren Jahresabflussvolumina von 2017 bis 2035 wurden mit den mittleren Jahresabflussvolumina von 2090 bis 2100 verglichen. Bei einer Reduktion von mehr als 25 % wurde 1 Punkt vergeben, bei einer Reduktion von bis zu 25 % hingegen 2 Punkte, und bei einer Zunahme 3 Punkte.

2.3.5 Stauraumverlandung

Die Problematik der Stauraumverlandung wurde mithilfe der sog. Auffüllzeit («infill time») beurteilt. Die Auffüllzeit stellt das Verhältnis von Stauvolumen und mittlerem jährlichem Ablagerungsvolumen dar, d.h., sie beschreibt, nach wie vielen Jahren der Stauraum rechnerisch komplett verlandet ist. Dabei wird der Ort der Ablagerung ausser Acht gelassen, d. h., eine betrieblich kritische Stauraumverlandung kann bereits wesentlich vor dem Erreichen der Auffüllzeit eintreten. Das Ablagerungsvolumen wiederum ist das Produkt aus mittlerem jährlichem Sedimenteintrag und dem Rückhaltevermögen («trap efficiency»). Der jährliche Sedimenteintrag und das Rückhaltevermögen wurden mit empirischen Ansätzen abgeschätzt (siehe *Ehrbar,* 2018). Bei Auffüllzeiten von weniger als 100 Jahren wurde 1 Punkt vergeben, bei Auffüllzeiten von mehr als 1000 Jahren 3 Punkte, und bei Auffüllzeiten dazwischen 2 Punkte.

2.3.6 Gefährdung durch Erdbeben

Die Beurteilung bezüglich Erdbebengefährdung erfolgte gemäss der Zonierung der Schweizer Norm SN 505 261 «Einwirkungen auf Tragwerke». Anlagen in Zone 3 sind am ehesten erdbebengefährdet und werden mit 1 Punkt bewertet, Anlagen in Zone 2 bekommen 2 Punkte und Anlagen in Zone 1 werden mit 3 Punkten bewertet.

2.3.7 Gefährdung durch Impulswellen

Die Gefährdung durch Impulswellen wurde aufgrund der Speichertopografie beurteilt. Impulswellen werden hauptsächlich von Steinschlägen oder Felsstürzen im Sommer und Lawinenabgängen im Winter erwartet. Diese Massenbewegungen sind auf steiles Gelände zwischen ca. 30 bis 45° limitiert. Mit 3 Punkten werden Anlagen bewertet, welche keine Hänge in der kritischen Neigungsklasse aufweisen. Bei einer Mehrheit der Hänge im kritischen Bereich wird 1 Punkt vergeben, bei einer Minderheit 2 Punkte.

2.3.8 Hochwasserschutz

Je grösser das Stauvolumen im Verhältnis zum Jahresabflussvolumen, d.h. die relative Speichergrösse, ist, umso grösser ist die relative Hochwasserdämpfung und umso unwahrscheinlicher ist eine Hochwasserentlastung während einem Hochwasser. Die Beurteilung wurde aufgrund der relativen Speichergrösse («Capacity-Inflow-Ratio», CIR) vorgenommen. Tagesspeicher (Laufwasserkraftwerke) mit einer relativen Speichergrösse von weniger als 0.27 % (1/365) wurden mit 1 Punkt bewertet, Saisonspeicher mit einer relativen Speichergrösse von mehr als 40 % wurden mit 3 Punkten bewertet und alle Werte dazwischen mit 2 Punkten.

2.3.9 Flexibilität und Speicherkapazität

Die Fähigkeiten, Wasser zu speichern und bedarfsabhängig Strom zu produzieren bzw. zu konsumieren (Pumpspeicherung), sind essenziell für zukünftige Anlagen. Deshalb wurden Pumpspeicherkraftwerke mit 3 Punkten bewertet, weil sie das flexibelste Anlagenschema darstellen. Mit 1 Punkt wurden Laufwasserkraftwerke bewertet, da sie kaum auf den Elektrizitätsmarkt reagieren können und keine nennenswerte Umlagerung von Wasserdargebot und Stromnachfrage bewirken können. Speicherkraftwerke erhielten 2 Punkte.

2.3.10 Sichtbarkeit

Talsperren und Stauseen, welche vom Siedlungsgebiet eingesehen werden können, werden oft als störende oder bedrohende Elemente in der Landschaft wahrgenommen. Deshalb wurden solche Anlagen mit 1 Punkt bewertet, natürliche Seen ohne künstliche Talsperren hingegen mit 3 Punkten. Talsperren, welche nicht von Siedlungsgebieten einsehbar sind, erhielten 2 Punkte.

2.3.11 Restwassermengen

Die nicht-vergletscherten Anteile der betrachteten Einzugsgebiete machen zwischen 25 und 50 % aus. Niederschläge in diesen nicht-vergletscherten Teileinzugsgebieten sind in den Abflussprognosen an den heutigen Gletscherzungen nicht enthalten und stehen somit für Restwasserabflüsse zur Verfügung. Restwasserabflüsse sind aber wesentlich von den Lebensraumbedingungen im Unterstrom der Speicher bzw. Wasserfassungen abhängig. Deshalb werden an natürlichen bis naturnahen Flussläufen tendenziell restriktivere Bestimmungen bzgl. Restwassermengen erwartet als an künstlich bis naturfremden Gewässern. Dementsprechend wurden 1 bzw. 3 Punkte vergeben. Stark beeinträchtigte Flussläufe wurden mit 2 Punkten bewertet.

2.3.12 Sedimentkontinuität (Geschiebedurchgängigkeit)

Gemäss *Gewässerschutzgesetz* darf der Geschiebetransport durch Stauräume nicht derart unterbrochen werden, dass Flora und Fauna wesentlich beeinträchtigt werden. Aussagen bezüglich Schwebstofftransport fehlen im Gesetzestext. Im Sinne der Sedimentkontinuität wurden jedoch Stauseen mit einem Rückhaltevermögen von weniger als 50 % mit 3 Punkten am besten bewertet und Stauseen mit einem Rückhaltevermögen von mehr als 90 % mit 1 Punkt am schlechtesten. Es ist aber davon auszugehen, dass sämtliches Geschiebe in Speichern grundsätzlich zurückgehalten wird und nur mittels Spülungen und Entleerungen oder Sedimentumleitstollen dem Unterwasser wieder zugeführt werden kann.

2.3.13 Schwallbeeinflussung durch Abfluss- und Temperaturschwankungen

Wasserkraftanlagen, welche turbiniertes Wasser in ein Unterbecken bzw. künstliches Becken einleiten, wurden bezüglich Schwallbeeinflussung als wenig problematisch eingestuft und deshalb mit 3 Punkten bewertet. Dies ist bei Pumpspeicherkraftwerken üblicherweise der Fall. Anlagen, welche direkt in natürliche Bach- und Flussläufe einleiten, wurden als sehr problematisch beurteilt und mit 1 Punkt bewertet. Anlagen, welche turbiniertes Wasser in einen natürlichen See einleiten, liegen dazwischen und erhalten 2 Punkte.

2.3.14 Schutzgebiete

19 % der Schweizer Landesfläche sind im Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN) erfasst. Sie geniessen den höchsten Schutz. Potenzielle Anlagen in BLN-Gebieten wurden deshalb mit 1 Punkt bewertet. Anlagen in übrigen Schutzgebieten (z. B. UNESCO-Weltkulturerbe) wurden mit 2 Punkten bewertet, Anlagen ausserhalb von Schutzgebieten hingegen mit 3 Punkten.

2.3.15 Landnutzung

Die meisten potenziellen Stauseen kommen in Gletscher-Vorfeldern zu liegen, welche als unproduktive Flächen bezeichnet werden. Diese Anlagen werden mit 3 Punkten bewertet. Anlagen in Landwirtschaftsflächen oder Wald werden mit 2 Punkten bewertet, Anlagen in allen anderen Nutzungszonen mit 1 Punkt.

2.3.16 Tourismus

Die meisten potenziellen Stauseen haben keine Auswirkung auf touristische Aktivitäten. Diese wurden mit 2 Punkten bewertet. In einzelnen Fällen können die Auswirkungen aber als negativ angesehen werden, weil z. B. Ski- oder Wandergebiete beeinträchtigt werden. Solche Anlagen wurden mit 1 Punkt bewertet. Es sind theoretisch auch positive Auswirkungen möglich, z. B. für Erholungsnutzen (wie z. B. am Schiffenensee mit Fischerei, Freizeit-Bootverkehr, Camping usw.), wofür 3 Punkte vergeben würden.

3 Resultate und Diskussion

3.1 Bestgeeignete potenzielle zukünftige Wasserkraftanlagen

Die Gewichtung der einzelnen Kriterien wurde einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Drei Gewichtungsmodelle sind in *Abbildung 2* dargestellt. Modell A zeigt die Originalwerte, welche standardmässig gewählt wurden. Im Modell B hingegen erhält jedes Kriterium dasselbe Gewicht von 6.25 % (1 / 16). Modell C gewichtet die aus öffentlicher Sicht bedeutenden Kriterien höher als die technisch-wirtschaftlichen, d. h., es fokussiert auf die Akzeptanz einer neuen Anlage.

Je nach Gewichtungsmodell ergeben sich Verschiebungen bei der Rangierung. Die höchste erreichte Punktzahl liegt bei 218 (minimale Punktzahl: 100, maximale Punktzahl: 300). Auch die 20 am besten bewerteten potenziellen Anlagen sind deutlich von einer theoretischen Bestbewertung entfernt. Die Rangierung und die erzielten Punkte sind in *Tabelle 2* dargestellt. Der Energieinhalt wurde dabei mit regionalen Energiegleichwerten (kWh / m^3) («regional electricity coefficients»), basierend auf der mittleren Höhenlage des Einzugsgebiets nach dem Verfahren von *Schaefli et al.* (2019) bestimmt. Die mittlere Höhenlage wurde über die mittleren Teileinzugsgebiete 2 km^2 *(map.geo.admin)* ermittelt. Die Daten für den Triftsee wurden aus der Kraftwerke Oberhasli AG (2019) entnommen.

Aus dieser Betrachtung geht hervor, dass die Standorte Unterer Grindelwaldgletscher (BE), Allalingletscher (VS), Triftgletscher (BE), Roseggletscher (GR), Turtmanngletscher (VS) und Schwarzberggletscher (VS) in allen drei Gewichtungs-Modellen unter den zehn am besten bewerteten Standorten liegen. Beim Allalingletscher ist der Standort des Stausees jedoch noch nicht eisfrei. Die potenziellen Standorte am Turtmanngletscher und Schwarzberggletscher liegen nahe an bestehenden Anlagen (Turtmannsee und Mattmarksee) und eignen sich deshalb in erster Linie für einen Ausbau der bestehenden Infrastruktur (z. B. als Oberbecken für ein Pumpspeicherkraftwerk), damit die künftig höheren Schmelzabflüsse genutzt werden können, ohne bestehende Anlagen in ihrer Produktion einzuschränken. Ebenfalls zu den Favoriten gehören der Oberaletschgletscher (VS) und der Corbassièregletscher (VS), welche jedoch ebenfalls derzeit nicht über geeignete eisfreie Standorte verfügen, da diese erst in den nächsten Jahren komplett vom Gletscher freigegeben werden.

Das Modell C mit dem Fokus auf der Akzeptanz führt dazu, dass auch Anlagen mit geringen installierten Kapazitäten (z. B. Blüemlisalpgletscher oder Hohlichtgletscher mit weniger als 5 MW) relativ gut bewertet werden. Diese Anlagen dürften jedoch nur einen geringen Beitrag zur Energiewende leisten, da sie keine substanziellen Beiträge zur Stromproduktion bzw. Energiespeicherung liefern können.

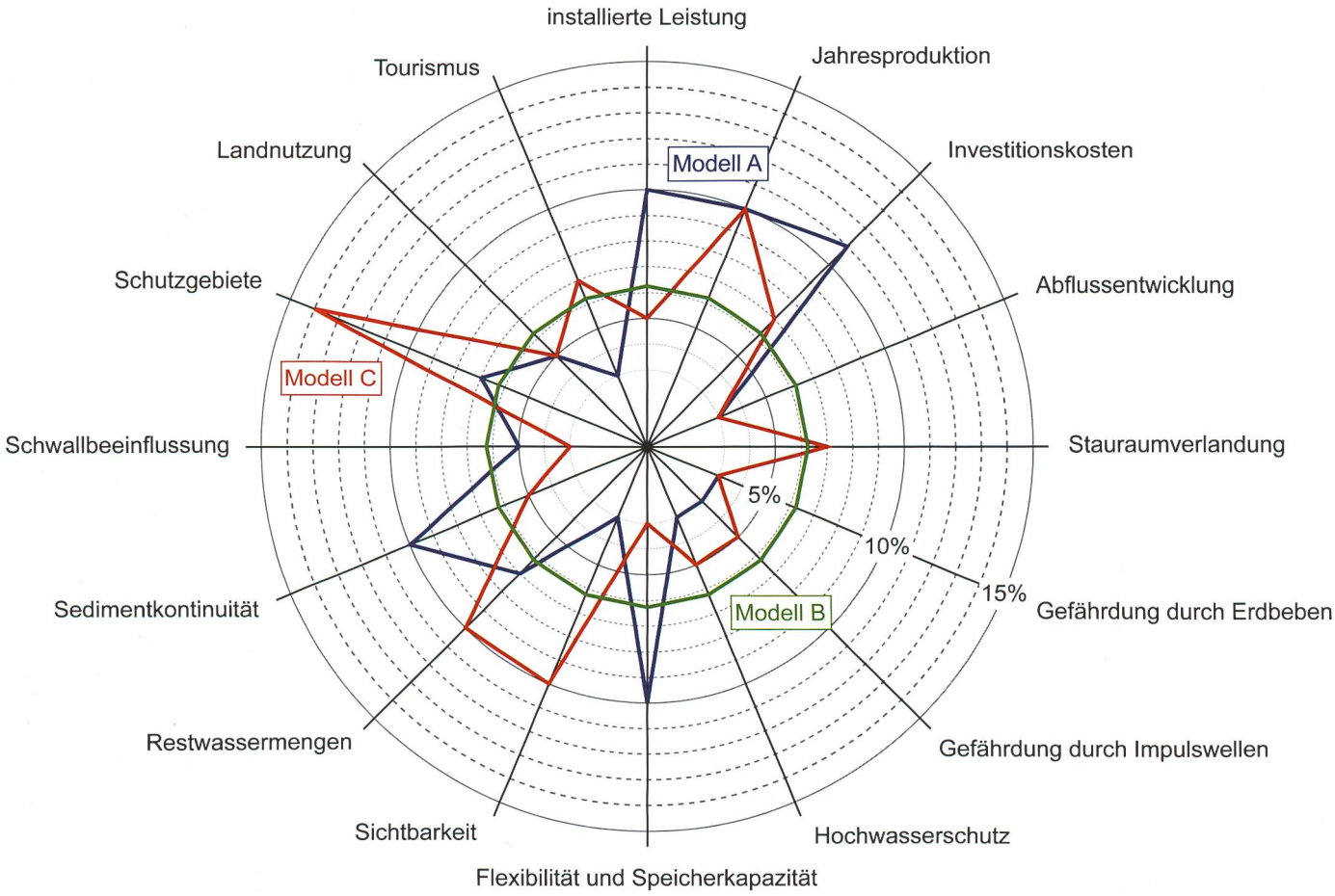

Abbildung 2: Modelle zur Gewichtung der Bewertungskriterien.

Standort [Gletscher]	Produktion [GWh/a]	Energieinhalt [GWh]	Speicherinhalt [hm³]	Modell A		Modell B		Modell C	
				Punkte	Rang	Punkte	Rang	Punkte	Rang
Aletschgletscher (VS)	200	216	106	211	3	200	8	198	11
Allalingletscher (VS)	32	47	20	212	2	213	1	218	1
Blüemlisalpgletscher (BE)	16	19	10	188	18	194	12	200	9
Corbassièregletscher (VS)	57	33	16	200	11	200	8	202	6
Fieschergletscher (VS)	174	4	2	190	15	(181)	(22)	(187)	(20)
Findelgletscher (VS)	90	88	38	188	18	(175)	(28)	(170)	(37)
Gauligletscher (BE)	16	75	41	197	12	206	3	191	15
Gornergletscher (VS)	238	77	34	204	8	188	16	192	13
Hohlichtgletscher (VS)	15	24	11	(178)	(28)	(181)	(22)	195	12
Hüfigletscher (UR)	114	103	60	192	14	194	12	190	17
Mellichgletscher (VS)	25	39	16	189	16	188	16	202	6
Momingglетscher (VS)	34	6	3	(184)	(23)	(181)	(22)	190	17
Oberaletschgletscher (VS)	105	60	30	209	5	206	3	192	13
Otemmagletscher (VS)	48	127	60	(187)	(20)	188	16	(171)	(36)
Palügletscher (GR)	14	19	9	195	13	200	8	204	5
Plaine-Morte-Gletscher (BE)	67	9	5	(187)	(20)	(181)	(22)	191	15
Rhônegletscher (VS)	89	58	30	201	9	194	12	187	20
Roseggletscher (GR)	229	167	84	206	6	206	3	207	4
Schwarzberggletscher (VS)	19	41	19	201	9	206	3	202	6
Silvrettagletscher (GR)	16	11	6	(171)	(37)	188	16	(173)	(34)
Theodulgletscher (VS)	46	13	6	187	20	194	12	190	17
Triftgletscher (BE)	145	215	85	210	4	206	3	211	2
Tsanfleurongletscher (BE)	7	19	11	189	16	188	16	(186)	(24)
Turtmanngletscher (VS)	36	78	36	205	7	200	8	199	10
Unterer Grindelwaldgletscher (BE)	112	150	84	213	1	213	1	210	3
Summe Produktion [GWh/a]				**1'764**		**1'564**		**1'609**	
Summe Energieinhalt [GWh]				**1'521**		**1'567**		**1'449**	
Summe Speicherinhalt [hm³]				**737**		**763**		**705**	

Tabelle 2: Erzielte Punktzahl, Produktion, Energie- und Speicherinhalt der 20 am besten bewerteten Standorte für Gewichtungsmodelle A, B und C (N. B.: grün hinterlegt sind die Ränge 1–5, gelb hinterlegt die Ränge 6–10; Ränge in Klammern wurden in der jeweiligen Modell-Aggregierung nicht berücksichtigt).

3.2 Machbarkeitsstudien

Für sechs ausgewählte Anlagen wurden Machbarkeitsstudien zur Plausibilisierung durchgeführt *(Tabelle 5)*. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Das maximal mögliche Stauvolumen wird entweder mithilfe des digitalen Terrainmodells *swissALTI3d* berechnet oder, falls verfügbar, mit der Felsoberfläche unter den Gletschern aus *Farinotti et al. (2016)*.
- Der Speicherschwerpunkt liegt bei 60 % der maximalen Wassertiefe.
- Ein Rauhigkeitsbeiwert von 85 $m^{1/3}/s$ wird sowohl für Druckstollen als auch -schacht angesetzt.
- ein Wasserschloss ist notwendig, sobald die «Start-up-time» 2.5 s übersteigt.
- Der Triebwasserweg soll eine relativ gesehen minimale Druckschachtlänge aufweisen unter Berücksichtigung der Topografie und typischen Minimalüberdeckungen.
- Optimale Fliessgeschwindigkeiten von 3 bis 4 m/s im Druckstollen und 5 bis 7 m/s im Druckschacht müssen eingehalten werden.
- Auswirkungen und Interaktionen mit bestehenden Anlagen sind zwingend zu berücksichtigen (z. B. muss für eine Wasserkraftanlage am Oberaletschgletscher das Triebwasser in den Stausee Gebidem abgegeben werden).

Mit den Ergebnissen der Machbarkeitsstudien konnte die Genauigkeit der Abschätzungen von installierter Leistung, Jahresproduktion, Energieinhalt und anderen Kennwerten der potenziellen Stauseen besser eingeordnet werden. Detaillierte Angaben zu den sechs Machbarkeitsstudien und ein Vergleich mit den Ergebnissen anderer Studien sind in *Ehrbar* (2018) enthalten. Die Resultate sind in *Tabelle 3* dargestellt.

Bei den sechs ausgewählten Fallbeispielen zeigt sich, dass die Produktionserwartung innerhalb der angestrebten Genauigkeit von 30 bis 40 % abgeschätzt werden kann. Die Energie- und Speicherinhalte werden in der Potenzialstudie tendenziell deutlich unterschätzt. Dies liegt daran, dass die Produktionserwartung primär über das Wasserdargebot und die Fallhöhe berechnet wurde. Die Energie- und Speicherinhalte ergeben sich jedoch aufgrund der Energiegleichwerte

Standort [Gletscher]	Produktion [GWh/a]	Energieinhalt [GWh]	Speicherinhalt [hm³]
Aletschgletscher (VS)	218 (200)	396 (216)	181 (106)
Gornergletscher (VS)	235 (238)	199 (77)	168 (34)
Unterer Grindelwaldgletscher (BE)	85 (112)	64 (150)	71 (84)
Hüfigletscher (UR)	105 (114)	86 (103)	36 (60)
Rhônegletscher (VS)	57 (89)	75 (58)	46 (30)
Roseggletscher (GR)	231 (229)	261 (167)	78 (84)
Summe	**931 (982)**	**1'081 (771)**	**580 (398)**

Tabelle 3: Ergebnisse von Machbarkeitsstudien für sechs ausgewählte Standorte (mit den Resultaten der vorliegenden Potenzialstudie in Klammern).

und/bzw. des Stauseevolumens, welches wesentlich durch die Topografie bestimmt wird. Im Rahmen der Potenzialstudie wurde das Stauseevolumen mit einem vereinfachten Verfahren abgeschätzt, welches auf der aktuellen Geländeoberfläche gemäss *swiss ALTI3d* basiert. Dies ergibt untere Grenzwerte. In den Machbarkeitsstudien wurde die Lage der Talsperre standortspezifisch optimiert und die Felsoberfläche unterhalb des Gletschers berücksichtigt, wodurch im Allgemeinen deutlich grössere Stauseevolumen resultierten. Diese Ergebnisse entsprechen oberen Grenzwerten. Hinzu kommt, dass die Energieinhalte in den Machbarkeitsstudien für die spezifische Kraftwerkskaskade ermittelt wurden, während sie in der Potenzialstudie vereinfachend nach einem regionalisierten Verfahren bestimmt wurden. Die Summe der Energie- und Speicherinhalte der sechs ausgewählten Standorte unterscheidet sich erwartungsgemäss weniger als die Werte einzelner Standorte.

3.3 Unsicherheiten und Unschärfen

Die Resultate dieser Potenzialstudie sind aufgrund der generalisierten Herangehensweise und des weitreichenden Zeithorizontes mit den folgenden grossen Unsicherheiten und Unschärfen behaftet:

1. Die verwendeten Annahmen bezüglich Wirkungsgrad, Volllaststundenäquivalent etc. basieren auf empirischen Werten bzw. Erfahrungen. Sie sind für individuelle Anlagen nur bedingt zutreffend. Zudem wurden die Restwasserbestimmungen nur stark vereinfacht berücksichtigt.
2. Die maximal möglichen Stauseevolumen wurden basierend auf Radar-Messungen der Felsoberfläche unter den Gletschern hergeleitet. Diese Messungen haben horizontale Auflösungen von 25 bis 50 m und vertikale Genauigkeiten in der Grössenordnung von höchstens 10 m. Daraus resultieren beträchtliche Unschärfen bezüglich der Stauseevolumen.
3. Die zur Bestimmung der Energieinhalte erforderlichen Energiegleichwerte wurden vereinfacht als Funktion der mittleren Höhenlage der Einzugsgebiete im Rahmen einer regionalisierten Betrachtung analog zu *Schaefli et al. (2019)* berechnet. Bei Betrachtung der anlagenspezifischen Energiegleichwerte in der Schweiz bestehen jedoch grosse Streubereiche für gegebene mittlere Einzugsgebietshöhen (*Schaefli et al.*, 2019), sodass die Unschärfe für die hier vorgenommene Vereinfachung beträchtlich ist.
4. Die Jahresabflussvolumen bis 2100 sind stark vom Klimawandel abhängig. Das Szenario RCP4.5 liegt zwischen dem optimistischen «Verminderungsszenario» RCP2.6 und dem pessimistischen «Business as usual»-Szenario RCP 8.5. Würde Szenario RCP 2.6 eintreten – was aus heutiger Sicht sehr unwahrscheinlich ist – wären die Jahresabflussvolumen am Ende des Jahrhunderts ca. 9 % geringer.
5. Die vorliegenden Resultate basieren auf den aktuellen energiewirtschaftlichen Randbedingungen der Wasserkraft. Jedoch werden zukünftig die Energiewirtschaft und der Betrieb von Wasserkraftanlagen wesentlich durch die neuen erneuerbaren Energien (besonders Wind- und Sonnenenergie) bestimmt werden. Zudem spielen politische und ökonomische Randbedingungen eine bedeutende Rolle. Diese Einflussfaktoren können nicht über mehrere Jahrzehnte hinaus vorhergesehen werden. Zukünftig werden voraussichtlich die Themen Netzstabilisierung (infolge der volatilen erneuerbaren Energien), Winterdefizit (aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie) und Multifunktionsspeicher (z. B. Trinkwasserspeicher oder Bewässerungsspeicher infolge des Klimawandels) an Bedeutung gewinnen und sollten daher bei der Planung frühzeitig berücksichtigt werden.
6. In Einzelfällen, wie z. B. dem Roseggletscher, würde Wasser in ein anderes Flusseinzugsgebiet übergeleitet, sodass die bestehenden Unterliegerkraftwerke (z. B. am Inn) Produktionsminderungen verzeichnen würden. Letztere wurden hier nicht berücksichtigt und ergeben eine weitere Unschärfe bei der Abgrenzung der Produktion.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Rückzug der Gletscher bietet neue Optionen für Wasserkraftanlagen, da geeignete Stausee-Standorte eisfrei werden. Basierend auf Abflussprognosen, bis zum Jahr 2100 wurden 62 potenzielle Standorte systematisch miteinander verglichen und bewertet. Die Gewichtung der 16 Bewertungskriterien ist wenig sensitiv, weshalb vielversprechende Standorte relativ robust identifiziert werden können.

Vielversprechende Standorte mit einem Potenzial von mehr als 100 GWh/a befinden sich u. a. am Aletschgletscher (VS), Gorne rgletscher (VS), Hüfigletscher (UR), Roseggletscher (GR), Triftgletscher (BE) und Unteren Grindelwaldgletscher (BE). Die Produktionserwartung der 20 am besten bewerteten Standorte liegt zwischen 1.6 und 1.8 TWh/a, wobei sich deren aggregierter Energieinhalt und Speicherinhalt unter konservativer Betrachtung auf gut 1.5 TWh (±4 %) bzw. ca. 730 hm³ (±4 %) beläuft. Die Bandbreite ergibt sich, weil je nach Gewichtungsmodell andere Standorte bevorzugt werden. Das einzig derzeit konkret geplante neue Wasserkraftwerk am Triftsee wird mit 145 GWh/a Energieproduktion bzw. 215 GWh Energieinhalt (85 hm³ Speicherinhalt) nur einen Bruchteil davon ausmachen (*Kraftwerke Oberhasli AG*, 2019). Dies zeigt, dass zur Erreichung der anspruchsvollen Ziele der Energiestrategie 2050 bzw. des neuen Energiegesetzes der Neubau von Wasserkraftanlagen in Gletscherrückzugsgebieten nicht ausreicht. Alleine die Planungs- und Realisierungshorizonte von mehreren Jahrzehnten dürften dies verunmöglichen. Hinzu kommt, dass die aus technischer Sicht am besten geeigneten Anlagen oft in Schutzgebieten liegen.

Neben dem Neubau von Wasserkraftanlagen bietet die Erweiterung und Optimierung des bestehenden Kraftwerkparks vielversprechende Alternativen. Studien von *Laufer et al.* (2004) und *Boes* (2011) zeigen, dass mit Anlagenoptimierungen 0.6

bis 1.1 TWh/a bzw. 1.3 bis 1.7 TWh/a zusätzlich gewonnen werden könnten, auch unter Berücksichtigung restriktiverer Restwassermengen. Das *BFE* (2019) gibt ein reines Ausbaupotenzial der Grosswasserkraft durch Erneuerungen und Erweiterungen, d.h. ohne Berücksichtigung von Produktionsminderungen durch Restwassererhöhungen, von rund 1.0 bzw. 1.5 TWh/a unter heutigen bzw. optimierten Nutzungsbedingungen an. *Schleiss* (2012) hat gezeigt, dass mit der Erhöhung von 19 Talsperren eine zusätzliche Winterproduktion von 2 TWh geschafft werden kann. Diese Werte werden von *Fuchs et al.* (2019) untermauert, denen zufolge die Erhöhung von 25 Schweizer Talsperren rund 2.3 TWh zusätzlichen Energieinhalt und damit zusätzlicher Produktion im Winterhalbjahr ermöglicht.

Der Beitrag der Wasserkraft zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 besteht folglich aus einer Kombination von Neubauten, Erweiterungen und Optimierungen, wobei neue Wasserkraftanlagen in Gletscherrückzugsgebieten eine wesentliche Rolle spielen könnten. Der Wert einer Steigerung der Speicherwasserkraft in den Alpen liegt dabei nicht primär in der Mehrproduktion, sondern in der Energiespeicherung und Flexibilität, welche die Integration der neuen erneuerbaren Energien unterstützen soll.

Dank:
Das Forschungsprojekt wurde vom Schweizerischen Nationalfonds (SNF) im Rahmen des Nationalen Forschungsprogramms NFP 70 «Energiewende» finanziert (Projekt Nummer 153927). Es wurde vom Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) unterstützt. Die Beiträge von *Florent Gauye, Melanie Helfenberger, Reshma Kannanmannil, Sebastian Klar, Federico Sartori* und *Jonas Wydler* im Rahmen von Projektarbeiten sowie von *Valeria Hutter* und *Romina Rulli* im Rahmen von Masterarbeiten werden verdankt.

Quellen:

Boes, R. (2011). Potenziale und Grenzen der Wasserkraft – Was bringen Anlagenoptimierungen? Natur und Mensch, Sonderheft Quo Vadis Wasserkraft 53: 24–28

Bundesamt für Energie, BFE (2018). Energiestrategie 2050. Monitoring-Bericht 2018 (ausführliche Fassung). [1]

Bundesamt für Energie, BFE (2019). Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. August 2019 [2]

Bundesamt für Umwelt BAFU (2012). Auswirkungen der Klimaänderung auf Wasserressourcen und Gewässer. Synthesebericht zum Projekt «Klimaänderung und Hydrologie in der Schweiz» (CCHydro). Umwelt-Wissen Nr. 1217. [3]

Delaney, I.; Bauder, A.; Huss, M. & Weidmann, Y. (2017). Proglacial erosion rates and processes in a glacierized catchment in the Swiss Alps. Earth Surface Processes and Landforms 43(4): 765-778. [4]

Ehrbar, D.; Schmocker, L.; Vetsch, D. F.; Boes, R.M. (2018). Hydropower Potential in the Periglacial Environment of Switzerland under Climate Change. Sustainability 10(8): 2794. [5]

Ehrbar, D. (2018). Hydropower Potential and Reservoir Sedimentation in the Periglacial Environment Under Climate Change. VAW-Mitteilungen 248, Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), (R. M. Boes, Hrsg.), ETH Zürich, Schweiz. [6]

Energiegesetz (EnG). Bundesgesetz SR 730.0. Inkrafttreten: 1. Januar 2018

Evers, F. M.; Schmocker, L.; Fuchs, H.; Schwegler, B.; Fankhauser, A. U.; Boes, R. M. (2018). Landslide generated impulse waves: assessment and mitigation of hydraulic hazards. Proc. 26th ICOLD Congress, Wien, Q.102-R.40: 679-694

Farinotti, D.; Huss, M.; Bauder, A.; Funk, M. (2009). An estimate of the glacier ice volume in the Swiss Alps. Global and Planetary Change 68(3): 225–231. [7]

Farinotti, D.; Pistocchi, A.; Huss, M. (2016). From dwindling ice to headwater lakes: Could dams replace glaciers in the European Alps? Environmental Research Letters 11(5). [8]

Fischer, M.; Huss, M.; Hoelzle, M. (2015). Surface elevation and mass change of all Swiss glaciers 1980–2010. The Cryosphere 9(2): 525–540. [9]

Fuchs, H.; Felix, D., Müller-Hagmann, M.; Boes, R. (2019). Bewertung von Talsperren-Erhöhungsoptionen in der Schweiz. Wasser Wirtschaft 109(5): 146–149.

Gewässerschutzgesetz (GSchG). Bundesgesetz SR 814.20. Inkrafttreten: 1. November 1992

Haeberli, W.; Schleiss, A.; Linsbauer, A.; Künzler, M.; Bütler, M. (2012). Gletscherschwund und neue Seen in den Schweizer Alpen – Perspektiven und Optionen im Bereich Naturgefahren und Wasserkraft. Wasser Energie Luft 104(2): 93–102.

Haeberli, W.; Bütler, M.; Huggel, C.; Schleiss, A. (2013). Neue Seen als Folge des Gletscherschwundes im Hochgebirge: Chancen und Risiken. Nationales Forschungsprogramm 61 «Nachhaltige Wassernutzung». [10]

Huss, M.; Hock, R. (2015). A new model for global glacier change and sea-level rise. Frontiers in Earth Science 3. [11]

Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. [12]

Kraftwerke Oberhasli AG (2019). Speichersee und Kraftwerk Trift. [13]

Laufer, F.; Grötzinger, S.; Peter, M. & Schmutz, A. (2004). Ausbaupotenzial der Wasserkraft. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE). [14]

Linsbauer, A.; Paul, F.; Haeberli, W. (2012). Modeling glacier thickness distribution and bed topography over entire mountain ranges with GlabTop: Application of a fast and robust approach. Journal of Geophysical Research – Earth Surface 117(F3). [15]

Micheletti, N. & Lane, S.N. (2016). Water yield and sediment export in small, partially glaciated Alpine watersheds in a warming climate. Water Resources Research 52(6): 4924–4943. [16]

Pfammatter, R.; Semadeni Wicki, N. (2018). Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. Wasser Energie Luft 110(4): 233–245.

Schaefli, B.; Manso, P.; Fischer, M.; Huss, M.; Farinotti, D. (2019). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. Renewable Energy 132: 616–627. [17]

Schleiss, A. (2012). Talsperrenerhöhungen in der Schweiz: Energiewirtschaftliche Bedeutung und Randbedingungen. Wasser Energie Luft 104(3): 199–203.

Weingartner, R.; Schädler, B.; Hänggi, P. (2013). Auswirkungen der Klimaänderung auf die schweizerische Wasserkraftnutzung. Geographica Helvetica 68(4): 239–248. [18]

Autorenschaft:
Dr. Daniel Ehrbar, Dr. Lukas Schmocker
Basler & Hofmann AG (vormals VAW, ETH Zürich)
daniel.ehrbar@baslerhofmann.ch
Dr. David Vetsch, Prof. Dr. Robert Boes
Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich

1 https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/monitoring-energiestrategie-2050/_jcr_content/par/tabs/items/tab/tabpar/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTUyMy5wZGY=.pdf **2** https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/58259.pdf
3 https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/hydrologie/uw-umwelt-wissen/auswirkungen_derklimaaenderungaufwasserressourcenundgewaesser.pdf.download.pdf/auswirkungen_derklimaaenderungaufwasserressourcenundgewaesser.pdf **4** https://doi.org/10.1002/esp.4239 **5** https://doi.org/10.3390/su10082794
6 https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/baug/vaw/vaw-dam/documents/das-institut/mitteilungen/2010-2019/248.pdf **7** https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2009.05.004
8 https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/5/054022 **9** https://doi.org/10.5194/tc-9-525-2015
10 https://infoscience.epfl.ch/record/197261/files/2013-911_Haeberli_Butler_Huggel_Muller_Schleiss_3534_Neue-Seen-als-Folge-des-Gletscherschwundes-im-Hochgebirge_OA.pdf
11 https://doi.org/10.3389/feart.2015.00054 **12** http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_ALL_FINAL.pdf **13** https://www.grimselstrom.ch/ausbauvorhaben/zukunft/kraftwerk-trift
14 https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/2663.pdf **15** https://doi.org/10.1029/2011JF002313 **16** https://doi.org/10.1002/2016WR018774
17 https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.104 **18** https://doi.org/10.5194/gh-68-239-2013