

Dezember 2020

Faktensammlung Kleinwasserkraft



energie schweiz

Unser Engagement: unsere Zukunft.

Autoren

Felix Ribi, EBP

Dr. Sabine Perch-Nielsen, EBP

Martina Nöthiger, EBP

Silvan Rosser, EBP

Milena Krieger, EBP

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

Adresse

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern
Infoline 0848 444 444. www.energieschweiz.ch/beratung
energieschweiz@bfe.admin.ch, www.energieschweiz.ch

Vorwort

Die Wasserkraft macht in der Schweiz rund 60 % der Stromproduktion aus und ist damit von zentraler Bedeutung für die Stromversorgung. Für das Erreichen der Ziele der Energiestrategie 2050 ist auch der Beitrag der Kleinwasserkraft¹ hilfreich. Die Nutzung der Wasserkraft hat jedoch Auswirkungen auf die Ökologie. Diese führen dazu, dass insbesondere die Rolle der Kleinwasserkraft teilweise kontrovers diskutiert wird. Als neutrale Grundlage für Diskussionen und Entscheide auf lokaler, kantonaler und nationaler Ebene hat EnergieSchweiz daher von EBP Fakten zusammentragen lassen. Die Ansichten unterschiedlicher Stakeholder sind mit eingeflossen. Das vorliegende Dokument ist das Resultat dieser Arbeiten.

¹ Zur Kleinwasserkraft zählen alle Kraftwerke mit bis zu 10 MW installierter Leistung.

Inhalt

1	Potenziale Wasserkraft.....	5
1.1	Wie gross sind die Ausbaupotenziale der Kleinwasserkraft?	5
1.2	Wie definieren und bewerten die Kantone die Potenziale?	8
2	Beitrag zur stabilen Stromversorgung	11
2.1	Wie stark trägt die Kleinwasserkraft heute zur Stromversorgung bei?	11
2.2	Wie regel- und prognostizierbar ist die Stromproduktion der Kleinwasserkraft?	14
2.3	Welchen Beitrag leistet die Kleinwasserkraft zur Netzstabilität und zum sicheren Netzbetrieb?	16
3	Auswirkungen auf Gewässerökologie	18
3.1	Welche Kraftwerkstypen führen zu welchen gewässerökologischen Auswirkungen?	18
3.2	Wie entwickelte sich der Umgang mit dem gewässerökologischen Eingriff seit 1985?	20
3.3	Welchen Einfluss hat das Wassernutzungsrecht auf den Umgang mit den gewässerökologischen Auswirkungen?	23
3.4	Wie werden ökologische Sanierungsmassnahmen von bestehenden Anlagen finanziert?	25
4	Verpflichtung ökologische Sanierung	28
4.1	Welche Kraftwerkstypen sind zu welchen ökologischen Sanierungsmassnahmen verpflichtet?	28
4.2	Welchen Anteil der Kosten einer ökologischen Sanierung werden übernommen?	30
5	Andere Umweltauswirkungen.....	32
5.1	Welches sind andere Umweltauswirkungen der Kleinwasserkraft im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsformen?	32
6	Wirtschaftlichkeit	35
6.1	Wie sind die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken im Vergleich mit anderen Kraftwerkstechnologien?	35
6.2	Wie setzen sich die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken zusammen?	37
6.3	Welche Ertragsmodelle bestehen und wie ist ihre Wirtschaftlichkeit?	38
7	Förderung	43
7.1	Wie wird die Kleinwasserkraft gefördert?.....	43
7.2	Wie ist das Kosten-Wirkungsverhältnis der Förderung?.....	45
8	Volkswirtschaftlicher Nutzen	47
8.1	Wie gross ist die Wertschöpfung der Kleinwasserkraft?.....	47
8.2	Wo fällt die Wertschöpfung an?	50

1 Potenziale Wasserkraft

1.1 Wie gross sind die Ausbaupotenziale der Kleinwasserkraft?

Fakten

Über das letzte Jahrzehnt wurden diverse Studien publiziert, in denen das Ausbaupotenziale der Produktion der Kleinwasserkraft abgeschätzt wurde. Die Resultate sind nicht direkt vergleichbar, weil sie zu verschiedenen Zeitpunkten erarbeitet wurden. Mit der Zeit verkleinert sich das Zubaupotenzial durch den realen Zubau, und seit Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes Anfang 2018 verschlechterten sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Zudem basieren die Studien teilweise auf unterschiedlichen Potenzialbegriffen (siehe Box zu Potenzialbegriffen für erneuerbare Energien).

Box zu Potenzialbegriffen (gilt für alle Technologien)

Theoretisches Potenzial

Technisches Potenzial

Erwartetes Potenzial

Ausbaupotenzial unter Berücksicht. von ökol., soz., wirtschaftl. Einschränkungen (je nach Studie anderer Fokus)

bereits genutztes Potenzial

Die unterschiedlichen Potenzialarten werden wie folgt definiert:

- Theoretisches Potenzial: das gesamte physikalisch nutzbare Energie-Angebot eines Energieträgers oder einer Energietechnik.
- Technisches Potenzial: der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Einschränkungen nutzbar ist.
- Erwartetes Ausbaupotenzial: der Anteil des technischen Potenzials, das unter Berücksichtigung von ökologischen, wirtschaftlichen oder sozialen Einschränkungen und nach Abzug des bereits genutzten Potenzials noch verfügbar ist. Je nach Studie/Analyse ist der Fokus dieser Einschränkungen unterschiedlich und somit nicht direkt vergleichbar.

In Abbildung 1 und Tabelle 1 werden die Resultate vorhandener Studien dargestellt. Dabei wurden nicht die Originalzahlen eingesetzt, sondern es wurde zur Vergleichbarkeit der Zubau seit Erscheinen der jeweiligen Studie abgezogen (Zubau gemäss WA21 2019). So stellen alle Zahlen das Ende 2018 vorhandene Potenzial dar. Die Daten des WWF sind von 2010, beziehen sich auf ein ökologisches Potenzial, umfassen aber nur zum Zeitpunkt der Studie in Planung begriffene Projekte. Die Studie vom PSI ist von 2017 und stellt das technisch, ökologisch und wirtschaftlich umsetzbare Potenzial dar. Die Daten der Potenzialstudie des BFE (2019) basieren u.a. auf Schätzungen der kantonalen Fachstellen und verschiedenen Stakeholdern, Erfahrungswerten aus dem KEV-System etc. und sind sehr unterschiedlicher Qualität – von sehr detailliert bis grob geschätzt. Die Darstellung zeigt, dass Ende 2018 die Schätzungen von gut 200 GWh/a bis rund 1'900 GWh/a reichen.

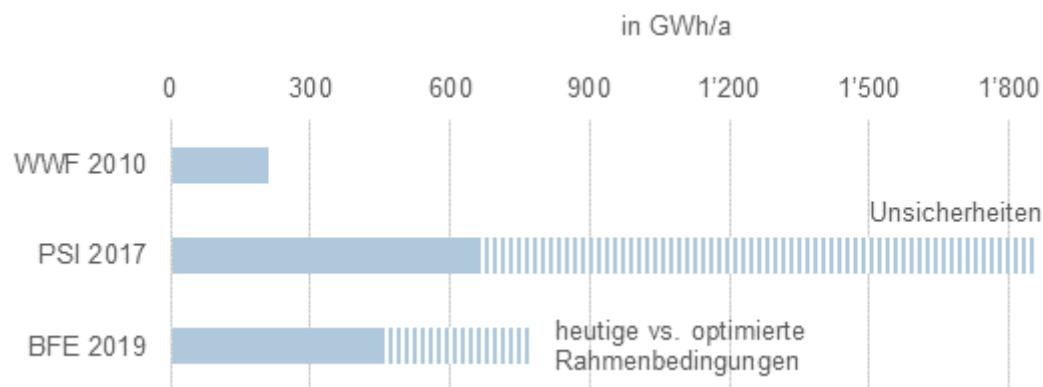


Abbildung 1: Schätzungen zum Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraft per Ende 2018. Dazu wurde von den Originalzahlen der Studien der jeweils bis 2018 erfolgte Zubau gemäss WA21 2017 sowie den jährlichen Faktenblättern von WA21abgezogen.

Zum Vergleich können die Zahlen des Einspeisevergütungssystems hinzugezogen werden. Sie betragen Mitte 2019 rund 550 GWh/a mit positivem EVS Entscheid und ca. 840 GWh/a auf der Warteliste (Pronovo, 2019). Die Zahlen des EVS entsprechen jedoch nicht dem realistischen Potenzial, da auch ein positiver EVS Bescheid keine Aussage macht über die Machbarkeit oder Umweltverträglichkeit des Projektes. Zudem ist zu berücksichtigen, dass teilweise Projekte mehrfach bei der KEV eingereicht wurden und die dadurch genutzten Gewässerabschnitte nicht mehrfach nutzbar wären.

Im Rahmen des BFE Forschungsprogramms wurden schliesslich Linienpotenziale der Kleinwasserkraft berechnet. Die Linienpotenziale sind aber akademischer Natur, mit den übrigen Resultaten nicht vergleichbar und überschätzen die realisierbaren Potentiale deutlich (BFE 2019). Neben dem Forschungsbericht entstand auch eine Karte mit einer Bewertung aller Gewässerabschnitte.

Studie	Potenzialart	Vorgehen	Zahlen
WWF 2010	erwartetes Potenzial mit ökologischem Fokus, Umbau und Neubau	Bewertung von schweizweit geplanten Projekten durch Gewässerschutzexperten.	1'005 GWh/a Potenzial minus Abzug des Zubaus seit 2010 von 794 GWh/a
EVS 2019	erwartetes Potenzial, Umbau und Neubau	Addierung aller eingereichten Projekte, die bereits einen positiven Bescheid erhalten haben, resp. noch auf der Warteliste sind.	Die Zahlen überschätzen das Potenzial konsequent, da ein positiver EVS Bescheid keine Aussage macht über die Machbarkeit oder Umweltverträglichkeit des Projektes. Zudem wurden teilweise Gewässerabschnitte mehrfach bei der KEV eingereicht und wären nicht parallel nutzbar.

PSI 2017	Technisches Potenzial, das die Kriterien «ökologisch» und «wirtschaftlich» erfüllt	Wissenschaftliche Arbeit, durchgeführt durch PSI mit Expertenunterstützung der WSL, EPFL und ETHZ	800-2'000 GWh/a zusätzliches Potenzial minus Abzug des Zubaus seit 2017 von 144 GWh/a
BFE 2019	erwartetes Potenzial, Umbau und Neubau	Umfrage bei den Kantonen u. Stakeholdern zur Schätzung des Potenzials unter «heutigen» und «optimierten» Nutzungsbedingungen	460 GWh/a + 310 GWh/a (optimale Rahmenbedingungen) minus Wegfall von 350 GWh/a (220 GWh/a im optimierten Fall) Dies resultiert in einem Potenzial von 110-550 GWh/a

Tabelle 1: Übersicht der Potenzialstudien und ihrer Methoden

Abbildung 2 zeigt das erwartete Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraft gemäss Schätzungen des BFE im Vergleich mit anderen erneuerbaren Stromtechnologien (BFE 2019, PSI 2017). Die Potenziale der meisten erneuerbaren Stromtechnologien sind mit grossen Unsicherheiten behaftet, ein Vergleich der Technologien ist daher sehr schwierig. Die Kleinwasserkraft, landwirtschaftliche Biogasanlagen und Holz-Blockheizkraftwerke weisen das geringste Potenzial auf. Die Photovoltaik hat mit Abstand das grösste Potenzial, die Grosswasserkraft, Tiefengeothermie und Windenergie bewegen sich dazwischen.

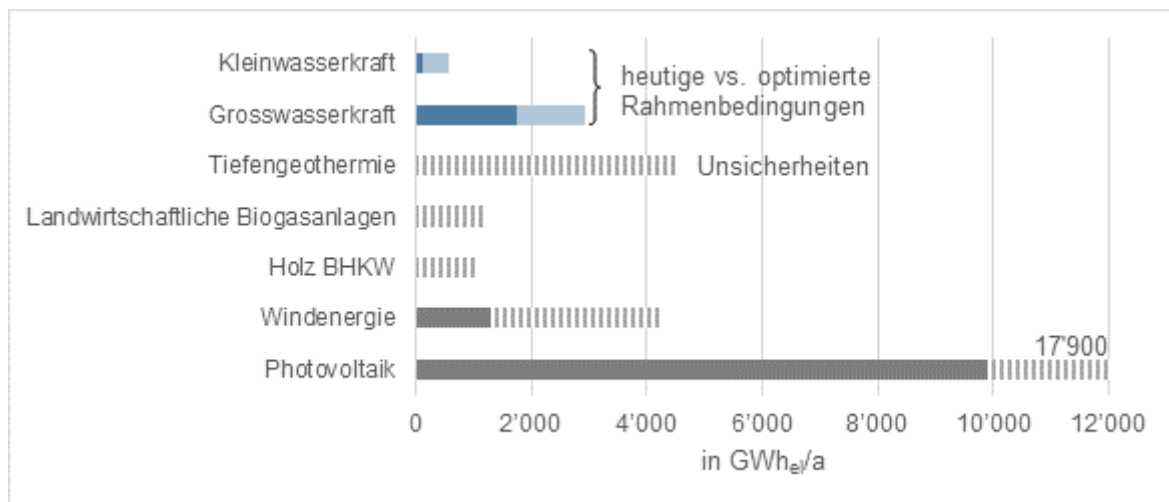


Abbildung 2: Erwartetes Ausbaupotenzial 2050 erneuerbarer Energien (BFE 2019, PSI 2017).

Lücken

Der Zubau der Kleinwasserkraft seit dem Beginn der KEV bzw. EVS ist nicht quantifiziert. Die KEV publiziert zwar im Jahresbericht die geförderte Produktion. Dies entspricht aber nicht dem Zubau, da bei der Erneuerung einer Anlage danach die vollständige Produktion (nicht nur die Mehrproduktion) förderberechtigt ist. Die Analyse von Vollenweider und Müller (2017) füllt die Lücke zwischen 2006 und 2015. Dabei konnten die Daten unter 300 kW nicht präzise erhoben werden, wobei dies für das übergeordnete Resultat nicht bedeutend ist.

Zusammenfassung

Das aktuell noch zusätzlich verfügbare Potenzial der Kleinwasserkraft liegt je nach Schätzung zwischen gut 210 GWh/a (ökologisches Potenzial gemäss WWF) und 2'000 GWh/a (PSI 2017). Dies entspricht in etwa dem Potenzial von Biogas und Holz, liegt etwas tiefer als das Potenzial aus Abfällen (ARA, KVA, Deponie) und Grosswasserkraft. Klar höhere Potenziale werden bei der Geothermie, der Windenergie und vor allem bei der Photovoltaik erwartet.

Quellen

- BFE 2016: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA)
- BFE 2019: Wasserkraftpotenzial der Schweiz: Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050
- Pronovo 2019: Pronovo-Cockpit 3. Quartal, Stand 1. Oktober 2019
- PSI (Paul Scherrer Institut) 2005: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (GaBE). Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten.
- PSI (Paul Scherrer Institut) 2017: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen
- SKAT 2016: Gesamtstatistik Kleinstwasserkraft (< 300 kW) – Untersuchung 2015. Präsentation vom 22. Januar 2016
- WA21 2017: Zusammenstellung neu in Betrieb genommene Kraftwerke 2006 – 2015 (Excel).
- WA21 2017: Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2016
- WA21 2018: Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2017
- WA21 2019: Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2018
- WWF 2010: Kleinwasserkraft – zusätzliches Potenzial an ökologisch geeigneten KEV Standorten. Erarbeitet durch Ernst Basler + Partner.
- Vollenweider und Müller (2017): Entwicklung der Wasserkraftnutzung in der Schweiz seit 2006: Zahlen und Fakten. Wasser Energie Luft, Heft 1/2017, S. 19-26.

1.2 Wie definieren und bewerten die Kantone die Potenziale?

Fakten

Nach dem neuen Energiegesetz (EnG, SR 730.0 vom 30. September 2016) hat die Nutzung von erneuerbaren Energien und ihr Ausbau ein nationales Interesse (Art. 12 EnG); zusätzlich sind auch einzelne Wasserkraftanlagen ab einer bestimmten Grösse (Art. 8 Energieverordnung (EnV, SR 730.01 vom 1. November 2017)) von nationaler Bedeutung. Bei solchen Anlagen ist das Nutzungsinteresse als gleichrangig zu betrachten mit anderen nationalen (Schutz-)Interessen. Dadurch können insbesondere nun auch in BLN-Gebieten (Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung) neue Wasserkraftwerke in Betracht gezogen werden. Die Kantone haben nach dem neuen EnG die Pflicht in ihrem Richtplan geeignete Gewässerstrecken für die Nutzung der Wasserkraft auszuscheiden (Art. 10 EnG). Diese Bestimmung hat das Ziel, den Ausbau

der Wasserkraft zu erleichtern und zu beschleunigen. An Gewässerstrecken, die im Richtplan zur Nutzung der Wasserkraft ausgeschieden wurden, sollte die Realisierung neuer Wasserkraftwerke erleichtert werden. Neben der Ausscheidung der geeigneten Gewässerstrecken haben die Kantone auch die Möglichkeit, Gewässerstrecken zu bezeichnen, die grundsätzlich freizuhalten sind (Art. 10 EnG).

Vor dem Inkrafttreten des neuen EnG empfahl der Bund mit der «Empfehlung zur Erarbeitung kantonaler Schutz- und Nutzungsstrategien» (BAFU, BFE, ARE 2011), dass die Kantone eine Strategie zur Wasserkraftnutzung ausarbeiten und dabei die Nutzungs- und Schutzinteressen an den einzelnen Gewässern gegeneinander abwägen. Die Strategien sollten standardisierte Verfahren mit Kriterien und Beurteilungsklassen enthalten. Für die Fliessgewässer schlug der Bund vor, Gewässerabschnitte nach ihrem ökologischen und landschaftlichen Wert sowie nach ihrem Nutzungspotenzial zu bewerten. Die beiden Interessen sollten dann einander gegenübergestellt werden.

Im Jahr 2012 befragte die Dialogplattform Wasser-Agenda 21 die Kantone, welche Instrumente sie zur Potenzialabschätzung und Planung des Wasserkraftausbaus nutzen (Wasser-Agenda 21, 2012). Diese Erhebung wurde 2013 aktualisiert (Wasser-Agenda 21, 2013). Die Erhebung zeigte, dass die Kantone unterschiedlich agieren. Es werden zwei unterschiedliche Arten von Werkzeugen eingesetzt: Werkzeuge zur Beurteilung eines Einzelfalls und kantonale Strategien mit einem räumlichen Ansatz. Dabei sind die räumlichen Strategien verbreiteter. Acht Kantone hatten eine solche umgesetzt oder in Erarbeitung (AG, BE, GL, GR, LU, SH, UR, ZH), während fünf Kantone ein Werkzeug zur Projektbeurteilung umgesetzt hatten oder in Erarbeitung waren (BE, FR, SG, TI, VS). Die Kantone, die mit Kriterien arbeiten, haben die empfohlenen Kriterien des Bundes individuell für ihre Bedürfnisse ergänzt, gekürzt und angepasst. Auch die Aggregation verläuft unterschiedlich – über ein Punktesystem, Expertenmeinungen oder die Bestimmung des Gesamtinteresses über das Kriterium mit der höchsten Kategorie.

Das in der Empfehlung vorgeschlagene Vorgehen, einzelne Kriterien und die Art der Klassierung der Gewässer trägt den neuen Gesetzesbestimmungen und der vom Gesetzgeber gewollten Akzentverschiebung in Richtung mehr Nutzung der Gewässer nicht Rechnung. Ein neuer Vorgehensvorschlag oder die im EnG erwähnten methodischen Grundlagen (Art. 11 EnG) sind durch den Bund zu erarbeitenden. Die Grundlagen liegen noch nicht vor.

Lücken

Die durch den Bund zu erarbeitenden methodischen Grundlagen für die Ausscheidung von Gewässerstrecken, die für die Nutzung der Wasserkraft geeignet sind, liegen noch nicht vor. Nur die wenigsten Kantone haben diese Gewässerstrecken bereits ausgeschieden. Inwiefern die Ausscheidung dieser Gewässerstrecken die Planung und Bewilligung von neuen Wasserkraftwerken erleichtert, wird sich zeigen.

Die kantonalen Schutz- und Nutzungsstrategien, die in Anlehnung an die Empfehlung von BAFU, BFE und ARE erarbeitet wurden, tragen in der Regel den Anforderungen von Art. 10 EnG und der vom Gesetzgeber gewollten Akzentverschiebung in Richtung mehr Nutzung der Wasserkraft nicht genügend Rechnung.

Zusammenfassung

Die Kantone müssen in ihrem Richtplan geeignete Gebiete und Gewässer für die Nutzung der Wasserkraft ausscheiden (Art. 10 EnG). Sie können auch Gewässerstrecken bezeichnen, die freizuhalten sind. Die durch den Bund zu erarbeitenden methodischen Grundlagen (Art. 11 EnG) liegen noch nicht vor und die wenigsten Kantone haben mit den Arbeiten zur Ausscheidung der geeigneten Gewässerstrecken begonnen.

Quellen

- BAFU, BFE, ARE 2011: Empfehlung zur Erarbeitung kantonaler Schutz- und Nutzungsstrategien im Bereich Kleinwasserkraftwerke
- WA21, 2012: Übersicht über kantonale Strategien und Werkzeuge zur Nutzung der Wasserkraft
- WA21, 2013: Aktualisierung der Übersicht über kantonale Strategien und Werkzeuge zur Nutzung der Wasserkraft

2 Beitrag zur stabilen Stromversorgung

2.1 Wie stark trägt die Kleinwasserkraft heute zur Stromversorgung bei?

Fakten

Gemessen an der installierten Leistung und der jährlichen Stromproduktion wird die Stromerzeugung von der Grosswasserkraft und der Kernkraft dominiert (siehe Abbildung 3). Die Grosswasserkraft war 2017 für rund zwei Drittel der installierten Leistung (14'464 MW) und die Hälfte der Elektrizitätsproduktion (33'717 GWh) verantwortlich. Die Kernkraft kommt auf 15 % der insgesamt installierten Leistung (3'333 GW) und auf einen Drittel der Stromerzeugung (24'414 GWh). Alle übrigen Technologien spielen heute individuell eine deutlich geringere Rolle.

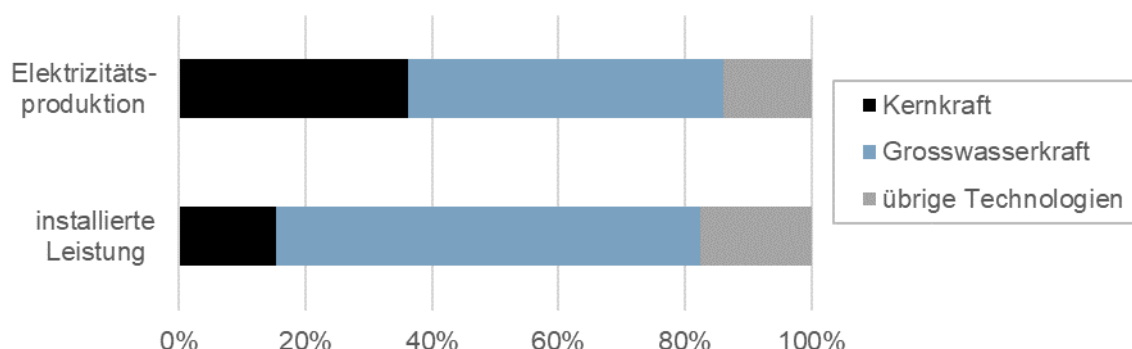


Abbildung 3: Anteile der Kernkraft, Grosswasserkraft und weiteren Technologien an der installierten Leistung und der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2017 (Zahlen aus BFE 2019a).

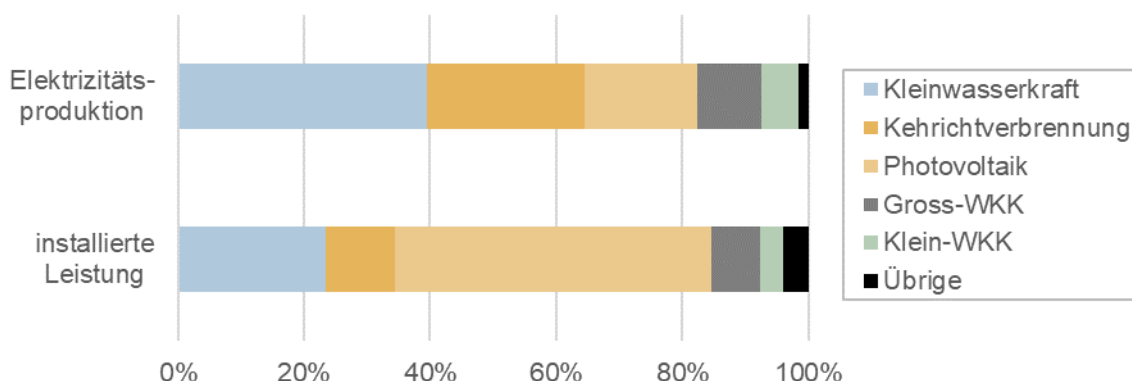


Abbildung 4: Anteile der Technologien (ohne Kernkraft und Grosswasserkraft) an der installierten Leistung sowie an der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2017. Die «übrigen» Technologien sind Windkraftwerke, konventionell-thermische Kraftwerke und Strom aus Deponiegas (Zahlen aus BFE 2019a, Aufteilung Wasserkraft auf Basis BFE 2018 und BFE 2019b).

Unter den übrigen Technologien hält die Kleinwasserkraft den grössten Anteil. Dies entspricht 4 % der schweizweit installierten Leistung (891 MW) und 5 % der Stromerzeugung (3'711 GWh) oder nur auf die «übrigen» Technologien bezogen 40 % der Produktion und 23 % der Leistung. Dahinter folgt die Stromerzeugung aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (25 %; 2'349 GWh) und Photovoltaik (18 %; 1'683 GWh). Aufgrund der höheren Vollaststunden trägt die Kleinwasserkraft gemessen an

der installierten Leistung überdurchschnittlich stark zur Stromversorgung bei. Die Kleinwasserkraft erreicht über 4'000 Volllaststunden pro Jahr, etwas mehr als kleine Wärmekraftkopplungs-Anlagen. Nur die Kehrlichtverbrennungsanlagen und Kernkraftwerke kommen auf mehr Volllaststunden.

Die Schweiz importiert und exportiert über das Jahr in grossen Mengen Strom. Während im Sommerhalbjahr netto Strom exportiert wird, wird im Winterhalbjahr jeweils in relevanten Mengen Strom importiert (BFE 2019a). Daher ist die Saisonalität der verschiedenen Technologien relevant. Einen Eindruck der verschiedenen Profile können die ausgestellten Herkunftsnachweise (HKN) geben (siehe Abbildung 5). Die Analyse zeigt, dass die Photovoltaik über das Jahr am stärksten fluktuiert und im Sommer sehr viel mehr produziert als im Winter. Die Gross- und Kleinwasserkraft produzieren auch im Sommer mehr als im Winter, das Profil ist jedoch ausgeglichener. Die Biomasse ist über das Jahr recht konstant. Die Windenergie schliesslich weist ein entgegengesetztes Profil aus und liefert im Winter deutlich mehr Strom als im Sommer. Die Entwicklung der Herkunftsnachweise kann jedoch nicht telquel für die Saisonalität der Stromproduktion übernommen werden. Einerseits zeigen sie nicht den Verlauf einer fixen Anzahl Anlagen. Anlagen, die über das Jahr neu ans Netz genommen werden, stossen im jeweiligen Monat hinzu und verändern damit das Jahresprofil. Zudem können Photovoltaik Anlagen unter 30 kVA ihre Produktion einmal im Jahr ablesen und der Swissgrid im Dezember melden. Dies führt bei der Photovoltaik zu einer starken Zunahme in diesem Monat, die nicht der Produktion in diesem Monat entspricht.

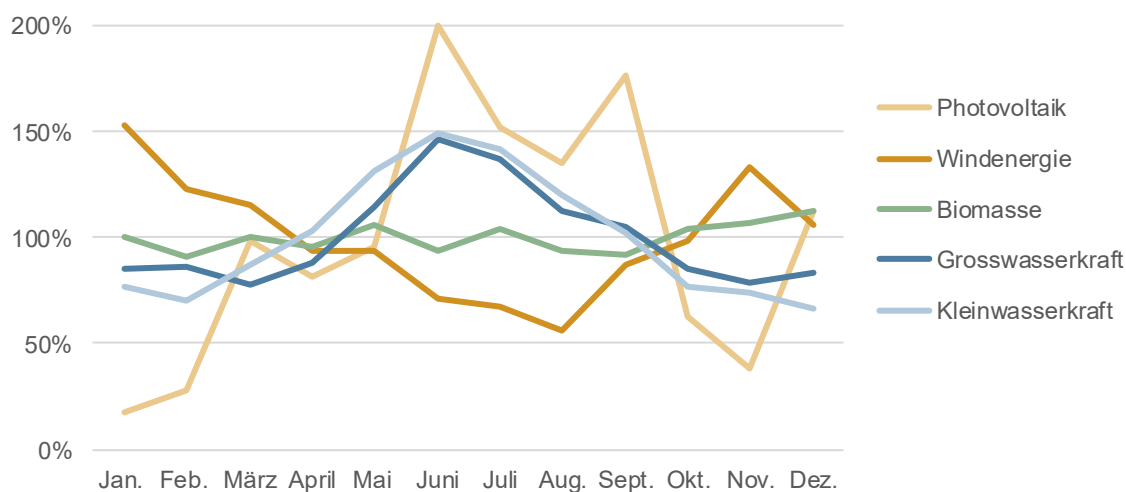


Abbildung 5: Jahresentwicklung der ausgestellten Herkunftsnachweise je nach Technologie (Durchschnitt von 2015 und 2016) (Quelle: Swissgrid 2017)

Im Sommerhalbjahr fällt in der Schweiz deutlich mehr Niederschlag als im Winterhalbjahr, so dass die Fliessgewässer dann insgesamt mehr Wasser führen und damit die Kleinwasserkraft und die Laufwasserkraft mehr Strom produzieren. Zusätzlich gelangt aus der Schnee- und Gletscherschmelze im Sommerhalbjahr zusätzliches Wasser zum Abfluss. Die kraftwerksspezifischen Erzeugungsprofile sind vom Standort abhängig. Im Hochgebirge sind sie stark durch die Schnee- und Gletscherschmelze sowie der Speicherbewirtschaftung determiniert. Dies kann zu sehr starken saisonalen Fluktuationen führen. Kleinwasserkraftwerke im Mittelland zeigen weniger starke saisonale Schwankungen, da die Niederschläge auch im Winter zeitweise in Form von Regen fallen. Während die Schnee- und Gletscherschmelze über Wochen und Monate eine gleichmässige Stromerzeugung ermöglichen, können Starkniederschläge (hauptsächlich im Sommerhalbjahr) bei einzelnen Kleinwasserkraftwerken zu fluktuierenden Produktionsprofilen führen.

Die saisonalen Schwankungen sind von Werk zu Werk sehr unterschiedlich. Ähnlich wie bei der Laufwasserkraft ist die Produktion der Kleinwasserkraft vom vorherrschenden Witterungscharakter geprägt. Ein nasser Winter oder trockener Sommer schlägt sich in den Produktionsmengen nieder.

Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit ist die «gesicherte Kraftwerksleistung» (oder Erzeugungsleistung) eines Kraftwerksparks einer der wichtigen Aspekte (RP-Energie-Lexikon 2017). Dies ist die Leistung, die mit hoher Sicherheit ständig mindestens verfügbar ist. Sie lässt sich nur für einen Kraftwerkpark oder ein Gesamtsystem angeben, nicht jedoch für einzelne Kraftwerke. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben 2015 für verschiedene Technologien berechnet, welcher Anteil der Leistung garantiert als garantiert verfügbar gelten kann (definiert als 99% der Zeit verfügbar) (ÜNB 2015). Sie haben dies auf der Grundlage vorhandener Leistungs- und Einspeisedaten für Deutschland in den Jahren 2010 bis 2014 berechnet. Die Verfügbarkeiten im Verhältnis zur installierten Leistung lagen wie folgt: Pumpspeicher: 80%, Biogas 65%, Laufwasser 25%, Wind 1% und Photovoltaik 0%. Reine Speicherkraftwerke wurden nicht betrachtet und innerhalb der Laufwasserkraft wurde nicht nach Grössenklassen unterschieden. Kleinwasserkraft ist eine Unterkategorie der Laufwasserkraft. Gesondert betrachtet kann ihre Verfügbarkeit vom Durchschnitt der Laufwasserkraft abweichen. Robust ist jedoch die Aussage zu bezeichnen, dass ihre Verfügbarkeit höher ist als Wind und Photovoltaik und tiefer als Biogas und Pumpspeicher.

Lücken

Die Kleinwasserkraft wird weder in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik noch in der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien separat aufgeführt. Die Statistiken unterscheiden zwischen Lauf- und Speicherwerken, nicht aber zwischen Gross- und Kleinwasserkraft. Entsprechend liegen hier keine monatlichen und jährlichen Daten vor. Aus der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA, BFE 2018) ist je Kraftwerk nur die erwartete Jahresproduktion einsehbar (aufgeteilt in erwartete Winter- und Sommerproduktion), nicht aber die tatsächliche Produktion. Einige grosse Produzenten weisen ihre Erzeugung pro Monat aus. Dies wäre eine mögliche, zu nutzende Quelle. Zudem könnte man die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz bezügliche Winterstromanteil von verschiedenen Grössenkategorien auswerten.

Die Daten der Herkunftsnachweise zeigen im Ansatz den Jahresverlauf, haben aber diverse Schwächen (siehe oben). Eine Bearbeitung der Daten (Artefakt der Photovoltaik-Meldungen im Dezember herausnehmen, die übers Jahr hinzukommenden Anlagen herausnehmen) würde bereits ein deutlich besseres Bild liefern.

Angaben zur gesicherten Kraftwerksleistung liegen für keine Technologien in der Schweiz systematisch vor. Auch die verfügbare Leistung zur Stunde der Jahreshöchstlast ist nicht bekannt. In der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik gibt es lediglich Angaben zur verfügbaren Leistung am dritten Mittwoch des Monats. Diese wiederum unterscheiden nur zwischen Lauf- und Speicherwerken.

Zusammenfassung

82 % der Stromproduktion in der Schweiz basierte 2017 auf Grosswasserkraft und der Kernenergie. Bei den übrigen Technologien stand die Kleinwasserkraft an erster Stelle, sie trug 5% zur Schweizer Stromerzeugung bei.

Im Durchschnitt schwankt die Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft saisonal weniger stark als bei Photovoltaik und der Windkraft, aber stärker als Biomasse. Die Saisonalität ist von Werk zu Werk sehr unterschiedlich.

Die garantierte Verfügbarkeit der Kleinwasserkraftleistung ist höher als die von Windkraft oder Photovoltaik, aber tiefer als diejenige von Biogas und Pumpspeicher.

Quellen

- BFE 2018: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Stand 1.1.2018
- BFE 2019a: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017
- BFE 2019b: Statistik Kleinstwasserkraftwerke (<300 kW)
- RP-Energie-Lexikon 2017: Gesicherte Kraftwerkleistung. [Pfad](#) (30.6.2017).
- Swissgrid 2017: Zusammenzug der Daten der ausgestellten Herkunftsnachweise für die Jahre 2015 und 2016
- ÜNB (2015): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.

2.2 Wie regel- und prognostizierbar ist die Stromproduktion der Kleinwasserkraft?

Fakten

In einem Stromnetz muss in jedem Moment genau so viel elektrische Leistung von Kraftwerken geliefert werden, wie nachgefragt wird. Ein Teil der Kraftwerke ist nicht oder kaum regelbar. Dies trifft insbesondere auf die dezentralen erneuerbaren Energien zu (Photovoltaik, Windkraft und Laufwasserkraft). Ihre Produktion wird durch äussere Einflüsse wie Sonneneinstrahlung, Wind oder Wasserführung bestimmt. Auch die Stromerzeugung der Kleinwasserkraft wird durch die Verfügbarkeit des Wassers bestimmt. Im Vergleich zu regelbaren Kraftwerken wie Speicherseen oder Gaskraftwerken ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Wind- und Laufwasserkraft kaum regelbar (RP-Energie-Lexikon 2017). Die Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseheizkraftwerk und Biogasanlagen) ist grundsätzlich regelbar, sofern die Gasspeicher von Biogasanlagen genügend gross sind und die Betriebsweise (Teillast) angepasst wird (Holzhammer et al. 2016). Viele Anlagen orientieren sich aber (noch) nicht am Strommarkt und reagieren z.B. nicht auf Strombedarfsschwankungen im Tagesverlauf, sondern produzieren nahezu konstant Strom oder folgen einem Wärmeprofil (bei WKK).

Eine gewisse Regelbarkeit ermöglichen die kraftwerksabhängige technische Konzeption, die Betriebsweise und ein Einspeisemanagement (Haber 2012). Im Vergleich zur Photovoltaik und Windkraft zeigt sich bei der Kleinwasserkraft aufgrund der flexibleren Betriebsweise eine bessere Regelbarkeit (siehe Tabelle 2). Einige wenige Kleinwasserkraftwerke verfügen zudem über einen kleinen Speicher (z.B. Weiher). Diese Speicher können bewirtschaftet werden, so dass die Produktion dieser Kleinwasserkraftwerke zumindest teilweise regelbar wird. Der grösste Teil der Kleinwasserkraftwerke verfügt jedoch nicht über Speicher.

Für die stabile Stromversorgung ist die Prognostizierbarkeit der Erzeugung von Interesse. Die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers Wasser unterliegt im Jahresverlauf Schwankungen. Im Vergleich zu Photovoltaik und Windkraft ist die Stromerzeugung der Kleinwasserkraft jedoch besser prognostizierbar, da die Wasserführung weniger stark fluktuiert als die Sonne oder der Wind. Der

kurzfristige Abfluss der nächsten Stunden und Tage wird durch die Niederschläge und Schneeschmelze der letzten Monate, Wochen, Tage und Stunden bestimmt und ist mit hydrologischen Abflussmodellen verlässlicher zu prognostizieren als Solarstrahlung und Wind, die von der Vergangenheit weniger abhängig sind. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft ist heute dank hochaufgelöster Wettermodelle zwar prognostizierbar. Die kurzzeitigen Schwankungen sind aber grösser als bei der Kleinwasserkraft (siehe Tabelle 2).

Technologie	regelbar	prognostizierbar
Kleinwasserkraft	Technische Konzeption, und Betriebsweise. Teilweise regelbar	Hydrologische Abflussmodelle, geringe Schwankungen, zukünftiger Abfluss hängt stark von den Niederschlägen der letzten Monate, Tage und Stunden ab. Kurzfristig gut prognostizierbar.
Biomasse	Teilweise regelbar. Bei angepasster Betriebsweise (Teillast) oder mit zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, Gasspeichern (Biogas) und entsprechenden Anreizen (Direktvermarktung) regelbar.	Stromerzeugung sehr gut prognostizierbar.
Photovoltaik	Wechselrichter und Einspeisemanagement. Allgemein kaum regelbar.	Solarstromprognosen auf Basis von Wettermodellen, hohe Stochastik, zukünftige Sonnenscheindauer hängt kaum vom Wetter der letzten Monate und Tage ab. Kurzfristig recht gut prognostizierbar.
Windkraft	Betriebsführung und Einspeisemanagement. Allgemein kaum regelbar (besser als Photovoltaik)	Windleistungsvorhersagen auf Basis von Wettermodellen, hohe Stochastik, zukünftige Windgeschwindigkeit hängt kaum vom Wetter der letzten Monate und Tage ab. Kurzfristig recht gut prognostizierbar.

Tabelle 2: Vergleich Kleinwasserkraft, Photovoltaik, Windkraft bezüglich Regelbar- und Prognostizierbarkeit.

Lücken

Der Anteil bzw. die Anzahl der regelbaren Kleinwasserkraftwerke ist unbekannt.

Eine Definition oder ein Mass dafür, wie regel- und prognostizierbar einzelne Kraftwerke oder Technologien sind, ist nicht verfügbar. Zudem zeigt sich eine grosse Vielfalt innerhalb einzelner Kraftwerkstechnologien.

Eine Möglichkeit wäre es, die Einspeiseprognose (Day-Ahead) einzelner Kraftwerke oder Technologien innerhalb eines Bilanzkreises mit der tatsächlichen Produktion zu vergleichen. Dieser Vergleich würde eine Aussage über die Prognostizierbarkeit erlauben.

Zusammenfassung

Die Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftwerken, sofern sie nicht über einen Speicher verfügen, ist von der aktuellen Wasserführung abhängig und daher kaum regelbar. Hingegen sind z.B. Biogasanlagen mit grossen Gasspeichern gut regelbar.

Im Vergleich zu Photovoltaik und der Windkraft ist die Produktion aus Kleinwasserkraftanlagen besser prognostizierbar, da die Abflüsse genauer vorhergesagt werden können als die Sonneneinstrahlung oder die Windgeschwindigkeit.

Quellen

- Holzhammer et al. 2016: Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung, Fraunhofer IWES, 42 Seiten.
- RP-Energie-Lexikon 2017: Residuallast. [Pfad](#) (30.6.2017).
- Haber 2012: Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Kleinwasserkraft im Stromnetz. Eine Analyse von Dipl.-Ing. Dr. Alfons Haber. Wasserkraft, Ausgabe 38/Dezember 12

2.3 Welchen Beitrag leistet die Kleinwasserkraft zur Netzstabilität und zum sicheren Netzbetrieb?

Fakten

Die Verteilung der Kleinwasserkraftwerke auf eine Vielzahl von Standorten führt zu einer dezentralen Energieversorgung mit einer hohen Systemredundanz: So hat ein Ausfall einer kleineren Anlage geringere Folgen als der Ausfall eines Grosskraftwerkes (Haber 2012).

Das konstante Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch ist die Voraussetzung für ein stabiles Stromnetz und gewährleistet die sichere Versorgung bei stabiler Frequenz. Die Kleinwasserkraft liefert einen Beitrag zur Spannungsqualität und trägt durch ihre Spannungshaltung, das Blindleistungsmanagement und die Wirkleistungsanpassung aktiv zur Netzstabilität bei (Haber 2012). Auch Biogasanlagen können rein technisch die Spannung durch Bereitstellung von Blindleistung stabilisieren, sie werden heutzutage aber noch kaum dafür eingesetzt (Holzhammer et al. 2016).

Im Gegensatz zur Photovoltaik kommen bei Kleinwasserkraftwerken, Biomasseheizkraftwerken und Biogasanlagen Turbinen und Generatoren für die Stromerzeugung zum Einsatz. Dadurch tragen sie über das Massenträgheitsmoment zur Spannungsqualität und zur Netzfrequenzhaltung bei (siehe Tabelle 3).

Kleinwasserkraftwerke, Biomasseheizkraftwerk und Biogasanlagen produzieren 3-phasigen Drehstrom inklusive Blindleistung und können im Störfall isolierte Netze (Inselversorgung) betreiben (ISKB 2014, EnergieSchweiz 2006, Holzhammer et al. 2016). Aufgrund ihrer technischen Konzeption und der Dezentralität wird die Kleinwasserkraft zur Blindleistungskompensation eingesetzt (RP-Energie-Lexikon 2017). Andere Kraftwerke wie Photovoltaik und Windkraft können diese Dienstleistung aufgrund ihrer technischen Voraussetzungen nicht bereitstellen, Grosskraftwerke aufgrund der fehlenden lokalen Aufbringung.

Nach einem Stromausfall wird das Stromsystem mit einem so genannten «Schwarzstart» wieder heraufgefahren. Dazu braucht es in jedem Netz genügend Kraftwerke, die «schwarzstartfähig» sind und eine Inselversorgung gewährleisten können (Swissgrid 2020). Kleinwasserkraftwerke können diese häufig erfüllen und daher im Rahmen des Störungsmanagements einen Beitrag leisten (Haber

2012). Biogasanlagen sind ebenfalls «schwarzstartfähig», werden aber weniger häufig dafür eingesetzt (Holzhammer et al. 2016).

Technologie	Spannungshaltung	Blindleistungsmanagement	Schwarzstartfähigkeit	Inselversorgung
Kleinwasserkraft	✓	✓	✓	✓
Biomasse	✓	✓	✓	✓
Photovoltaik	✗	✗	(✓)	(✓)
Windkraft	✗	✗	(✓)	(✓)

Tabelle 3: Vergleich des Beitrags der Kleinwasserkraft, Photovoltaik, Windkraft zur Netzstabilität und zum sicheren Netzbetrieb.

Lücken

Der Beitrag einzelner Kraftwerke oder Technologien zur Netzstabilität und zum sicheren Netzbetrieb lässt sich nur qualitativ abschätzen. Die für eine quantitative Einschätzung notwendigen Daten liegen bei Swissgrid öffentlich zugänglich nur in stark aggregierter Form vor und erlauben keine Rückschlüsse auf den Beitrag der Kleinwasserkraft.

Zusammenfassung

Die Kleinwasserkraft kann aufgrund ihrer Dezentralität und der technischen Voraussetzungen Aufgaben im Bereich der Spannungsqualität und der Netzfrequenzhaltung übernehmen. Kleinkraftwerke sind «schwarzstartfähig» und können nach einem Stromausfall für den Wiederaufbau eingesetzt werden. Kleinwasserkraftwerke können daher heute stärker als die übrigen neuen erneuerbaren Energien zur Netzstabilität und zu einem sicheren Netzbetrieb beitragen.

Quellen

- Holzhammer et al. 2016: Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung, Fraunhofer IWES, 42 Seiten.
- EnergieSchweiz 2006: Programm Kleinwasserkraftwerke Newsletter Nr. 4, St. Gallen
- ISKB 2014: Broschüre 300 Kilowatt Kraftwerke: Hintergrundinformationen
- RP-Energie-Lexikon 2017: Blindleistungskompensation. [Pfad](#) (30.6.2017)
- Swissgrid 2020: Schwarzstart und Inselbetriebsfähigkeit. [Pfad](#) (21.12.2020)
- Haber 2012: Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Kleinwasserkraft im Stromnetz. Eine Analyse von Dipl.-Ing. Dr. Alfons Haber. Wasserkraft Ausgabe 38/Dezember 12

3 Auswirkungen auf Gewässerökologie

3.1 Welche Kraftwerkstypen führen zu welchen gewässerökologischen Auswirkungen?

Fakten

Die ökologischen Auswirkungen von Kleinwasserkraftwerken auf Gewässer sind je nach Kraftwerkstyp sehr verschieden. Kraftwerke im Zusammenhang mit bestehenden Infrastrukturen wie beispielsweise einem Trinkwasserreservoir, sogenannte Infrastrukturanlagen, haben generell vernachlässigbare bis geringe Auswirkungen. Bei Fliessgewässeranlagen sind die ökologischen Auswirkungen grösser. Faktoren, welche den Umfang der Auswirkungen beeinflussen, sind u.a.:

- der Kraftwerkstyp,
- das vorhandene Wassernutzungsrecht (Umfang, Alter und Rechtsform, siehe dazu Kapitel 3.3),
- die Standortfaktoren der Anlage (z.B. gewässerökologischer Wert des Gewässers, Lage im Einzugsgebiet), und
- Ausgestaltung der Anlage und betriebliche Nutzung.

In der untenstehenden Tabelle werden die möglichen ökologischen Auswirkungen pro Kraftwerkstyp aufgezeigt.

Kategorie	Kraftwerkstyp	Mögliche ökologische Auswirkungen
Infrastruktur-anlagen mit unwesentlichen Auswirkungen	• Trinkwasserkraftwerke • Abwasserkraftwerke • Restpotenziale in alpinen Stauanlagen • Weitere (z.B. Bewässerungskraftwerke, Bergwasserableitung, industrielle Nebennutzungen, etc.)	Die ökologischen Auswirkungen der Wassergenutzung ist einer anderen Nutzung zuzuschreiben, die zusätzliche Nutzung zur Stromerzeugung führt in der Regel zu vernachlässigbaren Auswirkungen.
Infrastruktur-anlagen mit geringen Auswirkungen	• Dotierkraftwerke (Nutzung von Restwasser von grösseren Kraftwerksanlagen) • Kraftwerke an wasserbaulichen Schwellen	• Zusätzliche Beeinträchtigung durch fehlenden Fischschutz und ungenügenden Fischabstieg bei der Turbinierung Weitere Beeinträchtigungen werden durch die bestehende Infrastruktur verursacht und nicht durch den Kraftwerksbetrieb.
Fliessgewässer-anlagen mit mittleren bis grossen Auswirkungen	• Durchlaufkraftwerk² • Ausleitkraftwerk (Speicher) • Ausleitkraftwerk (Laufwasser) • Kraftwerke an wasserbaulichen Schwellen	Negative Auswirkungen: • Beeinträchtigung der (Fisch-) Durchgängigkeit und Fragmentierung Lebensräume • Beeinträchtigung des Geschiebe- und Feststoffhaushaltes im Gewässer (Kolmation der Sohle)

² Durchlaufkraftwerken stehen direkt im Fluss und benötigen keine Ausleitstrecken. Im Gegensatz zu den Ausleitkraftwerken entsteht keine Restwasserstrecke.

		• Beeinträchtigung der Gewässerlebensräume (Reduktion der Vielfalt an Wassertiefen und Fliessgeschwindigkeiten) • Entnahme von Totholz und Geschwemmel • Beeinträchtigung der Sauerstoff- und Temperaturverhältnisse Zudem bei Ausleitkraftwerken: • Beeinträchtigung der Sohle und Wasserqualität durch Spülungen von Stauräumen (Trübung, Kolmation) • Reduktion Wassermengen, Beeinträchtigung der Ausdehnung und Qualität der Lebensräume (benetzte Breiten, Diversität der Fliessgeschwindigkeiten und Wassertiefen) und Abflussdynamik in Restwasserstrecken • Beeinträchtigung der aquatischen Lebewesen durch unnatürliche, kurzfristige Veränderungen der Abflüsse (Schwall/Sunk) Positiv Auswirkungen (mehrheitlich im Einzelfall): • Entstehung neuer Lebensräume wie Seen und Flachwasserzonen sowie naturnahe Oberwasser-/ Unterwasserkanäle • Reduktion von Hochwassern, welche insbesondere im Winter / Frühling den Fischlaich sowie frisch geschlüpfte Brütlinge gefährden • Wiederherstellung der Fischgängigkeit und Verbesserung der Geschiebegängigkeit, wenn ein neues Kraftwerk an bestehende Schwelle oder Staustufe gebaut wird. • Schwall/Sunk-Sanierung durch die Ausleitung des Schwalls in ein grösseres Gewässer • Aufwertung von Lebensräumen durch Ersatzmassnahmen (geschützte Lebensräume im Gewässer, welche beeinträchtigt werden, müssen ersetzt werden, gemäss NHG) • Entnahme und umweltgerechte Entsorgung von Abfall (positiver Effekt)
--	--	--

Tabelle 4: Mögliche ökologische Auswirkungen nach Kraftwerkstypen

Lücken

Mit obenstehendem Detailgrad keine.

Zusammenfassung

Der Kraftwerkstyp ist einer der Faktoren, welche die ökologischen Auswirkungen massgeblich beeinflussen. Infrastrukturkraftwerke haben keine bis geringe Auswirkungen. Die ökologischen Auswirkungen von Fliessgewässieranlagen sind mittel bis gross und sehr stark von den lokalen Verhält-

nissen abhängig. Je nach Standort, Wassernutzungsrecht und Kraftwerkstyp sind neben den negativen Auswirkungen in Einzelfällen auch positive ökologische Auswirkungen möglich, wenn beispielsweise die Fischgängigkeit an einer bestehenden Schwelle ermöglicht oder verbessert wird.

Quellen

- BAFU 2009: Zustand von Sohle, Ufer und Umland (Ökomorphologie); Ergebnisse der ökomorphologischen Kartierung. Stand: April 2009.
- BAFU, BFE, ARE 2011: Empfehlung zur Erarbeitung kantonaler Schutz- und Nutzungsstrategien im Bereich Kleinwasserkraftwerke
- BFE 2017: Entscheidungshilfe für die ökologische Standortwahl von Schweizer Kleinwasserkraftwerken. Schlussbericht Phase A, 19. Juni 2017.
- EAWAG 2011: Faktenblatt Ökologie und Wasserkraft
- Ernst Basler + Partner AG 2010: Kleinwasserkraft – zusätzliches Potenzial an ökologisch geeigneten KEV-Standorten
- Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV 2017: Umweltauswirkungen Wasserkraft. [Pfad](#) (01.07.2017)
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen 2020: Kleinwasserkraft, Basiswissen-Dokument, Stand März 2020. [Pfad](#) (21.12.2020)

3.2 Wie entwickelte sich der Umgang mit dem gewässerökologischen Eingriff seit 1985?

Fakten

Mit der Änderung des Natur- und Heimatschutzgesetzes 1985 wurden Bauherren erstmals verpflichtet, für neue Eingriffe in schutzwürdige Lebensräume Ersatz zu leisten. Vorgesehen wurde, dass der Umfang dieser Massnahmen bei einer Neukonzessionierung im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung ermittelt wird.

Erste Etappe: Mindestrestwassermengen: Zur gleichen Zeit wurde eine Volksinitiative zum Schutz der Gewässer eingereicht, welche zur Revision des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) 1991 führte. Darin wurden erstmals Mindestrestwassermengen bei Wasserentnahmen festgelegt, welche neue Anlagen zu erfüllen hatten (Art. 31 ff).

Neben den strengeren Anforderungen für neue Anlagen strebte das revidierte Gewässerschutzgesetz auch eine Sanierung von bestehenden Anlagen mit laufendem Wassernutzungsrecht an. Dazu wurden Übergangsbestimmungen erlassen (Art. 80 ff.), welche die kantonalen Behörden verpflichtete, Strecken mit ungenügender Restwassermengen unterhalb Wasserentnahmen bis 2007 zu sanieren und ins Wassernutzungsrecht des Betreibers soweit einzugreifen, wie dies für ihn wirtschaftlich tragbar ist. Das Parlament erstreckte diese Frist im Rahmen des Entlastungsprogramms 2003 um fünf Jahre auf das Jahr 2012. Wo früher über mehrere Monate im Jahr die Restwasserstrecken trocken waren, wird heute bei sanierten Fassungen eine definierte Wassermenge dotiert, welche Lebensraum bietet für die aquatische Flora und Fauna. Eingeschränkt wird die ökologische Wirkung

dadurch, dass die Massnahmen wirtschaftlich tragbar sein müssen. Die neu definierten Restwassermengen gelten bis zum Ablauf der Konzession. Im Rahmen einer Neukonzessionierung kommen dann die erhöhten Anforderungen gemäss Art. 31 ff zum Zug.

Zweite Etappe: Schwall Sunk / Fischwanderung / Geschiebehaushalt: Im Jahr 2011 wurde das Gewässerschutzgesetz erneut revidiert mit dem Ziel, die gewässerökologischen Auswirkungen nochmals deutlich zu reduzieren. Um naturnahe Lebensräume am und im Wasser zu erhalten oder wiederherzustellen, müssen wesentliche Beeinträchtigungen durch die Wasserkraftnutzung verhindert oder bei bestehenden Anlagen bis ins Jahr 2030 beseitigt werden, namentlich:

- Verminderung der Auswirkungen durch den Schwall- und Sunkbetrieb
- Wiederherstellung der freien Fischwanderung
- Massnahmen zur Reaktivierung des Geschiebehaushalts

Stand der Umsetzung bei bestehenden Anlagen: Gemäss einer Umfrage des BAFU bei den kantonalen Gewässerschutzfachstellen waren Ende 2018 knapp 75% der Wasserentnahmen sanierungspflichtig. Von diesen waren 87% hinsichtlich Restwasser saniert (881 von 1012 sanierungspflichtigen Wasserentnahmen, BAFU 2019). Je nach Kanton bezieht sich der Anteil auf die Anzahl Anlagen oder die Anzahl Fassungen. Damit besteht heute keine Übersicht über die Anzahl Fassungen und ihren Zustand. Diese Zahlen beinhalten sowohl Gross- wie auch die Kleinwasserkraftwerke. Aufgrund der abgelaufenen Sanierungsfrist wurden die Kantone durch den Bund aufgefordert, die Restwassersanierungen möglichst rasch abzuschliessen.

Hinsichtlich der Sanierung von Schwall Sunk, freier Fischwanderung und Geschiebehaushalt haben die Kantone bis 2014 den Sanierungsbedarf der einzelnen Kraftwerke bestimmt und die Umsetzung priorisiert. Erste, wenige Kraftwerke haben Massnahmen bereits umgesetzt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse fliessen in die Planung von Sanierungsmassnahmen der weiteren Kraftwerke ein. Im Kapitel 4.1, Tabelle 7 wird der Stand der kantonalen Sanierungspläne zusammengefasst.

Ausblick: Wasserkraftwerke, welche eine neue Konzession oder eine Konzessionsverlängerung erhalten, müssen bereits heute die strengeren Anforderungen der Gewässerschutzgesetzgebung einhalten. Bestehende Kleinwasserkraftwerke werden durch die Umsetzung von Sanierungsmassnahmen bis 2030 ihre gewässerökologischen Auswirkungen nochmals deutlich reduzieren. Durch die Sanierung von Kraftwerksanlagen wird sich der Geschiebehaushalt in den Bächen und Flüssen verbessern. Zudem werden die grossräumigen Wanderungen von Fischen wieder ermöglicht sowie die Auswirkungen des Schwall Sunk-Betriebs auf die Gewässerflora und -fauna deutlich reduziert.

Bemerkung zur freien Fischwanderung: Das BAFU schätzt, dass schweizweit in Fliessgewässern 101'000 künstliche Durchgangshindernisse mit einer Absturzhöhe von mehr als 50 cm bestehen. Dabei handelt es sich zu einem sehr grossen Teil um Schwellen zur Stabilisierung der Gewässersole und nur bei einem Bruchteil um Schwellen aufgrund einer hydroelektrischen Nutzung. Diese Schwellen behindern die Aufwanderung von Fischen. Bei durchschnittlich 1.6 Hindernissen pro Gewässerkilometer beträgt die durchschnittliche hindernisfreie Fliessstrecke lediglich 750 m (BAFU, 2009). Diese Gewässerdefizite unabhängig von Wasserkraftanlagen sollen im Rahmen von Revitalisierungen behoben werden. Das BAFU geht von rund 50'000 zu sanierenden künstlichen Hindernissen aus.

Lücken

Der Stand der Umsetzung zur Restwassersanierung ist nur insgesamt für die Wasserkraft, nicht aber spezifisch für die Kleinwasserkraft verfügbar, da das BAFU in seiner Umfrage Anfang 2019

keine Unterscheidung vornahm. Zudem ist der heutige Zustand der Fassungen sanierungs- und nicht sanierungspflichtiger Anlagen nicht bekannt, da meist nur angegeben wurde, ob auf Ebene einer Anlage eine Verfügung vorliegt oder nicht. Da die Kantone für die Restwassersanierung zuständig sind, wären Angaben zu Anlagen < 10 MW bei den kantonalen Gewässerschutzfachstellen aber grundsätzlich erhältlich und auch öffentlich zugänglich. Dazu müssten die Kantone befragt werden.

Zusammenfassung

Im Jahr 1991 wurden Anforderungen an Mindestrestwassermengen bei neuen Wasserkraftwerksanlage definiert, aber auch die Sanierung von bestehenden Anlagen erwirkt. Die Frist von 2007 wurde 2003 auf 2012 verschoben. Heute sind 87% der sanierungspflichtigen Wasserentnahmen hinsichtlich Restwasser saniert. Die Wirkung der umgesetzten Sanierungen ist davon abhängig, welche Massnahmen im Einzelfall als wirtschaftlich tragbar angesehen wurden. 2011 folgte eine weitere Gesetzesänderung zur Reduktion der gewässerökologischen Beeinträchtigungen durch die Wasserkraft. Wesentliche Beeinträchtigungen hinsichtlich Schwall Sunk, freier Fischwanderung und Geschiebehauhalt müssen verhindert oder bei bestehenden Anlagen bis ins Jahr 2030 beseitigt werden. Insgesamt sind die gewässerökologischen Auswirkungen der bestehenden Anlagen in den letzten drei Jahrzehnten gesunken und werden bis 2030 durch die Umsetzung von Sanierungsmassnahmen noch stärker reduziert.

Quellen

- BAFU 2017: Restwassersanierung nach Art. 80 ff. GSchG: Stand Ende 2016 und Entwicklung seit Ende 2014.
- BAFU 2019: Restwassersanierung nach Art. 80 ff. GSchG: Stand Ende 2018 und Entwicklung seit Ende 2016.
- BFE 2016: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA)
- Bundesblatt 1979: Botschaft zu einem Bundesgesetz über den Umweltschutz (USG) vom 31. Oktober 1979, BBl 1979 III 749.
- DIANE Kleinwasserkraftwerke / c/o ITECO Ingenieurunternehmung GmbH (1996): Kleinwasserkraftwerke und Gewässerökologie – Situationsanalyse. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft.
- SKAT 2016: Gesamtstatistik Kleinstwasserkraft (< 300 kW) – Untersuchung 2015. Präsentation vom 22. Januar 2016
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2014): Kleinwasserkraft, Basiswissen-Dokument, Stand März 2014.
- Weingartner, Rolf (Ed.) 2016: Wasserkraftnutzung in der Schweiz –Grundlagen, Herausforderungen, Zukunftsszenarien. Schlussbericht zum Seminar Wasserwirtschaft des Geographischen Instituts der Universität Bern, Herbstsemester 2015. Publikation Gewässerkunde Nr. 662, Bern.

3.3 Welchen Einfluss hat das Wassernutzungsrecht auf den Umgang mit den gewässerökologischen Auswirkungen?

Fakten

In der Schweiz verfügt das Gemeinwesen über die Gewässerhoheit. Es verleiht den Betreibern von Wasserkraftanlagen langjährige Wassernutzungsrechte, damit diese ihre Investitionen über eine angemessene Zeitdauer amortisieren können. Üblicherweise sind dies Konzessionen. Mit dem Erhalt einer Konzession erhält der Konzessionär ein wohlverworbenes Recht auf die Benutzung des Gewässers, in welches nur aus Gründen des öffentlichen Wohls und gegen volle Entschädigung eingegriffen werden kann (Bundesrat, 2016). Über den bis zu 80 Jahre dauernden Konzessionszeitraum können sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen ändern. Dadurch entstehen Differenzen zwischen Kraftwerken je nach Alter des verliehenen Wassernutzungsrechts.

Bestes Beispiel dafür sind die Anforderungen an die Kraftwerke, wieviel Restwasser im Fließgewässer mindestens verbleiben muss. Während für neue Anlagen die strengeren Anforderungen gelten (Art. 31 ff GSchG), müssen bestehende Anlagen gemäss den Übergangsbestimmungen (Art. 80 Abs. 1 GSchG) eine Restwassersanierung nur in dem Masse vornehmen, als dies für den Betreiber wirtschaftlich tragbar ist. In vordefinierten Fällen wie inventarisierten Landschaften und Biotopen ordnet die Behörde weitergehende Sanierungsmassnahmen an, die vom Kanton und teilweise vom Bund getragen werden. Wird nach Ablauf der Konzession aber eine neue Konzession vergeben, sind aber auch bei bestehenden Anlagen die strengeren Anforderungen einzuhalten.

Ein Spezialfall bilden die «ehehaften Rechte», welche Kraftwerksanlagen mit einer langen Wassernutzungstradition (z.B. alte Mühlen) erlauben, Wasser aus öffentlichen Gewässern unentgeltlich und zeitlich unbefristet zu nutzen (Müller, 2009). Diese Rechte beruhen auf einer früheren Rechtsordnung vor der Einführung des eidgenössischen Sachenrechts im Jahr 1912, welches das Eigentum neu regelte. Da diese Rechte «kein Ablaufdatum» besitzen, werden nach einer Sicht des Rechtsverständnisses die strengeren Anforderungen der Mindestrestwassermengen (Art. 31 ff GSchG) nie Anwendung finden, sondern es gelten immer die Restwasserbestimmungen nach Übergangsbestimmungen (Art. 80 Abs. 1 GSchG). Nach einer anderen Sicht des Rechtsverständnisses verträgt sich die zeitlich unbegrenzte private Nutzung eines öffentlichen Gutes nicht mit den Prinzipien des modernen Rechtsstaates (aqua viva, 2016). Nach dieser Sicht müssen ehehafte Rechte in ordentliche Konzessionen überführt werden. Umweltorganisationen haben daher beispielsweise im Kanton Zug bei den Sanierungs- und Bauprojekten Kraftwerk Frauental bzw. Kraftwerk Hammer 2016 Einsprache erhoben und im letzten Fall vor dem Bundesgericht 2019 Recht erhalten (BGE 145 II 140). Dieses hat entschieden, dass sämtliche ehehaften Rechte «bei erster Gelegenheit» in Konzessionen überführt werden müssen. Davon betroffen sind schweizweit mehrere hundert Anlagen (BAFU, 2019). Aktuell ist jedoch noch unklar wie die Kantone damit umgehen werden. Eine Überführung von ehehaften Rechten in Konzessionen hätte für die Wasserkraftwerksbetreiber Folgen. Kraftwerksanlagen mit einer Konzession haben strengere Restwasservorschriften zu erfüllen (Art. 31 ff GSchG), eine Konzession ist im Gegensatz zum ehehaften Recht auf 80 Jahre beschränkt (Art. 58 WRG) und schliesslich ist beim ehehaften Recht kein Wasserzins zu entrichten, bei Konzessionen für Wasserkraftanlagen mit einer Grösse von über 1MW jedoch schon (Art. 49 Abs. 4 WRG). Untenstehende Übersicht zeigt die heute bestehenden Unterschiede der ökologischen Massnahmen je nach Zeitpunkt des verliehenen Wassernutzungsrechts. Daraus wird ersichtlich, dass nach 2030 voraussichtlich alle Wasserkraftwerke hinsichtlich Schwall-Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebehaushalt den gleichen ökologischen Standard haben werden und die wesentlichen Beeinträchtigungen saniert sein werden. Beim Restwasser wird sich die Anzahl der Anlagen, welche

Restwassermengen nach Übergangsbestimmungen dotieren, laufend verringern, da die zeitlich befristeten Konzessionen auslaufen. Im Rahmen der Neukonzessionierungen gelten dann die strenger Anforderungen an die Mindestrestwassermenge. Beim Spezialfall ehehaften Rechte gelten bis zur Konzessionierung die Restwassermengen gemäss Übergangsbestimmungen. Nach der Konzessionierung gelten die strenger Mindestrestwassermengenbestimmungen nach Art. 31 ff GschG.

Nr.	Wassernutzungs-recht	Restwasser	Schwall-Sunk, Fischgängigkeit, Geschiebe
1	Konzessionierung* nach 2011	Mindestrestwassermengen	Gesetzliche Vorgaben sind erfüllt
2	Konzessionierung* 1991 bis 2011	Mindestrestwassermengen	Sanierungspflicht bis 2030
3	Konzessionierung* vor 1991	Sanierung nach Übergangsbestimmungen	Sanierungspflicht bis 2030
4	Ehehafte Rechte	Sanierung nach Übergangsbestimmungen	Sanierungspflicht bis 2030

Tabelle 5: Zusammenhang zwischen Alter des Wassernutzungsrechts und ökologischen Auswirkungen

* oder Bewilligung

Lücken

Schweizweit besteht keine Übersicht über die Anzahl, Alter und Natur der verliehenen Wassernutzungsrechte an Kleinwasserkraftwerke. Hinweise gibt die Restwasserkarte aus dem Jahr 2007 des BAFU. Die Daten sind jedoch nicht vollständig (es fehlt z.B. der Kanton Neuenburg) und in dieser Karte nicht mehr aktuell. Die Kantone verfügen einzeln über aktuellere Informationen. In welcher Form diese zusammengefasst beim BAFU vorliegen, ist nicht klar. Zudem gibt die Wasserkraftstatistik des BFE Auskunft zu Art, Alter und Dauer der Konzession für Anlagen über 300 kW.

Zusammenfassung

Das dem Kraftwerksbetreiber verliehene Wassernutzungsrecht hat Auswirkungen auf die Gewässerökologie. Kraftwerke, welche nach 2011 neu konzessioniert wurden, haben zurzeit mehrheitlich geringere ökologische Auswirkungen als laufende Konzessionen, welche vor 1991 verliehen wurden. Ehehafte Rechte bildeten bisher einen Spezialfall, deren rechtlicher Status mit dem Bundesgerichtsurteil (BGE 145 II 140) vom 29. März 2019 weitgehend geklärt wurde.

Quellen

- aqua viva 2016: Fischrückgang in der Schweiz, wo stehen wir heute?; Die Zeitschrift für Gewässerschutz, Nr. 2 / 2016
- BAFU 2019: Information der Kantone zu den Auswirkungen des Bundesgerichtsurteils 1C_631/2017 vom 29. März 2019 (BGE 145 II 140) bei Wasserkraftwerken mit ehehaften Wasserrechten
- Bundesgerichtsentscheid BGE 127 II 69. www.bger.ch (Zugriff: 01.07.2017)

- Bundesgerichtsentscheid BGE 145 II 140. https://entscheide.weblaw.ch/cache.php?link=29.03.2019_1c_631-2017&sel_lang=de (Zugriff 24.03.2020)
- Bundesrat 2016: Erweiterung des Wassernutzungsrechts mit Zusatzkonzessionen, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 12.3223 „Effizienzsteigerung von Wasserkraftwerken ohne Neukonzessionierung ermöglichen“ von Nationalrat Bernhard Guhl vom 15. März 2012
- Luzerner Zeitung 2017: Veraltetes Recht oder legitime Tradition, Ausgabe vom 2. Mai 2017
- Müller, Georg 2009: Eingriffe in wohlerworbene Rechte im Kontext aktueller Fragen der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, «Wasser Energie Luft» – 101. Jahrgang.

3.4 Wie werden ökologische Sanierungsmassnahmen von bestehenden Anlagen finanziert?

Fakten

Die Vorschriften zur ökologischen Sanierung von bestehenden Anlagen und Wasserrechten sowie ihre Finanzierung sind in Tabelle 6 in der Übersicht dargestellt und weiter unten beschrieben.

Verpflichtung zu...	Vorschrift seit wann?	Finanzierung der Massnahmen
Sanierung Restwasser	1991 (Änderung des Gewässerschutzgesetzes)	In jedem Fall: Finanzierung durch Kraftwerksbetreiber soweit wirtschaftlich tragbar Im Spezialfall: Einbussen durch weitergehende Sanierungsmassnahmen, insbesondere bei inventarisierten Landschaften und Biotopen, werden durch Kantone, evtl. unter Beteiligung durch den Bund , finanziert.
Sanierung Schwall-Sunk, Fischgängigkeit, Geschiebehaushalt	2011 (Änderung des Gewässerschutzgesetzes)	Die Finanzierung der Entschädigung erfolgt über alle Stromkonsumenten durch einen Zuschlag von 0.1 Rp./kWh auf Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Betreiber mit Sanierungspflicht erhalten die vollen anrechenbaren Kosten der Massnahmen zurückerstattet, sofern sie die Voraussetzungen erfüllen.
Ökologischen Aufwertungsmassnahmen bei einer Zertifizierung mit dem Ökostromlabel «naturemade star»	1999 (Gründung Trägerverein) Freiwillige Massnahme zur Erlangung des Ökostromlabels	Die Stromkonsumenten , die sich für Strom mit dem «naturemade star» Qualitätslabel entscheiden, finanzieren damit die Massnahmen. Für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung > 100 kW und Dotierturbinen muss der Betreiber für das Erlangen des Labels die «green hydro» Zertifizierungskriterien einhalten und 1 Rp./kWh für Revitalisierungsmassnahmen im Einzugsgebiet in einen Fonds einzahlen.

Tabelle 6 Verpflichtungen, Vorschriften und Finanzierungsmechanismen (BAFU (2016), PWC (2009); Bundeblatt (1979))

Sanierung Restwasser: Die kantonalen Behörden sind verpflichtet, Strecken mit ungenügender Restwassermengen unterhalb Wasserentnahmen zu sanieren und ins Wassernutzungsrecht des Betreibers soweit einzugreifen, wie dies ohne Entschädigung des Betreibers möglich ist, das heisst soweit dies für den Betreiber «wirtschaftlich tragbar» ist. Somit wurde für die Finanzierung vorwiegend der Betreiber verpflichtet. Einzig bei Biotopen und Landschaften von besonderer Bedeutung, die in nationalen oder kantonalen Inventaren sind (Art. 80, Abs. 2 GschG), sollten die Kantone sowie der Bund die Abgabe von weitergehenden Dotierwassermengen finanzieren. Schwierigkeiten bei

der Umsetzung bereitete den Kantonen insbesondere die Festlegung der «wirtschaftlichen Tragbarkeit». Gemäss neuerer Rechtsprechung (Bundesgerichtsentscheid zu den Misoxer Kraftwerken AG (2012)) sind selbst bei relativ ungünstigen betrieblichen Verhältnissen Produktions- bzw. Erlöseinbussen von 1 bis 2% noch zumutbar. Bei durchschnittlichen Verhältnissen sind solche bis zu 5% zu erwägen und bei sehr guter Ertragslage und abgeschriebenen Anlagen können es auch mehr sein (TEC 21, 2013).

Schwall-Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebehaushalt: Im Jahr 2011 wurde das Gewässerschutzgesetz erneut revidiert, um wesentliche Beeinträchtigungen durch bestehende Anlagen bis 2030 zu beseitigen, namentlich:

- Verminderung der Auswirkungen durch den Schwall- und Sunkbetrieb
- Wiederherstellung der freien Fischwanderung
- Massnahmen zur Reaktivierung des Geschiebehaushalts

Diese neuere gesetzliche Sanierungspflicht für bestehende Anlagen wird mit einem generellen Zuschlag auf die Kosten des Stromnetzes finanziert. Damit werden die Massnahmen durch die Stromkonsumenten finanziert. Mit dem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze stehen jährlich ca. 50 Mio. Franken zur Verfügung. Das ergibt bis zur Sanierungsfrist von 2030 rund 1 Mr. Fr. Entschädigt wird damit diejenige Sanierungsvariante, welche die wesentliche Beeinträchtigung behebt und das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweist.

Ökologische Aufwertung Ökostromlabel «naturemade star»: Betreiber können freiwillig Massnahmen umsetzen, um das ökologische Qualitätslabel «naturemade star» zu erhalten. Eine der Bedingungen für den Erhalt der Zertifikats ist die Einzahlung von 1 Rp./kWh in einen Fonds, welcher durch den Betreiber verwaltet wird und mit welchem im Einzugsgebiet der Anlage ökologische Aufwertungsprojekte finanziert werden. Im Endeffekt werden die Massnahmen durch die bewusste Wahl des teureren Ökostromproduktes durch die Endkunden finanziert. Schweizweit stammen heute rund 410 GWh/a aus 72 Kleinwasserkraftanlagen, welche strengere ökologische Anforderungen erfüllen als Anlagen ohne Zertifizierung (VUE 2017).

Von Anfang 2000 bis Ende 2015 wurden 77 Mio. Franken für ökologische Verbesserungsmassnahmen bereitgestellt. Rund die Hälfte dieses Betrages wurde durch Kleinwasserkraftwerke generiert, die andere Hälfte durch die Grosswasserkraft. Im gleichen Zeitraum wurden rund 50% des Gesamtbetrags bereits für Massnahmen ausbezahlt, an erster Stelle für die Revitalisierung und die Neuschaffung von Gewässern. Weitere 30% waren Ende 2015 für konkrete Projekte reserviert (VUE 2017).

Neben dem «naturemade star»-Label gibt es weitere Zertifizierung von Strom aus erneuerbaren Energien in der Schweiz (z.B. naturemade basic, Produkt EE01 und Produkt EE02 der TÜV Süd). Als einziges Label schreibt naturemade star die Förderung von ökologischen Verbesserungen im Einzugsgebiet der Anlage vor (VUE 2016).

In der Tabelle nicht dargestellt sind die ökologischen Ersatzmassnahmen nach NHG, da diese nur bei Neukonzessionierungen bzw. neuen Eingriffen zum Tragen kommen. Sie werden von den Betreibern finanziert.

Lücken

Zu den Kosten der erfolgten und ausstehenden Restwassersanierungen bestehen keine Daten. Die Kosten für die Sanierung der Kraftwerke bezüglich Schwall-Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebehauhalt sind noch nicht bekannt. Da die Finanzierung jedoch über den Netzzuschlag erfolgt, sind die bereitstehenden Mittel bekannt und werden die Daten auch in den nächsten Jahren laufend erhoben.

Zusammenfassung

Die Finanzierungsmechanismen von Massnahmen zur ökologischen Sanierung von Kraftwerken haben sich in der Vergangenheit stark gewandelt. Für die Sanierung der Strecken mit ungenügender Restwassermenge muss im Grundsatz der Betreiber aufkommen. Die neuere gesetzliche Sanierungspflicht hinsichtlich Schwall-Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebehauhalt wird von den Stromkonsumenten mit einem Zuschlag von 0.1 Rp./kWh auf die Netzkosten finanziert. Freiwillige ökologische Aufwertungsmassnahmen werden durch zertifizierte Ökostromprodukte finanziert, für welche der Endkunde einen höheren Preis bezahlt.

Quellen

BAFU 2016: Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen: Finanzierung der Massnahmen. Ein Modul der Vollzugshilfe «Renaturierung der Gewässer». Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Vollzug Nr. 1634: 51 S

BAFU 2017: Restwassersanierung nach Art. 80 ff. GSchG: Stand Ende 2016 und Entwicklung seit Ende 2014.

Bundesblatt 1979: Botschaft zu einem Bundesgesetz über den Umweltschutz (USG) vom 31. Oktober 1979, BBl 1979 III 749.

PriceWaterhouseCoopers 2009: Green electricity making a difference, an international survey of renewable electricity labels

Renaturierung der Gewässer, Planung und Umsetzung: Überblick und Stand der Arbeiten. Präsentation von Rémy Estoppey (BAFU), Hugo Aschwanden (BAFU), Andreas Knutti (BAFU), Fachtagung vom 16.11.2015

TEC21 2013: Restwasser: Bundesgericht schafft Klarheit, Lukas Denzler, 11/2013.

VUE Verein für umweltgerechte Energie 2015: Faktenblatt zum Fonds und zur Verwendung der Fondsmittel, naturemade star Fonds für ökologische Verbesserungsmassnahmen am Gewässer, 30.11.2015.

VUE Verein für umweltgerechte Energie 2016: Zertifizierung von Strom aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Vergleich, November 2016.

VUE Verein für umweltgerechte Energie 2017: Schriftliche Auskunft vom 03.07.2017 zum Anteil der KWKW an Einzahlungen in naturemade star-Fonds.

4 Verpflichtung ökologische Sanierung

4.1 Welche Kraftwerkstypen sind zu welchen ökologischen Sanierungsmassnahmen verpflichtet?

Fakten

Mit der Erarbeitung der strategischen Planung zur ökologischen Sanierung der Wasserkraft haben die Kantone bis Ende 2014 eine Bestandsaufnahme der bestehenden Kraftwerkanlagen durchgeführt. Dabei haben sie diejenigen Anlagen festgestellt, welche eine wesentliche Beeinträchtigung hinsichtlich Fischdurchgängigkeit, Schwall-Sunk oder Geschiebehaushalt verursachen und daher sanierungspflichtig sind. Diese Anlagen müssen bis 2030 die wesentlichen Beeinträchtigungen beheben. Das BAFU hat die Sanierungspläne der Kantone ausgewertet (siehe Tabelle 7). Zu berücksichtigen gilt, dass die Gross- und die Kleinwasserkraft dabei zusammengefasst vorliegt. Insbesondere bei Schwall-Sunk werden die Beeinträchtigungen vorwiegend durch die grossen, alpinen Speicherkraftwerke erzeugt.

Beeinträchtigung	Anzahl überprüfte / sanierungspflichtige Anlagen
Fischgängigkeit	• 2075 Hindernisse überprüft • 677 sanierungsbedürftig für Fischaufstieg • 724 sanierungsbedürftig für Fischschutz / Fischabstieg
Geschiebehaushalt	• ca. 1000 Kraftwerke untersucht • 134 Anlagen sanierungsbedürftig • 62 Anlagen abschliessende Beurteilung noch offen • 18 Anlagen von Sanierungspflicht entbunden, da nicht machbar oder nicht verhältnismässig
Schwall-Sunk (betrifft vorwiegend Grosswasserkraftwerke)	• 675 Anlagen überprüft • 102 Anlagen sanierungspflichtig • 17 Anlagen abschliessende Beurteilung noch offen

Tabelle 7 Gross- und Kleinwasserkraft: Stand der kantonalen Sanierungspläne nach Beeinträchtigung (Quelle: BAFU 2015)

Untenstehende Tabelle zeigt pro Kraftwerkstyp die mögliche Sanierungspflicht und mögliche Massnahmen.

Kraftwerkstyp	Mögliche Sanierungspflicht	Mögliche Massnahmen
• Dotierkraftwerke • Kraftwerke an was-serbaulichen Schwellen	• Sanierung Fischabstieg und Fischschutz	• Feinrechen bei Turbineneinlauf oder Leitrechen als Verhaltensbarrieren • Bau Fischabstiegshilfe, Einbau fischfreundliche Turbinen und/oder betriebliche Massnahmen wie Öffnen der Wehre in Wanderzeiten
• Durchlaufkraftwerk • Kraftwerke an was-serbaulichen Schwellen	• Sanierung Fischgängigkeit inkl. Sicherstellung Fischschutz • Sanierung Geschiebehaushalt	• Feinrechen bei Turbineneinlauf oder Verhaltensbarrieren • Einbau fischfreundlicher Turbinen und/oder betriebliche Massnahmen • Bau Fischauf- und abstiegshilfe • Kieszugaben / Änderung Geschiebewirtschaftung

• Ausleitkraftwerk (Speicher) • Ausleitkraftwerk (Laufwasser)	• Sanierung Fischgängigkeit inkl. Sicherstellung Fischschutz • Sanierung Geschiebehaushalt • Sanierung Schwall-Sunk	• Feinrechen bei Turbineneinlauf oder Leitrechen als Verhaltensbarrieren • Bau Fischauf- und abstiegshilfe • Einbau fischfreundliche Turbinen und/oder betriebliche Massnahmen • Kieszugaben / Änderung Geschiebebewirtschaftung • Spülung Stauräume bei Hochwasser • Betrieblich Massnahmen zur Verringerung von Schwall-Sunk • Schwall-Sunk Ausgleichsbecken oder Schwall-Ausleitkraftwerk
--	---	--

Tabelle 8 Ökologische Sanierungsmassnahmen je Kraftwerkstyp

Im Rahmen der Erarbeitung der strategischen Planungen haben die Kantone auch die Durchgängigkeit für Fische an Kraftwerksanlagen beurteilt, welche bereits vor der GSchG-Revision im Jahr 2011 über eine Fischwanderhilfe verfügten. Dabei zeigte sich auch, dass rund 58% der Fischaufstiegshilfen die Fischwanderung nicht sicherstellen.

Lücken

Das BAFU hat die Zahlen zu den sanierungsbedürftigen Anlagen aggregiert publiziert. Es kann daher keine Aussage zur Kleinwasserkraft abgeleitet werden. Dazu müssten die Einzeldaten ausgewertet werden.

Zusammenfassung

Im Rahmen der strategischen Planung der Kantone, welche 2014 abgeschlossen wurde, wurden diejenigen Kraftwerksanlagen erhoben, welche eine wesentliche Beeinträchtigung der genutzten Gewässer hinsichtlich Fischdurchgängigkeit, Geschiebehaushalt und Schwall-Sunk (nur Ausleitkraftwerke betroffen) verursachen und daher sanierungsbedürftig sind. Schweizweit sind dies etwa:

- Rund 100 Wasserkraftwerke, die künstliche Abflussschwankungen (Schwall-Sunk) verursachen
- Je etwa 700 Hindernisse bei Wasserkraftanlagen für den Fischauf- und Fischabstieg
- Knapp 200 Wasserkraftwerke, die Geschiebedefizite verursachen

Quellen

BAFU 2015: Renaturierung der Schweizer Gewässer: Die Sanierungspläne der Kantone ab 2015.

BAFU 2016: Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen: Finanzierung der Massnahmen. Ein Modul der Vollzugshilfe «Renaturierung der Gewässer». Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Vollzug Nr. 1634: 51 S

BAFU 2017: Ökologische Sanierung Kleinwasserkraft; Finanzierung von Massnahmen zur ökologischen Sanierung der Wasserkraft, Präsentation M. Pfändler, Workshop Swiss Small Hydro, 27.3.17 St. Gallen

4.2 Welchen Anteil der Kosten einer ökologischen Sanierung werden übernommen?

Fakten

Nachfolgende Ausführungen beziehen sich auf die ökologischen Sanierungsmassnahmen zur Beseitigung der wesentlichen Beeinträchtigung von Schwall-Sunk, Geschiebehauhalt oder Fischgängigkeit. Dem Inhaber einer Wasserkraftanlage werden die Kosten zurückerstattet, sofern folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

- Die bestehende Wasserkraftanlage ist gemäss den kantonalen strategischen Planungen sanierungspflichtig.
- Die Massnahme ist vor Ablauf der gesetzlichen Sanierungsfrist bis Ende 2030 umgesetzt.
- Die Massnahme ist geeignet, erforderlich und verhältnismässig.
- Die Massnahme wird wirtschaftlich umgesetzt (unter anderem öffentliche Ausschreibung der Unternehmerarbeiten).
- Die Kosten sind tatsächlich entstanden sowie unmittelbar und zwingend für zweckmässige Ausführung der Massnahmen notwendig.

Finanziert werden Kosten über alle Phasen, von der Auswahl und Projektierung zur Umsetzung, Wirkungskontrolle und gegebenenfalls Nachbesserung. Zudem werden sowohl die Kosten einmaliger baulicher Massnahmen als auch die Kosten betrieblicher wiederkehrender Massnahmen finanziert. Zu letzteren gehören Erlöseinbussen, beispielsweise aufgrund der Mehrdotations einer Fischaufstiegshilfe, der Wasserabgabe für künstliche Hochwasser oder der verringerten Fallhöhe infolge Einbaus eines «ökologischen» Rechens. Die Energieverordnung zeigt auf, welche Kosten anrechenbar sind und welche nicht. Zu letzteren gehören beispielsweise Unterhaltskosten von Anlagen oder Steuern. Ebenfalls nicht anrechenbar sind Massnahmen, welche der Kraftwerksinhaber aus technischen oder betrieblichen Gründen durchführen muss, z.B. die Feststoffbewirtschaftung im Stauraum.

Lücken

Es ist in der Vollzugshilfe klar definiert, welche Kosten anrechenbar sind und welche nicht. In der Beurteilung der Verhältnismässigkeit sowie Wirtschaftlichkeit von Massnahmen besteht jedoch Ermessensspielraum, der schweizweit einen Abgleich unter den kantonalen Behörden erfordert.

Zusammenfassung

Die Inhaber bestehender Anlagen erhalten die vollen anrechenbaren Kosten der ökologischen Sanierungsmassnahme über alle Projektphasen zurückerstattet, sofern gewisse Voraussetzungen erfüllt sind. Unter anderem muss eine Sanierungspflicht vorliegen, die Massnahmen bis 2030 umgesetzt sein sowie wirtschaftlich und verhältnismässig sein. Anrechenbar sind sowohl Kosten von einmaligen baulichen Massnahmen wie auch wiederkehrende betriebliche Massnahmen, bei welchen Erlöseinbussen entstehen.

Quellen

BAFU 2016: Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen: Finanzierung der Massnahmen. Ein Modul der Vollzugshilfe «Renaturierung der Gewässer». Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Vollzug Nr. 1634: 51 S

BAFU 2017: Ökologische Sanierung Kleinwasserkraft; Finanzierung von Massnahmen zur ökologischen Sanierung der Wasserkraft, Präsentation M. Pfändler, Workshop Swiss Small Hydro, 27.3.17 St. Gallen

BAFU 2017: Ökologische Sanierung Kleinwasserkraft; Hintergrund, Prozess & aktueller Stand, Präsentation M. Pfändler und M. Huber Gysi, Workshop Swiss Small Hydro, 27.3.17 St. Gallen

5 Andere Umweltauswirkungen

5.1 Welches sind andere Umweltauswirkungen der Kleinwasserkraft im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsformen?

Fakten

Zur Erhebung und Zusammenfassung von globalen und regionalen Umweltauswirkungen werden Ökobilanzen über den gesamten Lebenszyklus eines Produktes oder einer Dienstleistung erhoben. Dabei ist zu beachten, dass der lokale Eingriff auf die Arten- und Lebensräume nicht mit bilanziert wird (siehe dazu Kapitel 3). In der Schweiz gibt es gute Datengrundlagen zu den Ökobilanzen von verschiedenen Energiesystemen (KBOB 2017).

Treibhausgasemissionen

Ein Vergleich verschiedener Stromerzeugungstechnologien zeigt, dass die Wasserkraft bezüglich Treibhausgasemissionen nach der Kehrlichtverbrennung die zweitbeste Technologie ist (Abbildung 6). Die Emissionen variieren jedoch auch innerhalb einzelner Technologien stark, dies ist auf Standorteigenschaften, Technologiecharakteristika sowie Wirkungsgrade, Anlagenleistungen und Brennstoffeigenschaften zurückzuführen. Unter Wasserkraft werden dabei alle Technologien mit Ausnahme der Pumpspeicherung subsumiert. Bis 2050 wird die CO₂-Belastung bei den meisten Technologien aufgrund der technologischen Entwicklung noch einmal abnehmen (Ausnahmen bilden die Kernkraft sowie die Wasserkraft). Schlechtere Verfügbarkeit von Uran, Erdgas und Kohle kann bei den entsprechenden Kraftwerken zu einer Erhöhung der CO₂-Belastung führen (PSI, 2017).

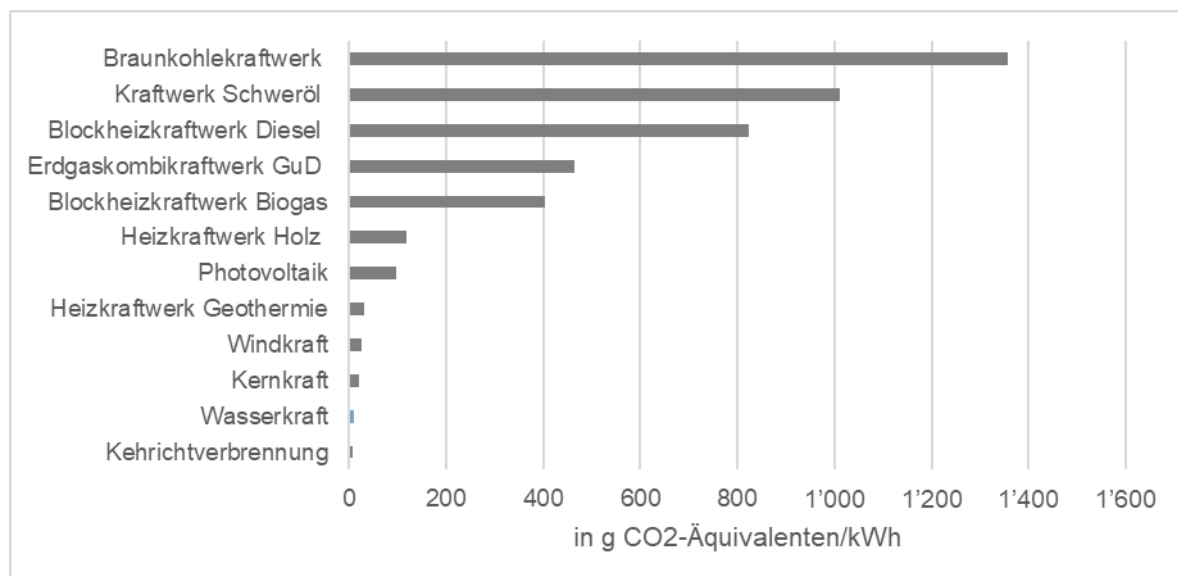


Abbildung 6: CO₂-Äquivalente je produzierte kWh für verschiedene Stromerzeugungstechnologien. Quelle: KBOB (2017).

Umweltbelastungspunkte '13

Auch gemessen an Umweltbelastungspunkten gehört die Wasserkraft zu den umweltfreundlichsten Technologien (Abbildung 7). Insgesamt zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei einem Vergleich der CO₂-Äquivalente. Allerdings berücksichtigen Ökobilanzen nicht alle Umweltauswirkungen. So sind ökologische Aspekte wie Restwassernutzung und Schwall-Sunk-Betrieb nicht berücksichtigt.

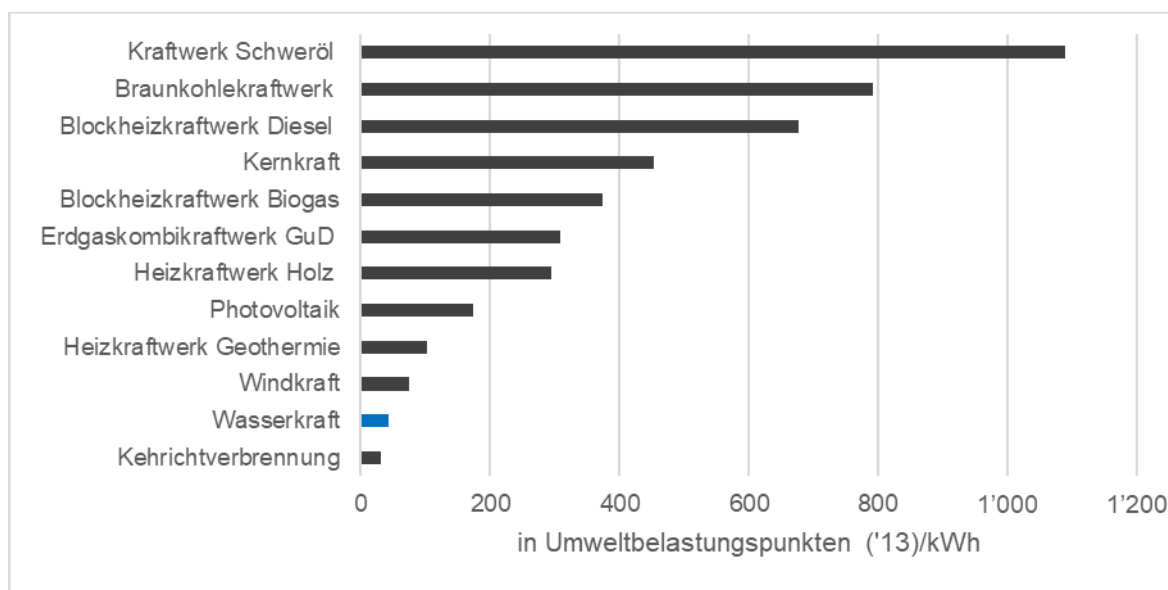


Abbildung 7: Umweltbelastungspunkte '13 je produzierte kWh für verschiedene Stromerzeugungstechnologien. Quelle: KBOB (2017).

Erntefaktoren

Als Erntefaktor oder Energy Return on Energy Investment (EROI) wird das Verhältnis des erzeugten Stroms zur investierten grauen Energie bezeichnet. Wasserkraftanlagen schneiden dabei im Vergleich zu sämtlichen anderen Stromproduktionstechnologien mit Abstand am besten ab. Der Erntefaktor von Laufwasserkraftwerken ist dabei noch etwas besser als jener von Speicherkraftwerken. Bei den Technologien Photovoltaik und Wind ist aufgrund von weiterem technischen Fortschritt in Zukunft noch mit einer Verbesserung des Erntefaktors zu rechnen.

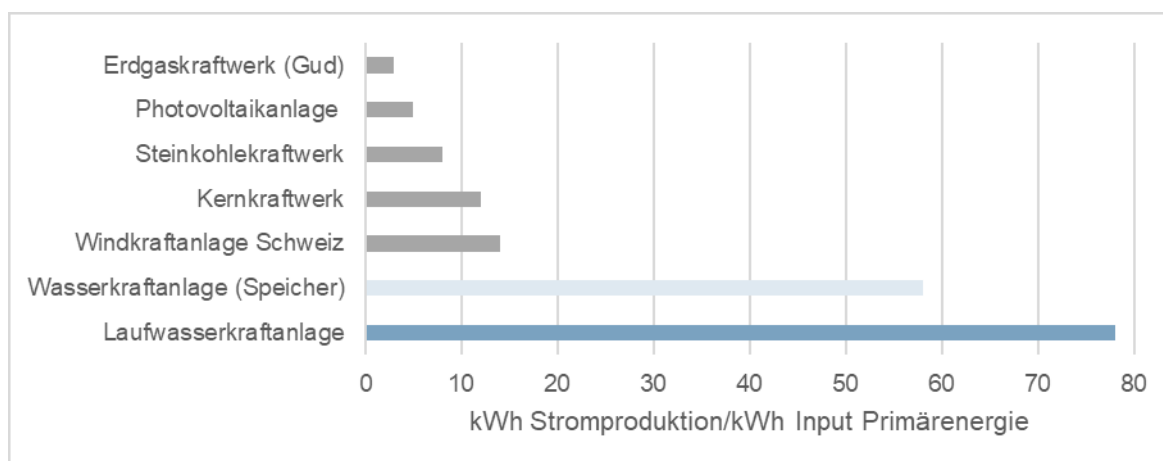


Abbildung 8: Erntefaktoren von verschiedenen Technologien zur Stromerzeugung: Stromproduktion (MJ) pro Input Primärenergie (MJ). Quelle: SATW, 2018

Lücken

Spezifisch für die Kleinwasserkraft, definiert an der Leistungsgrenze von 10 MW, werden die Umweltauswirkungen nicht ausgewiesen.

Zusammenfassung

Ökobilanzen betrachten die globalen und regionalen Umweltauswirkungen einer Technologie, nicht aber lokale Auswirkungen auf Arten und Lebensräume. Der Vergleich von solchen Ökobilanzen verschiedener Stromerzeugungstechnologien zeigt, dass die Wasserkraft bezüglich Treibhausgasemissionen, der Methode der Umweltbelastungspunkte und dem Erntefaktor zu den umweltfreundlichsten Technologien gehört.

Quellen

- KBOB/treeze 2017: Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen
- ESU-services 2012: Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation
- PSI 2017: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen
- SATW 2018: Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland

6 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken hängt hauptsächlich von den Gestehungskosten und vom Ertragsmodell ab. Die Kraftwerke unterschiedlicher Technologien haben Zugang zu unterschiedlichen Ertragsmodellen und die Gestehungskosten variieren stark.

6.1 Wie sind die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken im Vergleich mit anderen Kraftwerkstechnologien?

Fakten

Die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken variieren aufgrund von unterschiedlichen Kraftwerkstypen, Standortfaktoren und Grössen sehr stark und betragen zwischen 8.6 und 30.4 Rp. / kWh (BFE 2016). Die nachfolgende Abbildung vergleicht die Gestehungskosten der Kleinwasserkraft mit anderen Kraftwerkstechnologien:

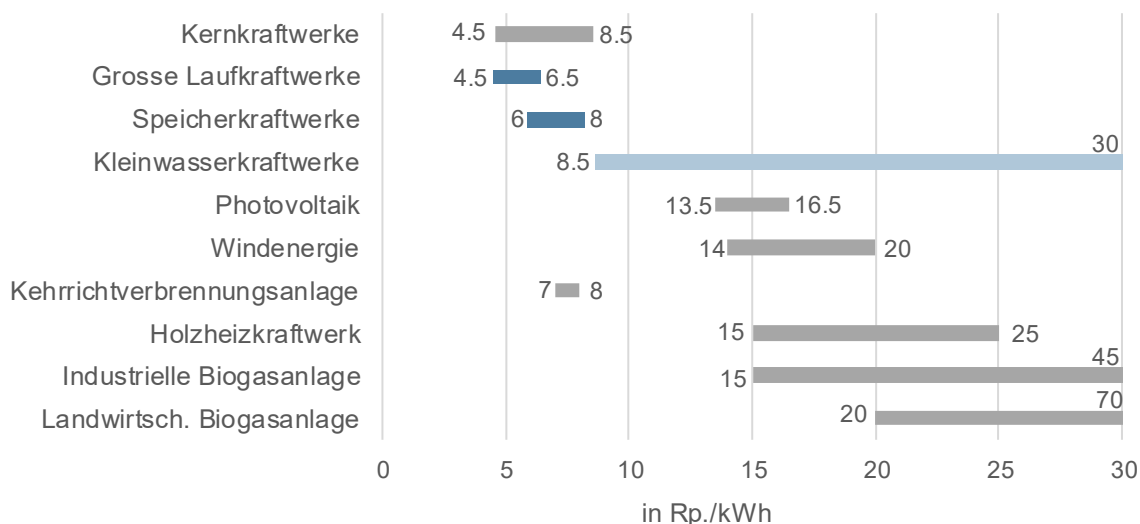


Abbildung 9: Gestehungskosten einer Kilowattstunde Strom unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien in der Schweiz (Quellen: re-resolution.ch 2016, SWV 2017, BFE 2016, Swissolar 2017, VSE 2015)

Im Vergleich mit Grosswasserkraft- und Kernkraftwerken sind die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken deutlich höher. Im Vergleich mit den anderen neuen erneuerbaren Energien lassen sich keine generellen Aussagen machen, da die Gestehungskosten einzelner Kraftwerke innerhalb der Kraftwerkstechnologien sehr unterschiedlich sind und somit die Kosten der verschiedenen Technologien eine grosse Spannweite aufweisen.

In den nächsten Jahren werden sich die Gestehungskosten von Stromproduktionstechnologien zum Teil stark verändern (Abbildung 10). Bis 2050 rechnet das PSI mit einer Reduktion der Gestehungskosten bei Photovoltaik von über 40% durch eine Reduktion der Zell- und Modulkosten und bei Windkraft von über 20% durch eine Steigerung der Produktion aufgrund von grösserer Nabenhöhe (PSI, 2017). Bei Kleinwasserkraftwerken ist mit einer Zunahme der Gestehungskosten von bis zu 20% zu rechnen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass vorteilhafte Standorte bereits genutzt werden und bei einem weiteren Ausbau der Kapazität auf weniger vorteilhafte Standorte zurückgegriffen werden muss (PSI, 2017).

Technologie	Bandbreite der Entwicklung			
Grosswasserkraftwerke	→	0%		
Kleinwasserkraftwerke	↗↗	+20%		
Photovoltaik	↘↘↘	-55%	↘↘	-40%
Windenergie	↘↘	-30%		
Holzheizkraftwerk	→	0%	↗↗	+25%
Landwirtschaftliche Biogasanlage	↘↘	-20%	↗	+5%

Abbildung 10: Annahmen zu Entwicklung der Gestehungskosten einer Kilowattstunde Strom unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien in der Schweiz bis 2050 (wo zutreffend, ist die Bandbreite der Entwicklung dargestellt) (Quelle: PSI 2017)

Lücken

Die Bandbreiten sagen nicht viel aus über den Mittelwert. Die in der Schweiz durchschnittliche Kostenstruktur ist nicht bekannt.

Zusammenfassung

Im Vergleich mit Grosswasserkraft- und Kernkraftwerken sind die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken deutlich höher. Im Vergleich mit anderen neuen erneuerbaren Energien lassen sich keine generellen Aussagen machen. Es kommt auf die individuellen Gestehungskosten der einzelnen Kraftwerke an.

Quellen

- BFE 2016: Überprüfung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze von KEV-Anlagen
- PSI 2017: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen
- re-solution.ch 2016: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz
- Swissolar 2017: Faktenblatt: Strom von der Sonne
- SWV 2017: Faktenblatt Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft
- VSE 2015: Basiswissen-Dokument Biomasseenergie
- VSE 2015: Basiswissen-Dokument Windenergie

6.2 Wie setzen sich die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken zusammen?

Fakten

Die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken setzen sich aus Betriebs- und Unterhaltskosten, Investitionskosten, Zinskosten sowie aus Abgaben (inkl. Wasserzinsen), Steuern und Versicherungskosten zusammen. Da die einzelnen Kraftwerke und deren Rahmbedingungen (z.B. Hydrologie) sich sehr stark unterscheiden, können die Kostenstrukturen der Kraftwerke sehr unterschiedlich sein.

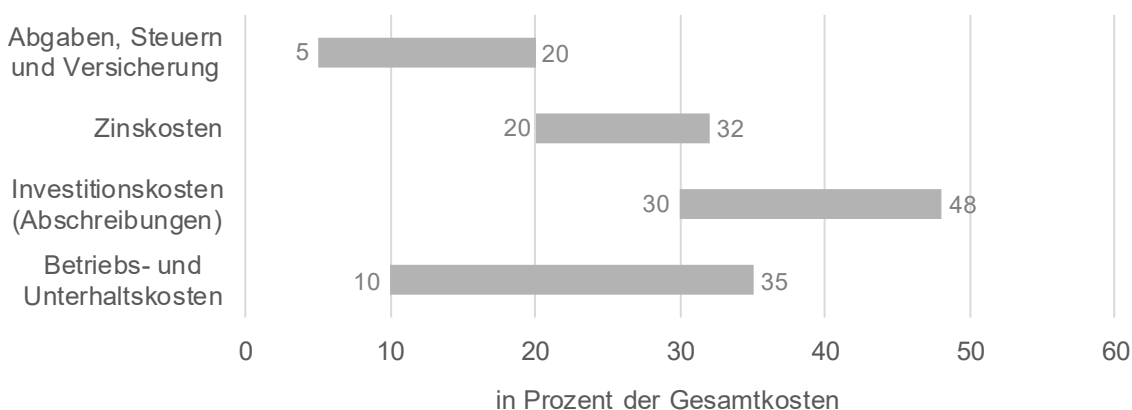


Abbildung 11: Anteile an den gesamten Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken (BFE 2016, SWV 2017)

Meist fallen die Investitionskosten in Form von Abschreibungen am stärksten ins Gewicht (30 bis 48 %). Die Investitionskosten setzen sich primär aus den Kosten für die technischen Anlagen (Turbine, Generator, elektrische Installationen, Steuerung, etc.) und für den Wasserbau (Wasserfassungen, Druckleitungen, Unterwasserkanäle, etc.) zusammen (BFE 2016).

Die Zinskosten haben in den letzten Jahren durch die Senkung des allgemeinen Zinsniveaus stark an Bedeutung verloren und betragen heute zwischen 20 und 32 % der gesamten Gestehungskosten. Die Anteile der Betriebs- und Unterhaltskosten (10 bis 35 %) sowie der Abgaben, Steuern und Versicherungen sind im Einzelfall sehr unterschiedlich (5 bis 20%) jedoch meist von signifikanter Bedeutung.

Lücken

Die Bandbreiten sagen nicht viel aus über den Mittelwert. Die in der Schweiz durchschnittliche Kostenstruktur ist nicht bekannt.

Zusammenfassung

Die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken setzen sich aus Betriebs- und Unterhaltskosten, Investitionskosten, Zinskosten sowie aus Abgaben, Steuern und Versicherungskosten zusammen. Die Kostenstruktur unterscheidet sich stark von Anlage zu Anlage, wobei meistens die Investitionskosten in Form von Abschreibungen am stärksten ins Gewicht fallen.

Quellen

- BFE 2016: Kleinwasserkraft Planung und Verfahren Leitfaden für Bauherren
- SWV 2017: Faktenblatt Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft

6.3 Welche Ertragsmodelle bestehen und wie ist ihre Wirtschaftlichkeit?

Fakten

Für Kleinwasserkraftwerke bestehen folgende Ertragsmodelle:

Verkauf an gebundene Endkunden

Voraussetzung	Der Kraftwerksbetreiber muss über eigene gebundene Endkunden verfügen.
Verkauftes Gut	Der Strom wird an gebundene Endkunden verkauft. Der HKN kann mit dem Strom an gebundene Endkunden oder separat verkauft werden.
Kombinierbarkeit	Falls der Strom an gebundene Endkunden verkauft wird, können für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen des Kraftwerks zusätzlich Investitionsbeiträge beantragt werden. Falls der HKN nicht an die gebundenen Kunden verkauft wird, kann er separat über die Einspeisevergütung oder auf dem freien Markt verkauft werden.
Heutige Erträge	Tarife, die bezüglich dem Lieferanteil Eigenproduktion sowohl die Kosten decken als auch das Erwirtschaften eines angemessenen Gewinns zulassen. Der kalkulatorische Zinssatz für das im Stromnetz gebundene Kapital bzw. der WACC (Weighted Average Cost of Capital) wird vom UVEK aufgrund der Berechnungen des BFE und nach Konsultation der EICom jährlich festgelegt.
Heutige Wirtschaftlichkeit	Aktuell (2020) beträgt der WACC für Stromnetze 3.83 %. Die Wirtschaftlichkeit ist aufgrund der Rechtsprechung gegeben (BFE 2020).

Eigenbedarf (für einzelne Verbraucher und ZEV)³

Voraussetzung	Keine Voraussetzungen für Einzelverbraucher. Für die Anerkennung eines ZEV gelten folgende Bedingungen: die Grundstücke der Energieverbraucher müssen aneinandergrenzen, das Netz des Netzbetreibers darf nicht in Anspruch genommen werden, die Produktionsleistung der Anlage muss mindestens 10 Prozent der Anschlussleistung betragen.
Verkauftes Gut	Sowohl der Strom als auch der HKN können unabhängig voneinander für den Eigenbedarf genutzt werden.

³ Gemäss Art. 16 - 18 EnG können sich mehrere Strombezüger zu einem Zusammenschluss von Energieverbrauchern (ZEV) zusammenschliessen.

Kombinierbarkeit	Falls der Strom und der HKN nicht für den Eigenbedarf genutzt wurden, können sie auf dem freien Markt verkauft werden. Falls der Strom für den Eigenbedarf genutzt wird, können für erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen zusätzlich Investitionsbeiträge beantragt werden.
Heutige Erträge	Die Erträge entsprechen den vermiedenen Kosten für den Bezug von Strom. Diese bestehen aus Kosten für die Energie und die Netznutzung sowie aus Abgaben.
Heutige Wirtschaftlichkeit	Hängt von den Gestehungskosten des Kraftwerks und den vermiedenen Kosten für den Bezug von Strom ab.

Freier Markt

Voraussetzung	Keine Voraussetzungen
Verkauftes Gut	Sowohl der Strom als auch der HKN können unabhängig voneinander auf dem freien Markt verkauft werden.
Kombinierbarkeit	Falls der Strom über die Mehrkostenfinanzierung abgegolten wird, kann der HKN auf dem freien Markt verkauft werden. Falls der Strom am freien Markt verkauft wird, können für erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen zusätzlich Investitionsbeiträge beantragt werden.
Heutige Erträge	Der Strom und der HKN können über Börsen aber auch direkt an Käufer verkauft werden. Die Preise für Bandenergie am Schweizer Grosshandelsmarkt lagen in den Jahren 2010 – 2019 zwischen € 38 und 60 / MWh.
Heutige Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit hängt grundsätzlich von den erzielten Erträgen und den Gestehungskosten des Kraftwerks ab. Die Erträge sowie die Gestehungskosten können im Einzelfall sehr unterschiedlich sein. In der heutigen Marktsituation (2020) können die Gestehungskosten durch die am Markt erzielten Erträge meist nicht gedeckt werden.

Einspeisevergütung (ab 1.1.2018 bis 31.12.2022)

Voraussetzungen	Neuanlagen, d.h. Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW sowie Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, auch wenn deren Leistung kleiner als 1 MW ist, können am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. Zudem kann der Bundesrat für weitere Wasserkraftanlagen Ausnahmen ⁴ von dieser Untergrenze vorsehen, sofern sie innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen oder mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind.
-----------------	--

⁴ EnFV SR 730.03 vom 1. November 2017 Art. 9 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen: Dotierkraftwerke, Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden, Nebennutzungsanlagen wie Wasserwasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneidungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser

Verkauftes Gut	Der HKN wird durch die Einspeiseprämie abgegolten. Der Strom muss seit dem 1.1.2020 für bisherige Anlagen > 500 kWbr und für neue Anlagen > 100 kWbr direkt vermarktet werden.
Kombinierbarkeit	Der Strom kann auf dem freien Markt oder an gebundene Endkunden verkauft werden. Für kleine Anlagen wird in der Regel ein Direktvermarkter beauftragt.
Heutige Erträge	Die Einspeiseprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenzmarktpreis. Der Vergütungssatz, der vom BFE festgelegt wird, orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von langfristig wirtschaftlichen Referenzanlagen. Das heisst, wenn beispielsweise der Vergütungssatz Rp. 28 / kWh und der Referenzmarktpreis Rp. 5 / kWh betragen, beträgt die Einspeiseprämie Rp. 23 / kWh.
Heutige Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen hängt von den individuellen Gestehungskosten des Kraftwerks ab und den gesamten Erträgen des Kraftwerks ab (Einspeiseprämie und Erlös für den Strom). Die Einspeiseprämie und der Erlös für den Strom decken grundsätzlich die Gestehungskosten (inklusive Kapitalkosten) einer Referenzanlage. Somit können die meisten Anlagen, die eine Einspeisevergütung erhalten, wirtschaftlich betrieben werden.

Investitionsbeiträge (ab 1.1.2018)

Voraussetzung	Die Betreiber von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW können für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen, die nach dem 1. Januar 2013 realisiert wurden, Investitionsbeiträge beantragen. Anlagen, die mit einem Trinkwasserversorgungs- oder Abwasserentsorgungssystem verbunden sind, sowie Anlagen, die innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen oder mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind, erhalten auch Beiträge, wenn sie kleiner sind als 300 kW.
Verkauftes Gut	Die Investitionsbeiträge werden unabhängig vom Verkauf von Strom oder HKN ausgerichtet.
Kombinierbarkeit	Die Beantragung von Investitionsbeiträgen kann mit folgenden Stromvermarktungsvarianten kombiniert werden: Eigenbedarf, Verkauf an gebundene Endkunden oder auf dem freien Markt.
Heutige Erträge	Die Investitionsbeiträge betragen für Kleinwasserkraftwerke (Leistung < 10 MW) maximal 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.
Heutige Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen hängt von den Gestehungskosten des Kraftwerks und den gesamten Erträgen des Kraftwerks ab.

Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) (bis 31.12.2017)

Voraussetzungen	Das Kleinwasserkraftwerk muss nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen, erheblich erweitert oder erneuert worden sein.
Verkauftes Gut	Durch die KEV werden sowohl der Strom als auch der HKN abgegolten.
Kombinierbarkeit	Es können keine zusätzlichen Erträge über andere Ertragsmodelle erzielt werden.
Heutige Erträge	Der Bundesrat bestimmt die Vergütungssätze und passt sie periodisch an die aktuellen Gestehungskosten an. Der Satz ist bei natürlichen Gewässern tiefer, damit ein Anreiz besteht, bereits verbaute Gewässer zu nutzen. Obwohl die Kosten bei Anlagen der Kategorie 2⁵ in der Regel deutlich tiefer sind, liegt das Maximum der Vergütung höher⁶. Die Vergütungssätze setzen sich aus einer Grundvergütung, einem allfälligen Druckstufen-Bonus und einem allfälligen Wasserbau-Bonus zusammen. Die Vergütung bei Anlagen der Kategorie 1 wurde aus Akzeptanzgründen gegen oben begrenzt und deckt somit nicht mehr in jedem Fall die Kosten einer Referenzanlage.
Heutige Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen hängt von den individuellen Gestehungskosten des Kraftwerks ab. Die KEV-Sätze decken grundsätzlich die Gestehungskosten (inklusive Kapitalkosten) einer Referenzanlage. Somit können die meisten Anlagen, die eine KEV erhalten, wirtschaftlich betrieben werden.

Mehrkostenfinanzierung (MKF)

Voraussetzung	Kleinwasserkraftwerke, die vor dem 1. Januar 2006 in Betrieb gingen und deren Bruttoleistung bis 1 MW beträgt. Der Strom muss von unabhängigen Produzenten erzeugt worden sein. Es muss ein bestehender Vertrag zwischen dem Netzbetreiber und dem unabhängigen Produzenten vorliegen.
Verkauftes Gut	Mit der MKF wird der Strom abgegolten.
Kombinierbarkeit	Der HKN kann separat verkauft oder für den Eigenbedarf genutzt werden.
Heutige Erträge	Durchschnittlich 15 Rp./kWh (bzw. 16 Rp./kWh für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 1992 und 1999)
Heutige Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen hängt von den Gestehungskosten des Kraftwerks ab.

Lücken

Es bestehen keine inhaltlichen Lücken.

⁵ EnV, SR 730.01- Stand 1. Januar 2017 – unterschied in Kategorie 1: Natürliche Fließgewässer und in Kategorie 2: Anlagen an bereits genutzten Teilen von Fließgewässern (Ver- und Entsorgungsanlagen und Unterwasserkraftwerke) sowie Nebenbetriebsanlagen, wie z. B. Trinkwasserversorgungsanlagen, Wasserentsorgungs- und -reinigungsanlagen sowie Wasserkraftwerke an Bewässerungswasser oder Kraftwerke in Verbindung mit Beschneidungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser.

⁶ EnV SR 730.01 Stand 1. Januar 2017 Anhang 1.1 Ziffer 3 vom 01.01.2017: Die Vergütung der ersten Kategorie beträgt maximal 22.1 Rp./kWh, jene der zweiten Kategorie maximal 38 Rp./kWh bei einer Inbetriebnahme ab 2014 38 Rp./kWh (vor 2014 35 Rp./kWh).

Zusammenfassung

Ertragsmodell	Voraussetzungen	Ab 2018 möglich?	Wirtschaftlichkeit
Verkauf an gebundene Kunden	Gebundene Endkunden	Ja	☺: Die rechtlichen Grundlagen erlauben das Erwirtschaften einer angemessenen Rendite. Diese liegt aktuell bei 3.8 %
Eigenbedarf	Keine bei Einzelverbraucher, ZEV: siehe oben	Ja	☺ / ☹: Hängt im Einzelfall von den Gestehungskosten des Kraftwerks und den vermiedenen Kosten für den Bezug von Strom ab.
Freier Markt	Keine	Ja	☹: Aufgrund der heutigen Preissituation können meist keine Gewinne erzielt werden, Details siehe oben
Einspeisevergütung	Ja, siehe oben	Ja ⁷	☺ / ☹: Im Einzelfall abhängig von den Gestehungskosten und den gesamten Erträgen; die Referenzanlage, die als Grundlage für die Bestimmung des Vergütungssatzes genommen wurde, kann wirtschaftlich betrieben werden
Investitionsbeiträge		Ja	☺ / ☹: Abhängig von den gesamten Erträgen und den Gestehungskosten
Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)		Nein	☺ / ☹: Im Einzelfall abhängig von den Gestehungskosten; die Referenzanlage, die als Grundlage für die Bestimmung des Vergütungssatzes genommen wurde, kann wirtschaftlich betrieben werden
Mehrkostenfinanzierung (MKF)		Nein	☺ / ☹: Falls Gestehungskosten unter 15 Rp./kWh liegen (Vergütungssatz für Strom), kann Gewinn erwirtschaftet werden

Quellen

- Bundesamt für Energie 2017, Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft, Modul III – Wirtschaftliche Aspekte
- Bundesamt für Energie 2020, Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2021. [Pfad](#) (21.12.2020).

⁷ Das Einspeisevergütungssystem läuft zwar erst 2023 (EnG Art. 38) aus, sämtliche Fördermittel wurden jedoch bereits verpflichtet und es gibt keine Fördermöglichkeit für Neuanlagen [Medienmitteilung](#) BFE 22.10.2019

7 Förderung

7.1 Wie wird die Kleinwasserkraft gefördert?

Fakten

Das Schweizer Energiegesetz bezweckt unter anderem den Übergang zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere einheimischer erneuerbarer Energien gründet (EnG, Art. 1). Neben anderen erneuerbaren Energien soll auch die Wasserkraft ausgebaut werden, konkret auf einen durchschnittlichen Beitrag von 37'400 GWh Elektrizität pro Jahr bis 2035 und einen durchschnittlichen Betrag von 38'600 GWh pro Jahr bis 2050 (EnG, Art. 2, Bundesrat 2013). Ein spezifisches Ziel für die Kleinwasserkraft besteht dabei nicht, wobei die Ziele nur unter Einbezug der Potenziale der Gross- und Kleinwasserkraft erreicht werden können.

Die Kleinwasserkraft wird aus diesem Grund gefördert. Neue Anlagen zwischen 1 und 10 MW sowie neue Nebennutzungsanlagen und andere neue Anlagen ohne negative Umweltauswirkungen werden über die Einspeisevergütung gefördert. Dies bedeutet, dass die Anlagen über 15 Jahre eine so genannte gleitende Einspeiseprämie erhalten. Diese ist so ausgestaltet, dass zusammen mit dem Ertrag aus der Vermarktung des eingespeisten Stroms ein kostendeckender Gesamtertrag resultiert. Die Eigentümer erhalten eine Grundvergütung in Abhängigkeit der Leistung, einen Druckstufen-Bonus je nach Fallhöhe und einen Wasserbau-Bonus, falls der Anteil des Wasserbaus einen relevanten Anteil des gesamten Projekts ausmachen. Anlagen unter 1 MW erhalten im Grundsatz keine Einspeisevergütung, es gibt jedoch Ausnahmen für Anlagen mit geringen Umweltauswirkungen. 2019 konnten zum letzten Mal neue Anlagen in das Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden.

Die erhebliche Erweiterung oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen werden seit 2018 über Investitionsbeiträge gefördert, sofern diese nicht amortisierbare Mehrkosten ausweisen können; die Erweiterungen mit maximal 60 % der anrechenbaren Investitionen, die Erneuerungen mit maximal 40 %.

Finanziert wird auch diese Förderung über einen Zuschlag auf die Netzkosten. Damit bezahlen die Stromkonsumenten den Zubau der Kleinwasserkraft.

Neben der direkten finanziellen Förderung werden die erneuerbaren Energien gefördert, indem deren Stromproduktion einem nationalen Interesse entspricht sowie die Bewilligungsverfahren und Begutachtungsfristen verschlankt und verkürzt werden. So erhalten mit dem revidierten Energiegesetz beispielsweise die Kommissionen und Fachstellen zum Naturschutz, Heimatschutz oder zur Denkmalpflege eine zeitliche Frist zur Einreichung ihrer Gutachten.

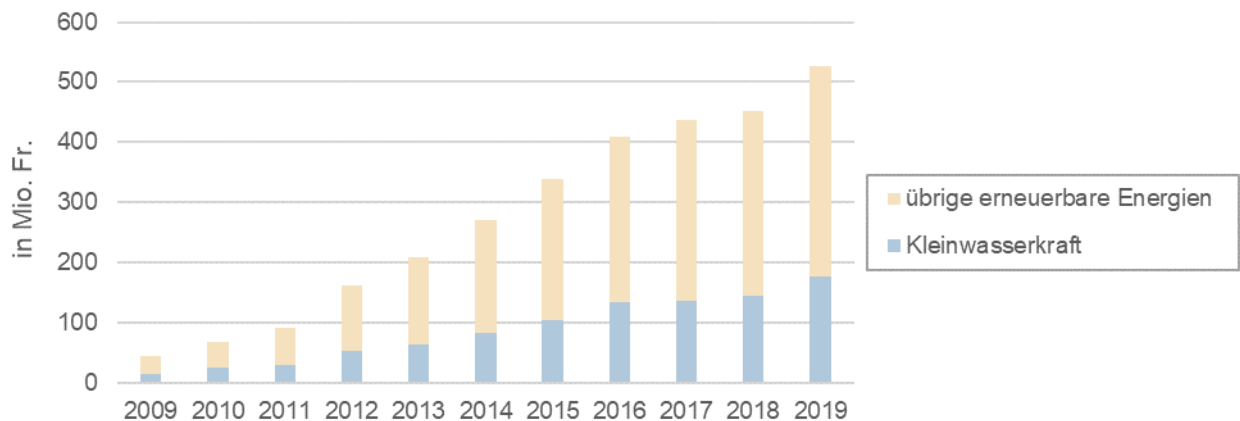


Abbildung 12: Förderung der neuen erneuerbaren Energien über den KEV-Fonds in den Jahren 2009 bis 2019 (Quelle: Stiftung KEV 2010 bis 2019 und Pronovo 2020b, beinhaltet im 2009 rückwirkende Förderung für Inbetriebnahmen ab 2006)

Abbildung 12 zeigt die bisherige Förderung der erneuerbaren Energien über den Netzzuschlagsfonds seit Beginn der Förderung im 2009. Die «übrigen erneuerbaren Energien» enthalten Photovoltaik, Wind und Biomasse (Biogas, Kehrlichtanteil, Klärgas, Holz); Geothermianlagen wurde noch keine umgesetzt. Mit der wachsenden Anzahl Anlagen in der Schweiz bei gleichzeitig sinkendem Marktpreis ist die Förderung in den letzten Jahren stark gestiegen. Bis und mit 2019 wurde die Kleinwasserkraft mit insgesamt 964 Mio. Franken gefördert. Der Anteil der Kleinwasserkraft an der gesamten Förderung lag bei gut 30%. Zu beachten ist, dass die Förderung der Photovoltaik über die Einmalvergütung sowie die Förderung von Wasserkraft und Biomasse über die Investitionsbeiträge in dieser Abbildung nicht enthalten ist.

Der Blick in die Zukunft zeigt einen eher abnehmenden Anteil der Kleinwasserkraft (Abbildung 13). Bei Anlagen, die zwar einen positiven Förderentscheid erhalten haben, aber noch nicht gebaut wurden, sind im 3. Quartal von 2020 17% der geschätzten Jahresvergütung für die Kleinwasserkraft vorgesehen. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Biomasse, die in der bisherigen Förderung einen grösseren Anteil einnimmt als in der Zukunft. Die Photovoltaik spielt bei den positiven Entscheiden keine Rolle. Die Windenergie dominiert die positiven Entscheide, unter anderem weil die Verfahren bis zum Bau sehr lange dauern. Die Anteile in der Zukunft sind jedoch nur eine sehr grobe Schätzung. Nicht alle Anlagen mit positivem Entscheid werden gebaut. Die Anzahl Jahre Förderung ist je nach Technologie unterschiedlich.

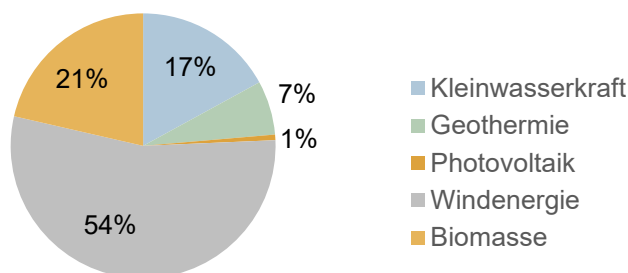


Abbildung 13: Anteil der Wasserkraft (in blau) an Anlagen mit positivem Entscheid Grundlage für Aufteilung ist nicht die Anzahl Anlagen, sondern die geschätzte Jahresvergütung der Anlagen. (Quelle: Pronovo 2020a)

Lücken

Es bestehen keine wichtigen Lücken.

Zusammenfassung

Neue Anlagen wurden über die Einspeisevergütung gefördert, erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen werden seit 2018 über Investitionsbeiträge gefördert. Finanziert wird diese Förderung über einen Zuschlag auf die Netzkosten für die Stromkonsumenten. Bis und mit 2019 wurde die Kleinwasserkraft mit insgesamt 964 Mio. Franken gefördert. Der Anteil der Kleinwasserkraft an der gesamten Förderung lag bei gut 30%. Zudem werden die Erneuerbaren Energien und damit auch die Kleinwasserkraft gefördert, indem die kantonalen Bewilligungsverfahren und Begutachtungsfristen verschlankt und verkürzt werden.

Quellen

- Bundesrat 2013: Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts)
- EnG: Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016
- Pronovo 2020a: Pronovo-Cockpit 3. Quartal 2020, Stand 23. Oktober 2020
- Pronovo 2020b: Einspeisevergütungssystem Mehrkostenfinanzierung Jahresbericht 2019
- Stiftung KEV 2010 bis 2018: Geschäftsberichte 2009 bis 2017

7.2 Wie ist das Kosten-Wirkungsverhältnis der Förderung?

Fakten

Mit der kostendeckenden Einspeisevergütung wurde bis und mit 2019 die Kleinwasserkraft im Durchschnitt mit 10 Rp./kWh gefördert (Förderung zusätzlich zum Marktpreis, um zugesicherten Vergütungssatz zu erzielen). Im Vergleich dazu lag die Photovoltaik bei 31 Rp./kWh, die Windenergie bei 14 Rp./kWh und die Energie aus Biomasse bei 14 Rp./kWh (Stiftung KEV 2010 bis 2018 und Pronovo 2020b). Während die Förderung bei den meisten Technologien relativ konstant blieb, nahm sie bei der Photovoltaik über die Jahre stark ab. Die Photovoltaik wird zusätzlich über die Einmalvergütung gefördert. Bei dieser beträgt die Förderung rund 4 Rp./kWh bei einer Annahme von 25 Jahren Lebensdauer. Die Kleinwasserkraft scheint im Vergleich zu den anderen neuen erneuerbaren Energien eines der besseren Kosten-Wirkungsverhältnisse zu haben. Der Vergleich in dieser Form hinkt jedoch. Denn bei der KEV für Photovoltaik, Wind und Biomasse wird lediglich die zugebaute Produktion gefördert. Dahingegen wurde bis 2018 bei der Kleinwasserkraft bei der Sanierung von Anlagen, die zu einer Mehrproduktion von mindestens 20% führen, nicht nur die zusätzliche, sondern die gesamte Produktion kostendeckend vergütet. Die Förderkosten für die *zugebaute* Produktion wären entsprechend höher. Umgekehrt wären die Förderkosten tiefer, wenn die längere Lebensdauer von Kleinwasserkraftanlagen im Vergleich zu den anderen Technologien berücksichtigt würde. Ein gerechter Vergleich der Förderkosten ist ohne zusätzliche Daten und Berechnungen daher nicht möglich. Seit 2018 werden nur noch neue Anlagen für die Einspeisevergütung zugelassen.

Die Förderung für die Kleinwasserkraft stieg von 8 Rp./kWh im Jahr 2009 auf 12 Rp./kWh im Jahr 2016 und ist ab 2017 wieder auf 10 Rp./kWh gesunken. Die Zunahme ist darauf zurückzuführen, dass der Marktpreis für Strom in diesen Jahren gesunken ist und daher die zu bezahlende Differenz zur Gesamtvergütung gestiegen ist.

Lücken

Die Förderkosten können zwar leicht dargestellt werden, ergeben aber keinen sachgerechten Vergleich zwischen den Technologien. Eine wichtige Lücke besteht darin, dass nicht veröffentlicht ist, welcher Anteil der geförderten Stromproduktion zusätzliche Produktion ist und welcher nicht. Zudem müsste für die bisherige Förderung bekannt sein, welcher Anteil der Förderung für wie viele Jahre bezahlt wird, um die Lebenserwartung in den Vergleich einrechnen zu können.

Eine künftige Analyse ist etwas anspruchsvoller, da Daten aus noch mehr Quellen zusammengetragen werden (Investitionsbeiträge grosse und kleine Wasserkraft und Biomasse sowie Marktpremie Grosswasserkraft).

Zusammenfassung

Die Kleinwasserkraft wurde bis und mit 2019 mit durchschnittlich 10 Rp./kWh gefördert. Aus diversen Gründen ist ein sachgerechter Vergleich mit den anderen Technologien ohne zusätzliche Daten und Berechnungen nicht möglich.

Quellen

- Pronovo 2020b: Einspeisevergütungssystem Mehrkostenfinanzierung Jahresbericht 2019
- Stiftung KEV 2010 bis 2018: Geschäftsberichte 2009 bis 2017
- Stiftung KEV 2017: EIV-Cockpit 4. Quartal 2016, Stand 3. Januar 2017

8 Volkswirtschaftlicher Nutzen

8.1 Wie gross ist die Wertschöpfung der Kleinwasserkraft?

Fakten

Die wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien wurde für das Jahr 2010 in einer Studie erhoben (BFE/EBP 2013). Dabei wurden auch Kennzahlen spezifisch zur Kleinwasserkraft berechnet.

Insgesamt betrugen 2010 die Ausgaben für den Bau und Betrieb von Anlagen in der Schweiz zur Nutzung erneuerbarer Energien gut 7.3 Mia. Franken. Die Grosswasserkraft, Holzfeuerungen und Wärmepumpen machten zusammen drei Viertel der Ausgaben aus, die Kleinwasserkraft kam mit 642 Mio. Franken auf 9% knapp hinter der Solarenergie an fünfter Stelle (siehe Abbildung 14).

Rund ein Drittel der Ausgaben für alle erneuerbare Energien bestand aus direkter Wertschöpfung bei den Anlagenbetreibern (siehe linke Säule in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Zwei Fünftel der Ausgaben machten Güter und Dienstleistungen aus, die die Schweizer Erneuerbaren-Branche für den Bau und Betrieb der Anlagen bereitstellt. Ein kleiner Teil waren inländisch bereitgestellte Vorleistungen aus der übrigen Volkswirtschaft, wie z.B. Bank- und Versicherungsdienstleistungen. Die übrigen 15% wurden aus dem Ausland importiert wie bspw. Windenergieanlagen und ein Grossteil der installierten Solarmodule. Zu beachten gilt, dass Schweizer Unternehmen zudem Güter für Anlagen im Ausland herstellen und exportieren. Im Jahr 2010 belief sich der Wert der Exporte auf 3.2 Mia. Franken. Exporte und Güter für den Inlandmarkt machten demnach je die Hälfte der Produktion aus.

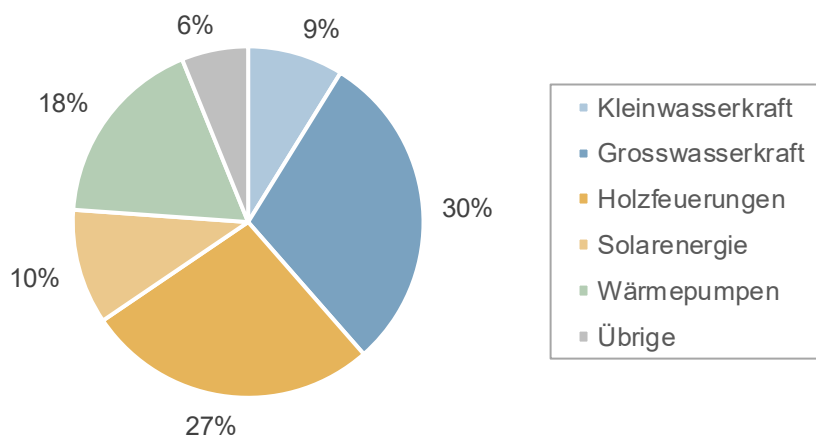


Abbildung 14: Ausgaben für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Schweiz im Jahr 2010. Die «übrigen» Technologien umfassen Biogasanlagen, Abfallverbrennung und Windkraft. (BFE/EBP 2013).

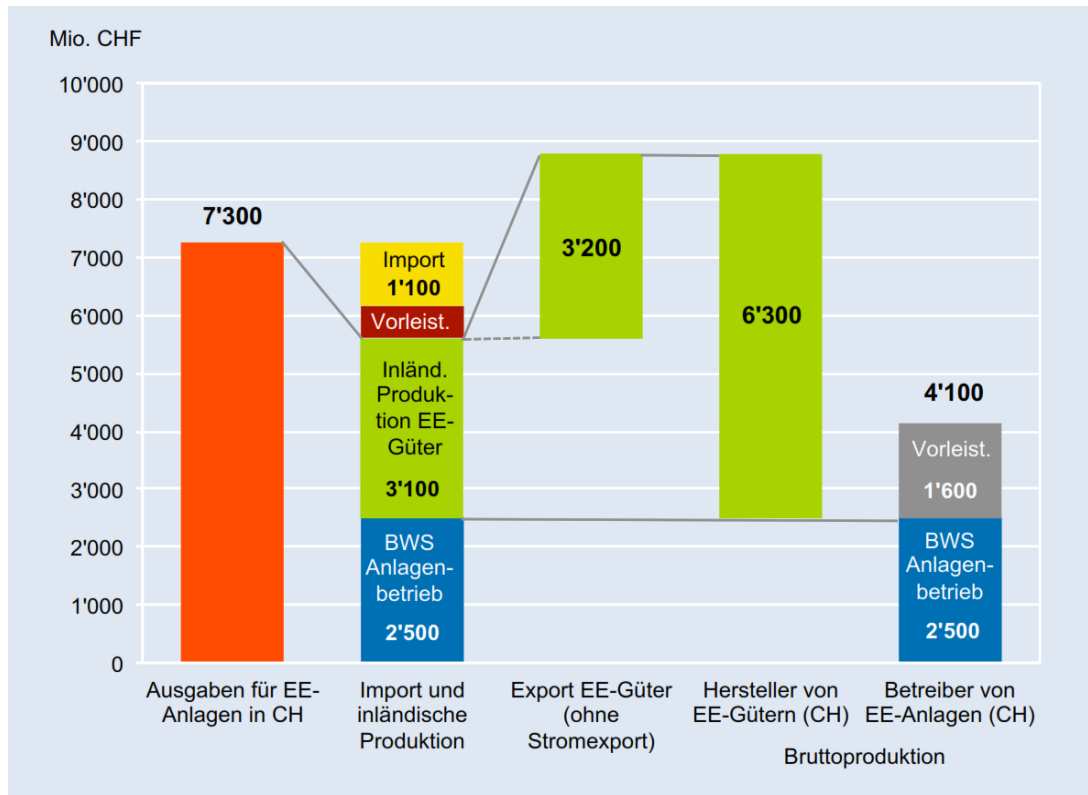


Abbildung 15: Zusammenhang zwischen Ausgaben für EE-Anlagen und Bruttowertschöpfung (BWS) der Schweizer EE-Branche, 2010 (BFE/EBP 2013).

Mit Input-Output Modellen konnte aus diesen Kennzahlen die Wertschöpfung abgeschätzt werden. Die Branche der erneuerbaren Energien erzielte 2010 eine direkte Bruttowertschöpfung von 4.8 Mia. Franken und machte damit 0.9% des BIP der Schweiz aus. Diese Leistung wurde von 22'800 Beschäftigten (0.6% der Gesamtbeschäftigung der Schweiz) erbracht.

Abbildung 16 zur Aufteilung auf die verschiedenen Energieträger zeigt, dass die Grosswasserkraft 2010 mit 38% den grössten Anteil an der Bruttowertschöpfung der Branche hatte (1.8 Mia. Franken). Die Kleinwasserkraft trug rund 10% bei (0.5 Mia. Franken). Bei der Beschäftigung war der Beitrag der Kleinwasserkraft mit 4% (knapp 1'000 Vollzeitäquivalente) sehr gering.

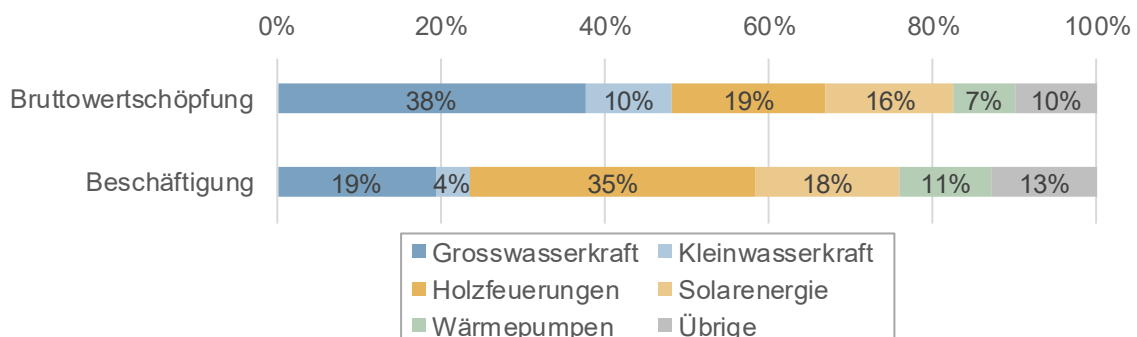


Abbildung 16: Direkte Bruttowertschöpfung und Beschäftigung in der Branche der erneuerbaren Energien in der Schweiz 2010. Die «übrigen» Technologien umfassen Biogasanlagen, Abfallverbrennung und Windkraft. (eigene Abbildung auf der Grundlage von BFE/EBP 2013).

Zusätzlich zur Wertschöpfung erbringt die Wasserkraft oft auch Leistungen, die von den Gemeinwesen des Anlagestandorts nicht abgegolten werden, wie beispielsweise Gratisenergie, Unterhalt von Erschliessungsstrassen und Betrieb von Seilbahnen.

Lücken

- Aktuelle Daten: Die Daten liegen für das Jahr 2010 vor. Es sind keine aktuelleren Analysen bekannt, obwohl sich im sehr dynamisch verlaufenen Markt der erneuerbaren Energien seit-her vieles verändert hat.
- Feinere geographische Auflösung: Für dasselbe Stichjahr 2010 wurden in Bern, Thurgau, Schaffhausen, Aargau und Solothurn kantonale Analysen erstellt, die wie erwartet auch zeigen, dass der Beitrag der Kleinwasserkraft regional stark schwankt. Daten zu weiteren Kantonen oder aktuelleren Zahlen sind keine bekannt.

Zusammenfassung

Die Kleinwasserkraft trug 2010 mit 642 Mio. Franken knapp 10 % zu den Ausgaben für erneuerbare Energien in der Schweiz bei. Die Kleinwasserkraft trug rund 10 % zur direkten Bruttowertschöpfung der erneuerbaren Energien bei. Damit lag sie bezüglich Wertschöpfung ungefähr in der Mitte der untersuchten Technologien (hinter der Grosswasserkraft, den Holzfeuerungen und der Solarenergie, aber vor den Wärmepumpen, den Biogasanlagen, der Abfallverbrennung und der Windkraft). Zur Beschäftigung trägt sie mit 4 % sehr wenig bei und liegt damit nur vor der Windkraft und den Biogasanlagen.

Quellen

- BFE/EBP 2013: Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz
- Regierungsrat Bern / Rütter + Partner 2012: Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien. Bericht des Regierungsrats an den Grossen Rat vom 4. Juli 2012
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Aargau. Schlussbericht. Im Auftrag der Departemente «Bau, Verkehr und Umwelt» und «Volkswirtschaft und Inneres» des Kantons Aargau. 62 Seiten.
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Bern. Schlussbericht. Im Auftrag des beco Berner Wirtschaft, Kanton Bern. 59 Seiten.
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Schaffhausen. Schlussbericht. Im Auftrag des Kantons Schaffhausen. 63 Seiten.
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien und des Kernkraftwerks Gösgen im Kanton Solothurn. Schlussbericht. Im Auftrag des Amtes für Umwelt, Departement «Bau und Justiz» des Kantons Solothurn. 61 Seiten.
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Thurgau. Schlussbericht. Im Auftrag des Kantons Thurgau. 59 Seiten.

8.2 Wo fällt die Wertschöpfung an?

Fakten

Im Jahr 2011 wurde das regionalökonomische Potenzial von Energieregionen erhoben. Dabei wurde aufgrund bestehender Erfahrungen für diverse erneuerbare Energien abgeschätzt, welcher Anteil der Wertschöpfung in welcher Phase der Wertschöpfungskette generiert wird. Abbildung 17 zeigt die Resultate. Bei vielen Technologien fällt ein hoher Anteil der Wertschöpfung in der Betriebsphase an. Die Gründe dafür sind unterschiedlich: Bei den Wasserkraftwerken stammt die Wertschöpfung im Betrieb mehrheitlich aus den Ressourcenrenten, die in Form von Ressourcenabgaben wie Wasserzinsen oder als Kapitalbeiträge erzielt werden. Bei der Grosswasserkraft ist dies stärker ausgeprägt als bei der Kleinwasserkraft. Bei den Wärmepumpen ist der hohe Anteil des Betriebs auf den Stromverbrauch zurückzuführen. Im Vergleich zu anderen Technologien fällt bei der Kleinwasserkraft mit 20 % ein höherer Anteil der Wertschöpfung auf die Planung als bei der Grosswasserkraft, Holzkraftwerken und Biogasanlagen.

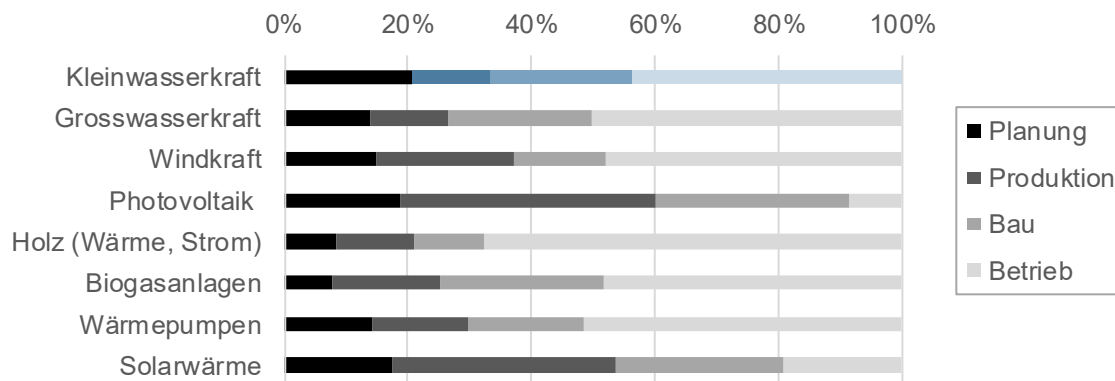


Abbildung 17: Verteilung der Wertschöpfung auf die verschiedenen Phasen der Wertschöpfungskette für unterschiedliche erneuerbare Energien Technologien. Der Betrieb beinhaltet auch die Brennstoffkosten (BFE /EBP 2011).

Weitere Hinweise zur Verteilung des wirtschaftlichen Nutzens kann die Studie zur wirtschaftlichen Bedeutung erneuerbarer Energien liefern (BFE/EBP 2013). Hier liegen nicht auf Stufe Wertschöpfung, sondern auf Stufe Ausgaben Abschätzungen zu den Anteilen nach Wertschöpfungskette vor. Die Ausgaben für die Kleinwasserkraft beliefen sich im Jahr 2010 auf rund 642 Mio. Franken. Davon entfielen 72 Mio. Franken auf den Bau neuer Anlagen, 47 Mio. Franken auf den Ersatz bestehender Anlagen und 523 Mio. Franken auf den Betrieb der bestehenden Anlagen. Damit dominierte klar der Betrieb mit einem Anteil von ca. 80 % (Abbildung 18). Auch die Grosswasserkraft wies einen ähnlich hohen Anteil an Ausgaben für Betrieb aus. Bei anderen erneuerbaren Energien ist die Verteilung ganz anders gelagert. Insbesondere Solarenergie (Solarwärme und Photovoltaik) und Wärmepumpen weisen hohe Anteile für den Bau neuer Anlagen aus und wenig Ausgaben im Betrieb. Die Anteile unterscheiden sich von den Resultaten der oben genannten Studie zu den regionalökonomischen Potenzialen von Energieregionen. Dies liegt unter anderem daran, dass dort der «Lebensweg» einer Anlage betrachtet wurde, hier aber alle Ausgaben für alle gebauten/ersetzten/betriebenen Anlagen innerhalb eines Jahres. So sind die Zahlen davon abhängig, wie viele Anlagen in der Schweiz bereits bestehen und somit betrieben werden und wie viele neu gebaut oder ersetzt werden.

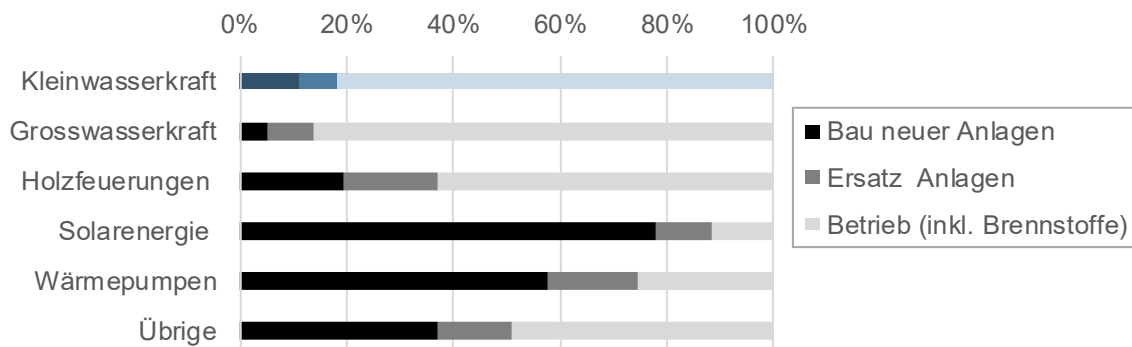


Abbildung 18: Anteile von Bau, Ersatz und Betrieb an den Ausgaben für erneuerbaren Energien in der Schweiz im Jahr 2010 (eigene Abbildung auf der Grundlage von BFE/EBP 2013).

Die Studie zu den regionalökonomischen Potenzialen von Energieregionen hat zudem abgeschätzt, wo die Wertschöpfung geographisch anfällt. Abbildung 19 zeigt die Resultate. Bei der Kleinwasserkraft fiel 2010 schätzungsweise 45 % der Wertschöpfung innerhalb der Region an. Ein bedeutender Teil der Wasserkraftanlagen ist in Randregionen, die nicht über eine breite, starke Wirtschaftsstruktur verfügen. Dort sind zusätzliche Wertschöpfung und Arbeitsplätze besonders wertvoll. Weitere 50% fallen in der übrigen Schweiz an und nur rund 5 % im Ausland. Damit gehört die Kleinwasserkraft zu den Technologien mit hohen regionalen und schweizerischen Anteilen. Bei Grosswasser- und Windkraftanlagen sowie bei der Nutzung fossiler Energieträger ist der Anteil regionaler Wertschöpfung tief, da hier weniger Arbeit in der Region anfällt und viel ausserregionales Spezialwissen gefragt ist. Zudem fliesst insbesondere bei den kapitalintensiven Grosswasserkraft- und Windkraftwerken die Wertschöpfung durch Kapitalgewinne zu grossen Teilen in die Kassen ausserregionaler Investoren.

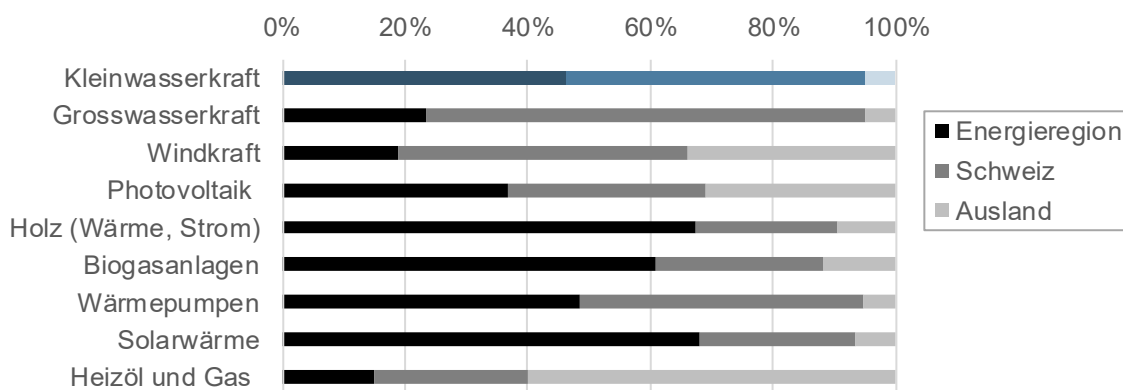


Abbildung 19: Wertschöpfungsanteile in der Energieregion, in der Schweiz und im Ausland (BFE / EBP 2011).

Lücken

Die vorliegenden Daten repräsentieren den Stand 2010. Aktuellere Daten sind nicht bekannt. In einigen Bereichen ist davon auszugehen, dass sich die Anteile verschoben haben. So ist durch die Kostensenkung bei der Photovoltaik davon auszugehen, dass der Anteil der Installation und somit des regionalen Anteils an der Wertschöpfung zugenommen hat.

Zusammenfassung

Im Vergleich zu anderen Technologien fällt bei der Kleinwasserkraft ein grosser Anteil der Wertschöpfung auf die Planung. Die Produktion von Komponenten sowie der Bau spielen tragen hingegen deutlich weniger stark zur Wertschöpfung bei.

Die durch die Kleinwasserkraft ausgelöste Wertschöpfung fällt fast gänzlich in der Schweiz und zu fast der Hälfte in der Region des Kraftwerks an. Dies entspricht in etwa der Grosswasserkraft, der Holzenergie, den Biogasanlagen, den Wärmepumpen und der Solarwärme. Die Windkraft und die Photovoltaik haben tiefere Anteile an regionaler und nationaler Wertschöpfung, Heizöl und Gas noch tiefere.

Quellen

- BFE/EBP 2011: Regionalökonomische Potenziale von Energieregionen
- BFE/EBP 2013: Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz