

# Grosswasserkraft

Basiswissen-Dokument, Stand Juli 2020

## 1. Zusammenfassung

Wasserkraft ist mit einem Anteil von 57 % der wichtigste Energieträger zur Stromproduktion in der Schweiz. Zusammen mit der Kernenergie bilden die 1500 Wasserkraftwerke den Grundpfeiler für die Stromversorgung des Landes. Grosswasserkraft stellt derzeit die mit Abstand bedeutendste Technologie dar, ist erneuerbar und glänzt überdies mit niedrigen Emissionen an Treibhausgasen.

Gemäss dem geltenden Energiegesetz soll die durchschnittliche jährliche Wasserkraftproduktion bis 2035 auf 37 400 GWh ansteigen. Das Potenzial der Wasserkraft zur Stromproduktion ist stark von den politischen Rahmenbedingungen geprägt und praktisch ausgereizt. Die besten Standorte werden bereits weitgehend genutzt. Das Ausbaupotenzial bis 2035 wird derzeit – je nach Quelle und Rahmenbedingungen – auf höchstens 5 % respektive 2 TWh/Jahr geschätzt.

Speicherkraftwerke ermöglichen es, einen Teil der Produktion über einen kürzeren oder längeren Zeitraum zu verschieben. Speicherkraftwerke können das Wasser aus Regenfällen und Schneeschmelze von Frühjahr und Sommer zurückhalten und die Produktion in den Winter verlagern. Neue Standorte oder Ausbaumöglichkeiten für Speicher sind allerdings kaum mehr vorhanden, bezüglich Leistung sind aber Steigerungen möglich.

Pumpspeicherkraftwerke und Umwälzwerke gewinnen an Bedeutung, um unregelmässig anfallende Energie aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen optimal zu nutzen und Bandenergie in Spitzenenergie umzuwandeln. Die entsprechende Umlagerung erfolgt vor allem im Stunden- bis Wochenbereich. Ein beschleunigter Ausbau im heutigen Marktumfeld mit tiefen Strompreisen ist sehr unwahrscheinlich, da die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft stark beeinträchtigt ist.

## 2. Heutige Situation in der Schweiz

Der Wasserkraftwerkpark der Schweiz besteht heute (31.12.2019) aus 674 Zentralen (Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 300 kW), welche pro Jahr durchschnittlich rund 36 567 Gigawattstunden Strom produzieren. Davon werden rund 48,7 % in Laufwasserkraftwerken, 47,0 % in Speicherkraftwerken und rund 4,3 % in Pumpspeicherkraftwerken erzeugt. Rund 63 % dieser Energie stammt aus den Bergkantonen Wallis, Graubünden, Tessin und Uri. Grössere Beiträge liefern auch die Kantone Aargau und Bern. Aus Zentralen internationaler Wasserkraftanlagen an Grenzgewässern stammen rund 11 % der schweizerischen Wasserkrafterzeugung. Die Wasserkraftnutzung besitzt ein Marktvolumen von über 1,8 Milliarden Franken (bei 5 Rp./kWh ab Werk) und stellt somit einen wichtigen Zweig der Schweizer Energiewirtschaft dar.

Der Bund will mit der Energiestrategie 2050 die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft bis im Jahr 2050 auf 38 600 Gigawattstunden steigern (bis 2035 auf 37 400 GWh). Um das realisierbare Potenzial zu nutzen, sollen sowohl bestehende Werke erneuert und ausgebaut als auch neue Wasserkraftwerke realisiert werden, dies unter Berücksichtigung der ökologischen Anforderungen. Der Bund

will die Wasserkraftnutzung dazu im ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 mit verschiedenen Massnahmen fördern. Instrumente hierfür sind die angepasste kostendeckende Einspeisevergütung für neue Wasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 10 Megawatt sowie die geplanten Investitionsbeiträge für Erneuerungen respektive Erweiterungen von Wasserkraftwerken bis zu einer Leistung bis zu 10 MW. Daneben sind verschiedene Massnahmen geplant, welche die Rahmendbedingungen für die Wasserkraft verbessern (nationales Interesse, Konzept für den Ausbau erneuerbarer Energien, vereinfachte Bewilligungsverfahren) sowie unterstützende Massnahmen im Rahmen von EnergieSchweiz.

In der Schweiz werden heute rund 1500 Wasserkraftwerke betrieben.<sup>1</sup> Rund 36 TWh werden in der Schweiz in Gross- und Kleinwasserkraftwerken produziert. Davon verbrauchen die Speicherpumpen etwa 3 TWh, so dass eine Nettostromproduktion von circa 33 TWh resultiert.<sup>2</sup> Etwa 10 % werden in Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung unter 10 MW erzeugt.<sup>3</sup> Zu den rund 55 % Produktionsanteil der Schweizer Wasserkraft trägt rund 50 % die Grosswasserkraft bei und etwas über 5 % die Kleinwasserkraft. Die Grosswasserkraft wird in drei Kategorien unterteilt:

- **Laufwasserkraft:** Sie setzt die Höhenunterschiede entlang von Fliessgewässern in elektrische Energie um. Die Produktion richtet sich nach der vorhandenen Wassermenge und ist dadurch wenig regulierbar.
- **Speicherwasserkraft:** In überwiegend hoch in den Alpen gelegenen Speicherseen kann Wasser zurückgehalten und bei erhöhtem Energiebedarf für die Stromproduktion entnommen werden. Allerdings ist nur ein Teil der Produktion von Speicherkraftwerken regulierbar. Zuflüsse unterhalb der Speicherseen weisen mehr oder weniger Laufwassercharakter auf.
- **Pumpspeicherwerke:** Diese pumpen Wasser aus einem unteren Becken in einen höher gelegenen Speichersee und verwenden es später wieder zur Stromproduktion. Sie erzeugen damit keine zusätzliche Energie, erhöhen jedoch die verfügbare Leistung. Sie sind meist in grössere Komplexe von Speicherkraftwerken integriert.

Die Energiequelle Wasser steht immer zur Verfügung, allerdings treten deutliche **Schwankungen** auf:

- Während im Sommer meist viel Wasser fliesst, reduzieren sich die Abflüsse im Winter stark, besonders in den Alpen. Nur dank des Speichern von Wasser in Speicherseen bewegt sich das Verhältnis der Stromproduktion im Sommer- und Winterhalbjahr in der Grössenordnung von 60:40. Ohne Umlagerung würde die Winterproduktion weniger als 30 % betragen. Die Speicherseen besitzen einen Energiegehalt von rund 7 TWh Elektrizität, was rund 10 % des jährlichen Schweizer Stromverbrauchs entspricht.
- Die Unterschiede zwischen trockenen und regenreichen Jahren sind erheblich. Abweichungen im Bereich von 10–15 % gegenüber dem Mittelwert kommen regelmässig vor.

Wasserkraftwerke – insbesondere Speicherwerke mit ihren Stauseen – leisten einen wichtigen Beitrag zum Hochwasserschutz. Da die Wahrscheinlichkeit von Hochwasser aufgrund der Klimaerwärmung tendenziell steigt, könnte diese Funktion noch an Bedeutung gewinnen und sogar aktiv ausgebaut werden.

---

<sup>1</sup> BFE 2020 und VSE 2020

<sup>2</sup> BFE 2020

<sup>3</sup> VSE 2020

### 3. Stand und weitere Entwicklung der Technik

Die heute eingesetzten Technologien zur Stromerzeugung aus Wasserkraft sind angesichts der Maschinen-Wirkungsgrade von weit über 90 % und der Wirkungsgrade der Gesamtanlage von 80 % weit ausgereift.<sup>4</sup> Effizienz- und Produktionssteigerungen sind bei Anlagenerneuerungen realisierbar, indem ältere Werke umgebaut und modernisiert werden, um Effizienz und Wirkungsgrad zu steigern. Die Anstrengungen konzentrierten sich in letzter Zeit deshalb vor allem auf Massnahmen zur Effizienzsteigerung in bestehenden Anlagen und auf die Verbesserung der Rentabilität von Projekten in Planung beziehungsweise Realisierung.

Aus der Bereitstellung von Spitzenstrom für das europäische Verbundnetz und den damit verbundenen häufigen Lastwechseln ergeben sich veränderte technische Anforderungen, auf welche die hydraulischen und elektromechanischen Komponenten der Kraftwerke ausgelegt werden müssen. Andernfalls nimmt die Lebensdauer einzelner Komponenten der Anlagen ab, etwa durch die höhere Belastung von Turbinen und Pumpen infolge häufigerer Ein- und Ausschaltungen. Hinzu kommen ökologische Probleme durch starke Abflussschwankungen (Schwall und Sunk), wenn kurzfristig viele Speicherwerke am Oberlauf eines Flusses gleichzeitig zum Einsatz kommen.<sup>5</sup> Diese Herausforderungen und mögliche Lösungen werden untersucht.

Für die Planung, die Bewilligungen und den Bau eines neuen Wasserkraftwerks ist der Zeitbedarf je nach Grösse, Bauumfang und lokalen Gegebenheiten sehr verschieden. Es ist mit mindestens 8 bis 10 Jahren zu rechnen, wobei beim Bewilligungsverfahren die obere Grenze durch mögliche Einsparungen offen ist.

### 4. Potenzial

Die Rahmenbedingungen sind für das weitere Potenzial der Wasserkraft entscheidend. Auflagen bezüglich Gewässer- und Landschaftsschutz führen zu Restwassermengen-, Schwall/Sunk-Vorgaben und so weiter. Förderbedingungen bieten oder stützen Investitionsanreize, auferlegte Nutzungsrechte bei neuer oder erneuerter Konzessionierung können zu Einschränkungen führen. Die Veränderung der hydrologischen Verhältnisse und eine nachhaltige Bewirtschaftung kann künftig eine Reduktion der Speichermöglichkeit bewirken, weil zum Beispiel sich zunehmend Sedimente ablagern werden. Auch das Forschungsprogramm Wasserkraft des BFE schenkt dem in den Programmschwerpunkten und Studien entsprechendes Gewicht.

Im Rahmen der vom Volk am 21. Mai 2017 verabschiedeten Energiestrategie 2050 des Bundes wurden unterschiedliche Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft eingeführt. Neue grosse Wasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mehr als 10 Megawatt) sowie erhebliche Erneuerungen oder Erweiterungen von Wasserkraftanlagen erhalten Investitionsbeiträge. Zudem kann für Strom aus Schweizer Grosswasserkraft, der am Markt unter den Gestehungskosten verkauft werden muss, eine Marktprämie beansprucht werden.

#### 4.1 Geplante oder in Bau befindliche Anlagen

Zur Beschreibung des Potenzials gehören die in Planung oder Bau befindlichen Anlagen sowie darüber hinaus die gemäss unterschiedlichen Studien erschliessbaren Potenziale. Während noch Mitte der 90er-Jahre der Ausbau von Kraftwerkskapazitäten mit Blick auf Überkapazitäten im europäischen Energiemarkt als unattraktiv gewertet wurde, sind in den letzten Jahren eine Reihe von Projekte für Umbauten und

<sup>4</sup> SWV 2012

<sup>5</sup> BFE 2011

Erweiterungen entstanden und zum Teil realisiert worden. Die Energiewirtschaft hat sich selbst bereits ehrgeizige Ziele gesetzt.

Ende 2019 befanden sich noch immer einige Wasserkraftwerke im Bau oder Umbau. Der Leistungszuwachs dank diesen Aktivitäten beläuft sich auf 1132 MW, inklusiv dem grössten Projekt Nant de Drance (VS). Im Oktober 2018 haben die Bauarbeiten des neuen Kraftwerks Ritom (TI) begonnen, eine mit 2 x 60 MW Pelton-Turbinen und einer 60 MW-Pumpe dotierte Anlage. Im Prättigau ist das Projekt Chlus geplant, ein Wasserkraftwerk mit 62 MW installierter Leistung für circa 237 GWh Jahresproduktion.

2017 ging das Pumpspeicherwerk der Kraftwerke Linth-Limmern (GL) mit einer Pump- und Turbinenleistung von je 1000 MW in Betrieb. Offiziell eingeweiht wurde im gleichen Jahr im Projekt Forces Motrices Hongrin-Léman in Veytaux (VD) die Pumpspeicheranlage mit der zweitgrössten Leistung der Schweiz mit einer Leistung von 480 MW, wovon 60 MW als Reserve.

Diese Pumpspeicherkraftwerke leisten einen bedeutenden Beitrag zur Stromversorgungssicherheit und passen hervorragend zur Energiestrategie 2050. Weiter existieren noch nicht bewilligte Projekte:

- Massongex-Bex Rhône mit 20 MW und circa 95 GWh,
- Rhone Oberwald mit 12,4 MW und etwa 39 GWh,
- Rhône-Grande Dixence mit 2000 MW.

Ob und wann dieses Potenzial gänzlich realisiert wird und welche energiewirtschaftliche Relevanz daraus abzuleiten ist (Dauer der Verfügbarkeit von Arbeit und Leistung), untersucht dieses Basiswissen-Dokument im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeit der Investitionen im aktuellen Marktumfeld (siehe Kapitel 7).

#### 4.2 Weiteres Ausbaupotenzial

Das theoretische Gesamtpotenzial der Grosswasserkraft in der Schweiz ist mit über 100 bis 150 TWh hoch. Es beschreibt das Potenzial, welches die Nutzung praktisch jedes Wassertropfens aus sämtlichen Flüssen umfasst. Es handelt sich hierbei also um ein theoretisches Potenzial, das ohne starke und umfassende Paradigmenwechsel und ohne neue Technologien nicht ansatzweise erschliessbar ist.<sup>6</sup> Das technische Wasserkraftpotenzial hingegen bezeichnet die Energiemenge, die unter Berücksichtigung von technischen Belangen tatsächlich nutzbar ist. In der Schweiz wird dieses auf circa 40 TWh geschätzt<sup>7</sup>, ist aber bereits zu 90–95 % realisiert.

Relevant für die weitere Betrachtung ist das realisierbare Ausbaupotenzial, welches realistischerweise, also unter Berücksichtigung von limitierenden Faktoren wie Landschafts- oder Gewässerschutz wirtschaftlich erschliessbar ist, siehe Abbildung 1. Der bestehende Wasserkraftpark nutzt schon heute fast alle energetisch nutzbaren Wasserressourcen. Eine Potenzialstudie des Bundes aus dem Jahr 2012 beziffert die mögliche Mehrproduktion aller Wasserkraftanlagen (inklusive Kleinkraftwerke) je nach Lockerung der Schutzaufgaben auf zwischen 1,5 und 3 TWh.<sup>8</sup>

<sup>6</sup> BFE 2004

<sup>7</sup> VSE 2006

<sup>8</sup> BFE 2012b

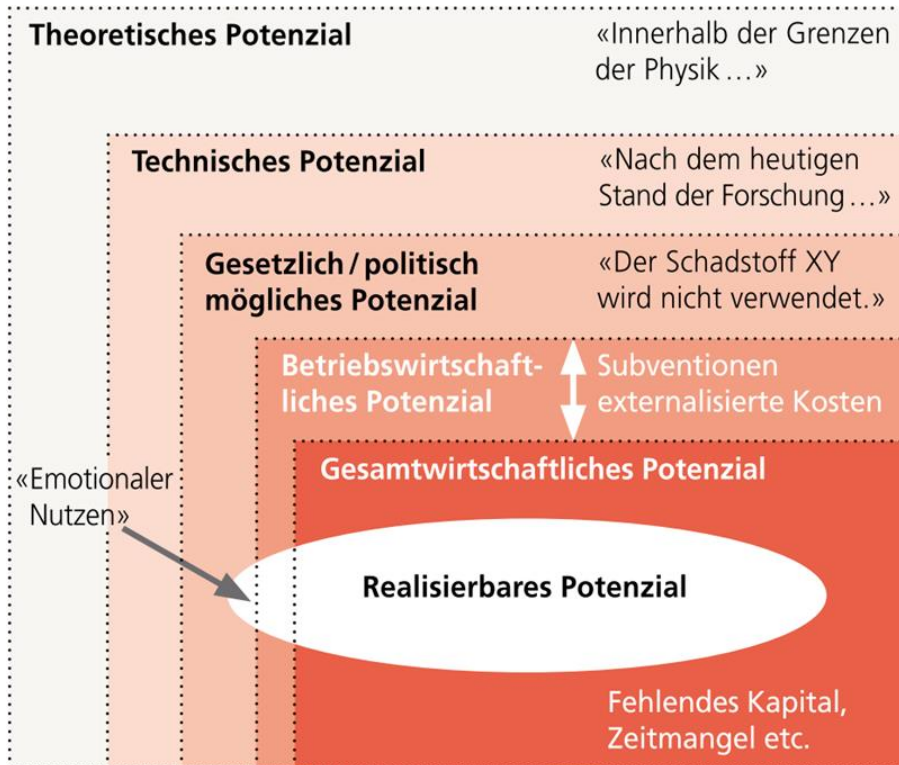


Abbildung 1: Potenzialbegriffe unterschiedlicher Abstufung<sup>9</sup>

Das Parlament hatte bei der Energiestrategie 2050 den Richtwert für die durchschnittliche Jahresproduktion aus Wasserkraft im Jahr 2035 auf 37 400 GWh festgesetzt.<sup>10</sup> Seit 2012 haben sich die Rahmenbedingungen für die Schweizer Wasserkraft jedoch markant verändert: Förderungen (Einspeisevergütungssystem, Investitionsbeiträge, Marktprämie), raumplanerische und ökologische Rahmenbedingungen, das Marktumfeld sowie die verfügbaren Technologien haben zu einer Anpassung 2019 geführt.<sup>11</sup> Bei der Grosswasserkraft bleibt das Ausbaupotenzial von Neubauten bis 2050 auch unter optimierten Nutzungsbedingungen in der Grössenordnung aus der Studie von 2012<sup>12</sup>, und auch das Potenzial im Zusammenhang mit Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Anlagen hat sich mit 1530 GWh/Jahr gegenüber 2012 nicht verändert. Die Schätzungen zu Einbussen an Produktion infolge von Restwasserbestimmungen erreichen 1900 GWh/Jahr.

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband schätzt die zusätzliche Nettoproduktion aus Gross- und Kleinwasserkraft abzüglich Minderproduktion aufgrund von Restwasserbestimmungen auf 0–5 TWh bis 2050.<sup>13</sup> Aus Sicht der Wasserwirtschaft ist bei der Realisierung dieses Potenzials davon auszugehen, dass vorbehaltlos Kompromisse beim Klima-, Gewässer- und Landschaftsschutz erforderlich sein werden. Das zukünftige Ausbaupotenzial der Wasserkraftanlagen liegt gemäss Beurteilung der Branche vor allem im

<sup>9</sup> VSE 2012, Seite 30

<sup>10</sup> BFE 2020

<sup>11</sup> BFE 2019b

<sup>12</sup> 1380 GWh/Jahr geschätzt 2019 gegenüber 1430 GWh/Jahr von 2012

<sup>13</sup> SWV 2012, Seite 9

Bereich der Erweiterungen bestehender Anlagen und dem Bau ausgewählter Neuanlagen. Zudem können durch die moderate Auslegung der Restwasserbestimmungen kommende Verluste vermieden werden.<sup>14</sup>

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband erachtet das genannte Ziel als ausserordentlich ehrgeizig und geht von den Potenzialen gemäss Tabelle 1 aus. Diese werden in Abhängigkeit von für den Ausbau von Wasserkraft (Klein- und Grosswasserkraft) mehr oder weniger fördernden Rahmenbedingungen abgeleitet.

<b>Deutliche Veränderung der Rahmenbedingungen</b>	<b>Ja</b>	<b>Nein</b>
Effizienzsteigerungen bestehender Anlagen	+1 TWh	+0,5 TWh
Erweiterung/Umbau bestehender Anlagen	+1 bis +2 TWh	+0,5 bis +1,5 TWh
Bau neuer Wasserkraftwerke gross und klein	+3 bis +4 TWh	+1 TWh
<b>Brutto-Potenzial</b>	<b>+ 5 bis +7 TWh</b>	<b>+2 bis +3 TWh</b>
Verluste zugunsten von Restwasser	-1 bis -2 TWh	-2 bis -4 TWh
Verluste aufgrund von Klimaveränderung	0 TWh	0 TWh
<b>Veränderung der Nettoproduktion</b>	<b>+4 bis +5 TWh</b>	<b>0 bis -1 TWh</b>

Tabelle 1: Veränderung der Nettoproduktion bis 2050 je nach Rahmenbedingungen<sup>15</sup>

Unsicherheit herrscht auch beim Betrieb von Wasserkraftwerken. Die Nutzungsrechte an Wasserläufen fallen in den nächsten Jahren in grosser Zahl an die Kantone zurück. Betreiber von Wasserkraftwerken haben allgemein keine Sicherheit hinsichtlich erneuter Erteilung einer Konzession und deren Ausgestaltung, zum Beispiel bezüglich der Restwassermengen. Das Auslaufen der Wasserrechtskonzessionen kann deshalb im Einzelfall nicht nur zu rechtlichen und kostenmässigen Veränderungen, sondern auch zu einer tendenziell eingeschränkten Wasserkraftproduktion führen.<sup>16</sup>

Soll der Beitrag der einheimischen und erneuerbaren Wasserkraft zur Schweizer Stromversorgung erhalten bleiben oder sogar steigen, braucht es eine weitsichtige Politik, die sowohl zur bestehenden Produktion Sorge trägt als auch geeignete Rahmenbedingungen für die Erneuerung sowie den wirtschaftlichen und umweltverträglichen Ausbau setzt. Dabei stehen folgende Stossrichtungen im Vordergrund:

- Abkehr von milliardenschweren internationalen Subventionen, welche Grosswasserkraft diskriminieren;
- Grundlegend neue Marktmechanismen, welche die Vorzüge der einheimischen Wasserkraft honorieren;
- Sicherstellung der Erträge aus bestehender Wasserkraftproduktion durch Entlastung von ständig steigenden Abgaben und Anforderungen;
- Verzicht auf weitere entschädigungslose Begehrlichkeiten an die Wasserkraft wie beispielsweise Netznutzungsentgelte für Pumpspeicherwerke;
- Minimierung der Produktionsverluste aus Sanierungen nach Gewässerschutzgesetz und vollständige Entschädigung für die anfallenden Kosten;
- Zulassen von schutzzielkonformen Anlagen in BLN-Gebieten mit grosser energiepolitischer Bedeutung bei geringen Umweltauswirkungen.

Die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen soll die wichtigsten Stellschrauben für die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft berücksichtigen. Neben den Produktionsmengen, welche direkt auf die spezifischen Kosten einer Anlage wirken, sind dies die Abgaben an die öffentliche Hand, die bei bestehenden Anlagen bereits die

<sup>14</sup> SWV 2012

<sup>15</sup> SWV 2012, Seite 9

<sup>16</sup> SWV 2012

grössten Kostentreiber sind. Mit einer Anpassung der Bedingungen zugunsten der Stromproduktion ist eine Steigerung der jährlichen Energieausbeute aus einheimischer Wasserkraft um circa 2–3 TWh denkbar. Ohne Korrekturen ist dagegen langfristig mit einem Rückgang der Produktionserwartung zu rechnen.

## 5. Einschätzung zur Leistungsverfügbarkeit und der Energiequalität

Die Grosswasserkraft bildet mit ihrem grossen Leistungsvermögen (rund 16 500 MW installierte Leistung) und ihrer flexiblen Einsatzmöglichkeit das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Laufwasserkraftwerke liefern Grundlast, während Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für Spitzenlast und die saisonale Umlagerung bieten. Wasserkraft ist deshalb eine sehr hochwertige Leistungs- und Energieressource.

In den Jahren 2005/2006 hat das BFE gemeinsam mit dem VSE eine Erhebung zur Engpassleistung der Wasserkraftwerke >300 kWh durchgeführt. Gemessen wurde dabei das Verhältnis der Engpassleistung zur installierten Leistung während einer Kältewelle von 72 Stunden im Januar, und es resultierten Werte von:

- 25 % bei Laufwasserkraftwerken;
- 65 % bei Speicherkraftwerken;
- 81 % bei Pumpspeicherkraftwerken.

Daraus ergab sich unter anderem, dass bei einer derartigen Kältewelle der Leistungsbedarf der Schweiz nur noch knapp gedeckt werden kann.

Die Wasserkraft ist auch die unentbehrliche Ergänzung zu der hoch stochastischen erneuerbaren Energie aus Photovoltaik oder Wind, um im Bereich von Minuten bis Wochen die Stromproduktion der Nachfrage anzupassen. Dies betrifft nicht nur klassische (grosse) Pumpspeicherkraftwerke. Bei als Speicheranlagen erstellten Werken sind Änderungen im Betrieb und eventuell auch Investitionen verschiedenster Art in diese Richtung absehbar.

Eine Untersuchung des BFE zur Einsatzcharakteristik ergibt eine Leistungsverfügbarkeit wie in Tabelle 2. Dabei handelt es sich aber um eine andere Betrachtungsweise als bei der oben geschilderten Kältewelle.

Verhältnis zwischen verfügbarer Leistung und installierter Leistung im Winterhalbjahr	Heute und bis 2050
Grundlast	25 % Laufwasserkraftwerke
Spitzenlast	61 % Pumpspeicherwasserkraftwerke 81 % Speicherwasserkraftwerke

Tabelle 2: Leistungsverfügbarkeit nach Wasserkraftwerk-Typ im Winterhalbjahr bis 2050<sup>17</sup>

## 6. Gestehungskosten

Ein Wasserkraftwerk ist wegen des grossen Einflusses der natürlichen Gegebenheiten für jeden Standort «massgeschneidert» mit entsprechenden Auswirkungen auf die Investitions- und Energiegestehungskosten.

<sup>17</sup> BFE 2007

Dies macht es unmöglich, «Standard-Kosten» eines Wasserkraftwerks zu definieren. Zahlen zu diesem Thema geben deshalb in der Regel einen Durchschnitt aus verschiedenen bestehenden Anlagen wieder.

Wasserkraft gehört zu den kostengünstigsten Stromquellen überhaupt. Je nach Standort, Ausführung und Zustand der Anlagen sowie abhängig vom jährlichen Wasserdargebot variieren die Gestehungskosten zwischen 3 und 10 Rappen pro Kilowattstunde. Die durchschnittlichen Kosten werden in aktuellen Studien je nach Anrechnung von Kapitalrendite, Kraftwerkeinsatzplanung und Vertrieb auf 4,5–6,4 Rappen pro Kilowattstunde für Laufkraftwerke und auf 5,9–8,2 Rappen pro Kilowattstunde für Speicherkraftwerke beziffert<sup>18</sup>, die Aufschlüsselung etwa wie in Tabelle 3.

Kostenblock	Bandbreite
Investitionsbedingte Kosten (Kapitalkosten, Abschreibungen)	40 %
Öffentliche Abgaben (Wasserzinsen, Steuern, ...)	35 %
Betriebskosten (Personal, Material, Fremdleistungen, ...)	25 %

Tabelle 3: Kostenblöcke der Stromgestehungskosten bei Schweizer Grosswasserkraft<sup>19</sup>

Viele Faktoren können Betreiber nicht selbst beeinflussen. Beispiele dafür sind:

- Regulatorische Auflagen wie das Gewässerschutzgesetz, das eine geringere Produktion zur Folge hat, oder die Stauanlagenverordnung, die höhere Versicherungskosten verursacht;
- Wasserzinsen: Die Entwicklung seit Einführung 1918 zeigt erhebliche und kontinuierliche Steigerungen. Ein neues Modell für spätestens ab dem Jahr 2025 steht zur Diskussion (siehe Kapitel 10);
- Entschädigungszahlungen des Betreibers an die Konzessionsgeber bei neuer/erneuerter Konzession;
- Kürzere neue Konzessionen senken Nutzungsdauer und damit Abschreibungsdauer aus Investorensicht;
- Nach der Katastrophe in Fukushima gelten zukünftig möglicherweise neue Erdbebensicherheits-Kriterien auch für (Speicher-)Wasserkraftwerke;
- Weitere, teure Umweltauflagen (Restwasser, Fischpasssanierung) setzen die Rentabilität unter Druck;
- Die Betriebskosten steigen durch kürzere Pump- und Turbinierzyklen bei Pumpspeicherkraftwerken.

Tabelle 4 führt Schätzungen für die Gestehungskosten von Neu- und Umbauten auf. Der Berechnung der Investitionskosten liegt ein anteiliger Mix aus Neu- und Umbauten zugrunde. Die Stromgestehungskosten sind mit einem Zinssatz von 5 % und 10 % und einer Lebensdauer von 40 Jahren berechnet, was zur dargestellten Bandbreite führt. Für Laufwasserkraftwerke wurde von 4400 Vollast-Betriebsstunden ausgegangen, für Pump- und Speicherkraftwerke von 2200.

Kosten von Neu- und Umbauten 2015, 2035 und 2050	Laufwasserkraft	Speicherkraft
	Investitionskosten [Fr./kW]	5300
Betrieb und Unterhalt pro Jahr	1 % der Investitionskosten	0,5 % der Investitionskosten
Wasserzins [Rp./kWh]	1,1	1,1
Gestehungskosten [Rp./kWh]	10–19	17–32

Tabelle 4: Kosten von Neu- und Umbauten über die Etappen der Energiestrategie 2050<sup>20</sup>

<sup>18</sup> SWV 2017

<sup>19</sup> SWV 2017

<sup>20</sup> Schätzungen des VSE



## 7. Wettbewerbsfähigkeit und Chancen im aktuellen Marktumfeld

Tiefe Preise für CO<sub>2</sub>-Ausstoss, Gas und Kohle in Europa und den USA, Überkapazitäten auf dem Markt und verzerrende Subventionen führen derzeit dazu, dass Strom billig ist. Die Strompreise an den europäischen Märkten sind von über 70 €/MWh auf fast 20 €/MWh 2016 gesunken und per Mai 2020 wieder auf rund 30 €/MWh gestiegen. Die Terminpreise an den europäischen Strombörsen zeigen bis 2023 eine Preiserholung auf über 40 €/MWh. Eine Studie des BFE über die Rentabilität von 25 geplanten Grosswasserkraft-Projekten sieht die Gestehungskosten für Neubauten derzeit mit im Schnitt 14,1 Rp./kWh über denjenigen bestehender Anlagen (5–6 Rp./kWh).<sup>21</sup> Sie übersteigen auch die heutigen Grosshandelspreise von rund 3–4 Rp./kWh. Das bedeutet, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft durch die aktuelle Marktsituation stark beeinträchtigt ist, und dies nicht nur in der Schweiz, sondern auch im benachbarten Ausland. Es stellt sich die Frage, ob Investitionen in Grosswasserkraft im aktuell ungünstigen Marktumfeld trotzdem zeitnah ausgelöst werden können und was für Unterstützungsmassnahmen dementsprechend möglich wären.

## 8. Umwelt/Klima

Die Umweltbilanz von Wasserkraftwerken ist positiv. Die graue Energie für Erstellung und Betrieb ist sehr tief, nicht zuletzt wegen der sehr langen Lebensdauer der Anlagen. Mit einem Treibhausgasausstoss zwischen 11 und 20 Gramm CO<sub>2</sub> pro kWh über den gesamten Lebenszyklus (CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro kWh) schneidet die Wasserkraft am besten ab von allen Produktionstechnologien.<sup>22</sup>

Grundsätzlich geniesst die Wasserkraft in der Gesellschaft breite Akzeptanz. Das bereits stark genutzte Potenzial führt jedoch zu Widerstand gegen Neubauten und zu Auflagen für Aus- und Umbauten, zum Beispiel um die Auswirkung von Schwall und Sunk auf die Natur zu verringern oder Restwassermengen zu gewährleisten. Jedes Wasserkraftwerk greift in den lokalen Wasserhaushalt ein und beeinträchtigt die umgebende Landschaft und die Natur, etwa den Fischbestand. Höhere Restwassermengen und Ausgleichsbecken, welche die Wasserrückgabe verstetigen, reduzieren diese Effekte. Sie verringern aber ihrerseits die Stromproduktion um bis zu 2 TWh<sup>23</sup> und haben zusätzliche finanzielle Auswirkungen.

Die Folgen des Klimawandels auf die Wasserkraftproduktion lassen sich nur ungenau quantifizieren, und negative Entwicklungen sind nicht auszuschliessen. Aufgrund steigender Temperaturen wird die Verdunstung zunehmen, während der Abfluss in Gewässern sinkt. Auch dürfte die ausgleichende Funktion der Gletscher, die bisher in der zweiten Sommerhälfte für einen gewissen Abfluss sorgten, sukzessiv wegfallen. Andererseits verkleinert sich wegen der höheren Wintertemperaturen der saisonale Unterschied.

Laut OcCC, dem beratenden Organ des Bundes für Fragen der Klimaänderung, ist bis 2050 in der Schweiz mit einer Erwärmung von etwa 2 °C im Winter und 2,5 °C im Sommer zu rechnen.<sup>24</sup> Allerdings bestehen bei dieser Entwicklung Unsicherheiten, da die künftigen Treibhausgasemissionen von wirtschaftlichen und technologischen Faktoren abhängen und das Wissen über die Reaktion des Klimasystems für kleine Gebiete wie die Schweiz beschränkt ist. Dazu wird es gemäss OcCC im Sommer deutlich trockener, im

<sup>21</sup> BFE 2013

<sup>22</sup> BFE 2012a

<sup>23</sup> SWV 2012

<sup>24</sup> OcCC 2008

Winter hingegen feuchter werden: Beim mittleren Niederschlag wird bis 2050 für die Schweiz mit einer Zunahme von etwa 8 % im Winter und mit einer Abnahme von gut 15 % im Sommer gerechnet.

Die Unsicherheiten, wie sich die Klimaänderung in den verschiedenen Regionen der Schweiz bemerkbar machen wird, liegen nach einer Studie von Swisselectric Research bei etwa 10 %.<sup>25</sup> Hier kommt man sowohl zu positiven Resultaten für niedriger gelegene Gebiete wie auch zu mittleren Einbussen von 4–8 % für höher gelegene Gebiete in der sehr langen Frist. Darüber hinaus lassen sich allgemeingültige Aussagen für die Schweiz aufgrund ihrer geographischen Lage nur schwer ableiten: Die Nordschweiz könnte beispielsweise tendenziell höhere Niederschlagsmengen zu erwarten haben, während in der Südschweiz der Niederschlag rückläufig sein könnte. Die klimatischen Veränderungen (weniger Niederschläge im Sommer) können gemäss OcCC die Produktion bis im Jahr 2050 um bis zu 7 % reduzieren.<sup>26</sup> Dies bedeutet eine tiefere Produktion infolge der Klimaerwärmung von etwa 2,5 TWh. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband rechnet damit, dass die Klimaänderung gesamthaft über die ganze Schweiz keine Produktionseinbusse zur Folge hat.<sup>27</sup> Ein solcher Null-Effekt ist auch mit den Aussagen von Swisselectric Research vereinbar.

## 9. Rahmenbedingungen

Um das oben beschriebene Ausbauziel des Bundesrats betreffend Wasserkraft zu erreichen, bedarf es erheblicher Anstrengungen. Dabei bestehen verschiedene Herausforderungen, die wiederum bestimmte Rahmenbedingungen voraussetzen:

- Jedes Wasserkraftwerk greift in den lokalen Wasserhaushalt ein und beeinträchtigt die umgebende Landschaft und Natur wie etwa den Fischbestand. Kompromisse beim Klima-, Gewässer- und Landschaftsschutz werden erforderlich sein, um die ambitionierten Ziele zu erreichen.
- Der Rückfall der Nutzungsrechte an den Wasserläufen an die Kantone führt zu Unsicherheit bezüglich der Restwassermengen und der ökonomischen Bedingungen der Neukonzessionierung. Das Auslaufen der Wasserrechtskonzessionen kann deshalb im Einzelfall nicht nur zu rechtlichen und kostenmässigen Veränderungen, sondern auch zu einer tendenziell eingeschränkten Wasserkraftproduktion führen.
- Die Klimaerwärmung führt langfristig tendenziell zu weniger Stromerzeugung aus Wasserkraft, wobei regionale Unterschiede sowie Unsicherheiten in der Prognose vorherrschen. Der Beitrag von Wasserkraftwerken zum Hochwasserschutz könnte durch den Klimawandel an Bedeutung gewinnen.

## 10. Ausblick zu den «Wasserzinsen»

Wasserzins ist das Entgelt, welches Schweizer Wasserkraftwerke für die Nutzung der Ressource Wasser zu entrichten haben. Den Kantonen und Gemeinden der Wasserkraftwerk-Standorte ergibt das jedes Jahr rund 550 Millionen ohne Risiko und bis heute völlig unabhängig von der Ertragslage der Wasserkraftproduktion.

Für die Wasserkraftwerke ist der Wasserzins ein bedeutender Kostenfaktor. Heute müssen Betreiber von Wasserkraftwerken für jede Kilowattstunde Strom, die aus Wasserkraft gewonnen wird, rund 1,6 Rappen Wasserzins entrichten. Das entspricht bereits rund einem Drittel der Gestehungskosten eines typischen Wasserkraftwerks. Die aktuelle Wasserzinsregelung gemäss Wasserrechtsgesetz gilt nur noch bis Ende

<sup>25</sup> SGHL 2011

<sup>26</sup> OcCC 2007

<sup>27</sup> SWV 2012

2024. Für die Zeit danach muss vom Gesetzgeber eine neue Regelung ausgearbeitet werden, welche der weitgehend liberalisierten Stromwirtschaft Rechnung trägt. Die Wasserkraftbetreiber sollen keine Abgaben bezahlen müssen, die sie weder finanzieren noch weiterverrechnen können. Eine Flexibilisierung mit marktpreisabhängiger Entschädigung liegt damit auf der Hand.

Sind die auf dem Markt mit der Wasserkraft erzielbaren Erträge gut, soll auch die Entschädigung für die Nutzung der Ressource entsprechend hoch ausfallen. Bei tiefen Marktpreisen hingegen hat die Ressource Wasser für die Stromproduktion offenbar wenig Wert, was sich in der Entschädigung niederschlagen soll. Der Wasserzins soll dem Ausgleichsgedanken Rechnung tragen, muss aber für die Wasserkraftbetreiber langfristig tragbar sein und darf die einheimische Wasserkraft gegenüber dem Ausland nicht benachteiligen.

## **11. Unterstützung für die Wasserkraft**

### **11.1 Marktprämie**

Seit dem 1. Januar 2018, mit dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes, besteht die «Marktprämie» als neues Förderinstrument für die Unterstützung der einheimischen Grosswasserkraft. Einen Anspruch darauf haben Betreiber von Grosswasserkraft-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, die ihren Strom am Markt zu Preisen unter den Gestehungskosten verkaufen müssen. Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt pro Kraftwerk aber höchstens 1,0 Rappen pro kWh.

Für die Marktprämie stehen jährlich rund 100 Millionen Franken aus dem Netzzuschlagsfonds zur Verfügung. Dieser wird durch den Netzzuschlag finanziert, den die Verbraucher pro konsumierte Kilowattstunde bezahlen. Der Netzzuschlag liegt seit 2018 bei 2,3 Rp./kWh. Das Förderinstrument der Marktprämie ist auf 5 Jahre befristet und wurde zum ersten Mal 2018 basierend auf den Geschäftszahlen 2017 ausbezahlt. Anspruchsberechtigt ist, wer das Risiko der ungedeckten Gestehungskosten tragen muss. Dies können Betreiber, Eigner oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen sein, die sich zur Abnahme der Elektrizität verpflichtet haben.

Die Marktprämien 2018 gingen an 24 Empfänger, und die Fördersumme betrug insgesamt 101 Millionen Franken für 13,5 Milliarden Kilowattstunden (37 % der Schweizer Landeserzeugung aus Wasserkraft 2017), also 0,74 Rappen pro produzierter Kilowattstunde. Dies für insgesamt 46 Grosswasserkraftwerke, welche 13 575 GWh des produzierten Stroms 2017 unter den Gestehungskosten absetzen mussten.

### **11.2 Investitionsbeitrag**

Seit dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes werden neue sowie wesentlich zu erweiternde oder zu erneuernde Grosswasserkraftanlagen (Anlagen mit einer mechanischen Bruttoleistung von mehr als 10 MW) mit Investitionsbeiträgen gefördert. Der Investitionsbeitrag beträgt für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen maximal 35 % und für erhebliche Erneuerungen maximal 20 % der anrechenbaren Investitionskosten. Für die Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftwerke stehen jährlich rund 50 Millionen Franken zur Verfügung. Da nur alle 2 Jahre ein Stichtag für Gesuche festgelegt ist, stehen für die jeweils eingereichten Grosswasserkraft-Projekte rund 100 Millionen Franken (2 x 50 Millionen Franken) zur Verfügung. Falls mehr beantragt wird, kommen zuerst Neubauprojekte und Erweiterungen zum Zug. Unter diesen wiederum zuerst diejenigen, welche die meisten Kilowattstunden an Zubau pro Förderfranken liefern. Das Förderinstrument Investitionsbeiträge ist bis 2030 befristet.

Der erste Stichtag war am 30. Juni 2018. Das BFE hat die Gesuche der ersten Runde im Detail geprüft und drei Grosswasserkraft-Anlagen (Robbia/Repower AG, Ritom/Ritom SA und Mottec/Gougra SA) ausgewählt. Die gesamthaft zugesicherte Beitragssumme beträgt 101,2 Millionen Franken, was 34 % der anrechenbaren Investitionskosten entspricht. Die drei Grosswasserkraft-Anlagen liefern künftig eine Gesamtproduktion von 423,1 GWh/Jahr. Zudem wird eine insgesamt verbesserte Steuerbarkeit der Energieproduktion erreicht. Das durchschnittliche Verhältnis der Mehrproduktion zum Investitionsbeitrag entspricht 75 Rp./kWh.

## 12. Bewertung und SWOT-Analyse

Tabelle 5 listet die Bewertung von Kriterien für die Zukunftschancen der Grosswasserkraft auf.

Bewertungskriterium	2020	2035	2050
<b>Investitions- und Gesteungskosten</b>	Kraftwerksbestand: Einzelfallbetrachtung Neubauten: im heutigen Marktumfeld unattraktiv, deutliche Limitierung	Kraftwerksbestand: attraktiv Neubauten: Einzelfallbetrachtung, limitiert	
<b>Umweltverträglichkeit</b>	CO <sub>2</sub> -frei, aber Eingriff in den lokalen Wasserhaushalt, die Landschaft, Natur und den Fischbestand		
<b>Verfügbarkeit der Energie</b>	Laufwasserkraft: Grundlast Speicherkraftwerke: Spitzenlast, Flexibilität, «Batterie» auch für stochastische erneuerbare Energie, abhängig von Niederschlagsmengen und Jahreszeit		
<b>Produktionspotenzial</b>	Energie 38,5 TWh Leistung 16 500 MW	Netto circa 2 TWh Zubau bei guten Rahmenbedingungen	Netto circa 3 TWh Zubau bei guten Rahmenbedingungen
<b>Gesellschaftliche Akzeptanz</b>	Hoch, allerdings lokaler Widerstand und Einsprachen		
<b>Politische Akzeptanz</b>	Hoch, aber wachsende Herausforderung: Widerspruch zwischen hoher grundsätzlicher Akzeptanz von Wasserkraftenergie und mangelnder Akzeptanz von Eingriffen in Wasserhaushalt, Landschaft, Natur und Fischbestand		

Tabelle 5; Bewertung der Zukunftschancen von Grosswasserkraft über die Etappen der Energiestrategie 2050

Tabelle 6 präsentiert eine SWOT-Analyse für Grosswasserkraft.

<b>extern</b>	<b>Chancen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Akzeptanz</li> <li>- Dauerlast</li> <li>- Planbarkeit</li> <li>- Regelenergie</li> <li>- Speicherbarkeit</li> <li>- Spitzenenergie</li> </ul>	<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausbau stark abhängig vom Umgang mit dem Widerspruch zwischen gewünschter Versorgungssicherheit und Akzeptanz von Eingriffen in Wasserhaushalt, Landschaft, Natur und Fischbestand</li> <li>- Gesetz verbietet Zubau nach Plan (z. B. Restwasserauflagen)</li> <li>- Gesteungskosten im heutigen Marktumfeld unattraktiv für Neubauten</li> </ul>
<b>intern</b>	<b>Stärken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Regelbar</li> <li>- Umweltbilanz</li> </ul>	<b>Schwächen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Abhängig vom Klimawandel</li> <li>- Ausbaupotenzial vor allem von Speicherseen begrenzt</li> <li>- Standorte limitiert, grosse Neuanlagen kaum mehr möglich</li> </ul>

Tabelle 6: SWOT-Analyse für Grosswasserkraft in der Schweiz

### 13. Die wichtigsten Zahlen im Überblick

Tabelle 7 bietet einen Überblick zu den Kennzahlen zur Grosswasserkraft in der Schweiz.

Kennzahl	Jahr	Quelle	Wert
<b>Jahresproduktion</b> <sup>28</sup>	2018	BFE 2019a	36,6 TWh
<b>Anzahl Zentralen</b>	2020	BFE 2020, Excel-Datei <sup>29</sup>	Laufwasserkraft 575 Speicherkraft 95 Pumpspeicherwerke 3 Umwälzwerke 17 Total 690
<b>Maximale Leistung</b>	2020	BFE 2020, Tabelle 12	Laufwasserkraft 4162 MW Speicherkraft 8224 MW Pumpspeicherwerke 2562 MW Umwälzwerke 562 MW
<b>Produktionserwartung</b> fürs ganze Jahr (ohne Umwälzbetrieb)	2020	BFE 2020, Tabelle 12	Laufwasserkraft 17 802 GWh Speicherkraft 17 211 GWh Pumpspeicherwerke 1554 GWh Total 36 567 GWh
<b>Produktionserwartung</b> fürs Sommerhalbjahr (ohne Umwälzbetrieb)	2020	BFE 2020, Excel-Datei <sup>30</sup>	Laufwasserkraft 11 494 GWh Speicherkraft 9061 GWh Pumpspeicher/Umwälz-Werke 590 GWh Total 21 146 GWh
<b>Produktionserwartung</b> fürs Winterhalbjahr (ohne Umwälzbetrieb)	2020	BFE 2020, Excel-Datei <sup>31</sup>	Laufwasserkraft 6308 GWh Speicherkraft 8149 GWh Pumpspeicher/Umwälz-Werke 964 GWh Total 15 421 GWh

Tabelle 7: Kennzahlen zur Grosswasserkraft (Anlagen >300 kW gemäss WASTA) in der Schweiz

### 14. Quellen

<u>BFE 2004</u>	Ausbaupotenzial der Wasserkraft. Bundesamt für Energie BFE, nicht online
<u>BFE 2007</u>	Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Bundesamt für Energie BFE
<u>BFE 2011</u>	Forschungsprogramm Wasserkraft. Überblicksbericht 2010, Bundesamt für Energie
<u>BFE 2012a</u>	Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz. Bundesamt für Energie

<sup>28</sup> Mittlere Produktionserwartung für 2019 ohne Abzug der Pumpenenergie für die Saisonspeicherung und ohne Umwälzbetrieb

<sup>29</sup> «WKA-Typ» L, S, P und U, nur Anlagen mit «ZE-Status» «im Normalbetrieb» und «im Umbau»

<sup>30</sup> Berechnung: Zuerst «WKA-Typ» filtern nach gewünschtem Typ und «ZE-Status» nach «im Normalbetrieb» und «im Umbau», dann «Prod. ohne Umwälzbetrieb - S.» multiplizieren mit «Proz. Anteil CH» (in Prozentpunkten) und die so erzeugten Werte summieren.

<sup>31</sup> Berechnung: Zuerst «WKA-Typ» filtern nach gewünschtem Typ und «ZE-Status» nach «im Normalbetrieb» und «im Umbau», dann «Prod. ohne Umwälzbetrieb - W.» multiplizieren mit «Proz. Anteil CH» (in Prozentpunkten) und die so erzeugten Werte summieren.

<a href="#"><u>BFE 2012b</u></a>	Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie
<a href="#"><u>BFE 2013</u></a>	Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz. Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, Bundesamt für Energie
<a href="#"><u>BFE 2019a</u></a>	Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018, Bundesamt für Energie
<a href="#"><u>BFE 2019b</u></a>	Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie
<a href="#"><u>BFE 2020</u></a>	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Stand 01.01.2020, Bundesamt für Energie
<a href="#"><u>OcCC 2007</u></a>	Klimaänderung und die Schweiz 2050. Erwartete Auswirkungen auf Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft, Organe consultatif sur les changements climatiques
<a href="#"><u>OcCC 2008</u></a>	Das Klima ändert – was nun? Der neue UN-Klimabericht (IPCC 2007) und die wichtigsten Ergebnisse aus Sicht der Schweiz, Organe consultatif sur les changements climatiques
<a href="#"><u>SGHL 2011</u></a>	Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung. Synthesebericht, Schweizerische Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie
<a href="#"><u>SWV 2012</u></a>	Ausbaupotenzial Wasserkraft. VSE-Bulletin 2/2012, Seiten 8–11
<a href="#"><u>SWV 2017</u></a>	Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz. Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
<a href="#"><u>VSE 2006</u></a>	Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, nicht online
<a href="#"><u>VSE 2012</u></a>	Wege in die neue Stromzukunft. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
<a href="#"><u>VSE 2020</u></a>	Kleinwasserkraft. Basiswissen-Dokument, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen