



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieversorgung und Monitoring

Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen

Synthese



Datum: November 2017

Auftraggeberin: Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer/in: PSI – Paul Scherrer Institut

Autoren: Christian Bauer und Stefan Hirschberg (PSI)

Kontakt: christian.bauer@psi.ch, stefan.hirschberg@psi.ch

Der Gesamtbericht steht über folgende links verfügbar:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/index.html?lang=de&dossier_id=05238

<https://www.psi.ch/ta/reports-and-working-papers>

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	4
2. Ausschöpfbare Potenziale der erneuerbaren Energien bis 2050	4
3. Kosten der Stromproduktion	6
4. Umweltaspekte	9



1. Ausgangslage

Sowohl als Grundlage für die Energieperspektiven wie auch für das Technologie-Monitoring (gesetzlicher Auftrag gemäss neuem Energiegesetz) lässt das Bundesamt für Energie regelmässig die **Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien** erheben. Dabei werden auch Technologien untersucht, die zwar nicht als Optionen für die inländische Stromproduktion, aber für Stromimporte künftig von Bedeutung sein könnten (z.B. Wellenkraftwerke, Offshore-Windturbinen). Neben den herkömmlichen Produktionsverfahren werden zudem neuartige, noch nicht marktreife Technologien erfasst; bei diesen ist noch nicht abschätzbar, ob sie dereinst den Durchbruch schaffen und wesentlich zur Stromversorgung der Schweiz beitragen können (z.B. Kernfusion).

Konkret wurden in der vorliegenden Studie des Paul Scherrer Instituts (PSI) – welche auch im Rahmen der SCCER SoE und SCCER biosweet erstellt wurde¹ – folgende Technologien untersucht: Grosswasserkraftwerke (GWK), Kleinwasserkraftwerke (KWK), Windturbinen (on- und offshore), Fotovoltaik-Anlagen (PV), Verstromung von Biomasse, Geothermie-Kraftwerke (petrothermal), Wellen- und Gezeitenkraftwerke, Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung, Kernkraftwerke, Erdgas- und Kohlekraftwerke sowie Erdgas-Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen und „Neuartige“ Technologien (hydrothermale Methanisierung von wässriger Biomasse, nicht konventionelle geothermale Technologien, Kernfusion und thermoelektrische Stromerzeugung zur stationären Abwärmenutzung).

Die Studie weist die Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen jeweils für den Zeithorizont von heute bis 2050 aus. In der vorliegenden Arbeit nicht erfasst sind das Zusammenspiel der verschiedenen Technologien (Systemaspekte) sowie externe Kosten (z.B. Gesundheitskosten als Folge von Luftverschmutzung, nicht versicherte Kosten aufgrund von potenziellen Unfällen).

Die vorliegende Synthese bietet einen kompakten Überblick auf die für die Schweiz wichtigsten Ergebnisse der Studie. Für weitergehende Informationen und Hintergründe wird auf die ausführliche Zusammenfassung mit den technologiespezifischen Datenblättern sowie auf die einzelnen Kapitel im Bericht verwiesen. Der Grossteil der in dieser Synthese angegebenen Zahlen gilt unter bestimmten Annahmen und Rahmenbedingungen, welche in den Datenblättern und Technologiekapiteln zu finden sind.

2. Ausschöpfbare Potenziale der erneuerbaren Energien bis 2050

Die folgende Tabelle 1 zeigt die ausschöpfbaren Potenziale zur Stromproduktion mit erneuerbaren Technologien in der Schweiz bis ins Jahr 2050. Das ausschöpfbare Potenzial entspricht dem Anteil des technischen Potenzials, das die Kriterien „ökologisch“ und „wirtschaftlich“ erfüllt. Gesellschaftliche Kriterien wie die Akzeptanz sind hier teilweise berücksichtigt, sind aber zeitlich veränderlich und deshalb mit grossen Unsicherheiten verbunden. Kernkraft und fossile Kraftwerke haben theoretisch gesehen ein unbeschränktes technisches Potenzial; deren ausschöpfbare Potenziale sind von diversen Rahmenbedingungen abhängig und werden hier nicht quantifiziert. Kernenergie und Kohlekraftwerke stellen aus politischen Gründen zwar in Zukunft keine Option für die Stromproduktion in der Schweiz dar. Strom aus diesen und anderen Technologien kann aber importiert werden.

¹ Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE); Swiss Competence Center for Bioenergy Research (SCCER BIOSWEET).

**Tabelle 1:** Ausschöpfbare Potenziale der erneuerbaren Stromproduktionsanlagen für die Schweiz (in TWh/a).

Technologie	Produktion 2015/2016	2035	2050
Grosswasserkraft ²	32.7	32.7-34.0	32.7-34.0
Kleinwasserkraft ³	3.5	4.3-5.5	4.3-5.5
Windenergie	0.1	0.7-1.7	1.4-4.3
Fotovoltaik ⁴	1.1	5.5-16	11-19
Holz-BHKW	0.1	0.1-0.6	0.1-1.1
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	0.1	0.1-0.7	0.1-1.3
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	voraussichtlich noch nicht in grossem Masstab verfügbar	4.5 (Ziel)

Die obige Tabelle weist das ausschöpfbare Stromproduktionspotenzial pro Technologie aus; dieses besteht aus heutiger Produktion plus dem ausschöpfbaren Zubau.

Unter den erneuerbaren Energien in der Schweiz weisen **PV-Anlagen** für 2035 und 2050 das grösste Zubaupotenzial auf, auch wenn nur Dachanlagen in dieser Studie berücksichtigt wurden und die Bandbreite relativ gross ist. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien stossen PV-Anlagen eher auf Akzeptanz und eine weitgehende Ausschöpfung des Potenzials scheint realistischer. Berücksichtigt werden muss indes, dass eine erfolgreiche Integration grosser Mengen an PV-Strom aus dezentralen Anlagen, welcher unregelmässig anfällt, mit geeigneten Massnahmen ins System integriert werden muss. **Windenergieanlagen** weisen ebenfalls ein substanzielles Zubaupotenzial für die beiden Stichjahre aus. Auf lange Frist (2050) könnte auch die Stromproduktion aus **Tiefengeothermie** ein erhebliches Potenzial aufweisen, allerdings ist diese Option mit grossen technischen Unsicherheiten verbunden. Mittelfristig (2035) scheint die Tiefengeothermie wegen der heute bestehenden technischen (insbesondere seismischen Risiken), wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Hürden in grossem Masstab noch nicht verfügbar zu sein. Bei der **Stromproduktion aus Biomasse** greift die obige Tabelle zwei Technologien heraus, welche für die Schweiz 2035 respektive 2050 interessant sein könnten: So wird momentan nur ein kleiner Teil der in der Landwirtschaft anfallenden Gülle energetisch genutzt. Auch bei holzartiger Biomasse kann mit einem Teil des heute nur für Wärme genutzten Holzes in BHKW zusätzlich Strom erzeugt werden. Bei Biomasse (holzartige und feuchte Biomasse) gilt zu berücksichtigen, dass diese Energieträger als Holzpellets oder Biogas auch im Wärme- oder Verkehrssektor eingesetzt werden können, wo die Wirtschaftlichkeit aufgrund der logistischen und energiepolitischen Rahmenbedingungen (CO₂-Abgabebefreiung etc.) möglicherweise besser ist. Verschiedene Nutzungen konkurrieren also um dasselbe Biomassepotenzial. Die Potenziale von Kehrlichtverbrennungsanlagen und Abwasserreinigungsanlagen werden in dieser Zusammenfassung nicht aufgeführt, da deren Ausbaupo-

² Reduktion der Produktion durch das Gewässerschutzgesetz von 1'260 GWh/a berücksichtigt.

³ Das BFE geht von einem zusätzlichen Potenzial von 1.3-1.6 TWh/a aus.

⁴ Die Zahlen gelten für PV-Anlagen auf Dächern; das nachhaltige Potenzial für Anlagen auf Fassaden wird auf 3-5.6 TWh/a geschätzt. Freiflächenanlagen werden aus Akzeptanzgründen nicht berücksichtigt.



tenziale gering sind. Bei diesen Anlagen kann aber in der Regel dank neuer Technologien der Wirkungsgrad erhöht werden. Auch bei der **Grosswasserkraft** besteht ein gewisses Zubaupotenzial. Die künftige Entwicklung der Wasserkraft hängt dabei hauptsächlich von den wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen ab. Substanzielle technologische Fortschritte sind jedoch nicht mehr zu erwarten, aber gewisse Effizienzsteigerungen bei Erneuerungen. Das Potenzial für Strom aus **Kleinwasserkraftwerken** ist relativ gering, aber nicht vernachlässigbar. Der weitere Ausbau wird indes hauptsächlich von der staatlichen Förderung und der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängen, weil dieser Strom üblicherweise teuer ist und neue Kraftwerke oft auf Widerstand in der Bevölkerung stossen.

3. Kosten der Stromproduktion

Die beiden folgenden Tabellen zeigen die heutigen und zukünftigen Stromproduktionskosten für die wichtigsten Kraftwerkstypen. 2 zeigt die Gestehungskosten für erneuerbare Stromproduktionsanlagen (hauptsächlich in der Schweiz). Tabelle 3 zeigt die Gestehungskosten für konventionelle Stromproduktionsanlagen, wie sie mittelfristig eher im europäischen Ausland als in der Schweiz gebaut werden⁵. Die detaillierten Gestehungskosten aller Anlagen sind dem Hauptbericht zu entnehmen. Die Stromgestehungskosten werden mit der Methode der *Levelized Costs of Electricity (LCOE)* erhoben. Dazu werden die zukünftigen Kosten abdiskontiert. Folgende Komponenten sind enthalten: Gesamte Baukosten bei der Erstellung, Betriebskosten über die Lebensdauer (Brennstoffkosten, fixe und variable Betriebs- und Unterhaltskosten), Rückbaukosten am Ende der Lebensdauer, Kapitalkosten (werden einheitlich mit Kapitalzinsen von 5% berechnet). Die dargestellten Bandbreiten spiegeln die Variabilität der Produktionskosten aufgrund von standortspezifischen Bedingungen (z.B. Jahreserträge von PV-Anlagen und Windturbinen), Charakteristika der Technologien (z.B. Kraftwerkswirkungsgrade und -leistungen) sowie Biomassekosten wider. Kosten von CO₂-Emissionen⁶ und andere externe Kosten sind nicht berücksichtigt. Die angegebenen Produktionskosten beinhalten Wärmegutschriften⁷ für Biomasse- und Erdgas-BHKW, Brennstoffzellen sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen; diese Technologien werden üblicherweise wärmegeführt betrieben, sodass ein Teil der Abwärme verkauft oder intern genutzt werden kann.

Während sich die Kosten für Wasserkraft, Holz-BHKW, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung bis 2050 eher verteuern, sinken die Gestehungskosten für Fotovoltaik um die Hälfte, bei Windenergie etwas weniger, und erreichen so grob bis 2050 das Kostenniveau von Grosswasserkraft. Die Gestehungskosten von Strom aus Gaskombikraftwerken werden etwa gleich hoch sein wie für kleine PV-Anlagen oder Windenergie, allerdings ohne Einbezug der CO₂-Kosten. Ohne Einbezug dieser Kosten wird auch Strom aus Kohlekraftwerken vergleichsweise billig sein⁸.

⁵ Nachdem das Schweizer Volk am 25. Mai 2017 der Energiestrategie 2050 zugestimmt hat, ist der Bau neuer Kernkraftwerke gemäss revidiertem Kernenergiegesetz verboten. Die mittelfristige Bedeutung von Gaskombikraftwerken in der Schweiz wird von der zukünftigen Ausgestaltung des Strommarkts und der Klimapolitik abhängen.

⁶ Kosten der CO₂-Zertifikate sind derzeit sehr gering und daher vernachlässigbar. Eine Abschätzung der künftigen CO₂-Preise lag ausserhalb des Rahmens der vorliegenden Studie.

⁷ Die Wirtschaftlichkeit von Anlagen, die Strom und Wärme produzieren, ist wesentlich durch den Erlös aus dem Wärmeabsatz beeinflusst; dieser wird mit so genannten Wärmegutschriften berücksichtigt.

⁸ Bei einem CO₂-Preis von 10 Franken pro Tonne CO₂ verteuern sich die Stromgestehungskosten eines Gas- oder Kohlekraftwerks um rund 0.5 Rp/kWh bzw. 1 Rp/kWh (gemäss Abschätzungen BFE).



Tabelle 2: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft ⁹	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW	18-31	9-22	8-19
1000 kW	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹¹	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie ¹²	nicht vorhanden	16-58	13-47

⁹ Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke werden hier nicht unterschieden, da spezifische Daten fehlen. Für die existierenden Kraftwerke liegen die Produktionskosten bei 2-10 Rp./kWh.

¹⁰ Inklusive Wärmegutschriften.

¹¹ Inklusive Wärmegutschriften.

¹² Ohne Wärmegutschriften, da es als schwierig eingeschätzt wird, Abnehmer für die grossen Wärmemengen zu finden.

**Tabelle 3:** Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für konventionelle Energien, vorwiegend im europäischen Ausland (in Rp./kWh)¹³.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Kernenergie	5.1-12.5 ¹⁴	5.1-12.2 ¹⁵	k.A. ¹⁶
Gaskombikraftwerke GuD	10.8-12.3	12.9-14.2	14.5-16
GuD mit CO ₂ - Abscheidung	nicht vorhanden	15.3-17.7	17.3-19.8
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el}	22-45	23-45	23-45
1000 kW _{el}	10-15	12-17	17-20
Brennstoffzellen: 1 kW _{el}	65-125	23-64	19-46
300 kW _{el}	22-70	14-37	13-24
Kohlekraftwerke (Ausland)	3.9-8.3	4.2-8.7	4.4-8.9
Kohle mit CO ₂ - Abscheidung	nicht vorhanden	6.3-10.4	5.5-10.6

Für die vorliegende Studie wurden Annahmen zur Preisentwicklung fossiler Energien gemacht, welche für Kohle- und Gaskombikraftwerke, aber auch WKK-Anlagen relevant sind. Die Annahmen basierend im Wesentlichen auf den Daten des World Energy Outlook 2016 der Internationalen Energie-Agentur (IEA). Die folgende Tabelle 4: Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise für die Industrie gemäss IEA-Daten (in CHF pro MWh). zeigt die angenommene Preisentwicklung in CHF pro MWh für Schweizerische Industrieverbraucher. Diese Preise sind ohne Abgaben und Steuern. Die Preise für Kohle und Erdgas, die wichtigsten Energieträger für die konventionelle Stromproduktion, werden sich demgemäss bis 2050 um rund die Hälfte erhöhen.

¹³ Die angenommenen Brennstoffkosten (Erdgas und Kohle) beziehen sich auf die Schweiz.

¹⁴ Neue Gen III/III+ Reaktoren wie sie heute vorwiegend in Asien (China, Südkorea u.a.) gebaut werden.

¹⁵ Gen III(+) oder Small modular reactors (SMR).

¹⁶ Mangels verlässlicher Daten sind keine Schätzungen für Generation IV im Jahr 2050 möglich.



Tabelle 4: Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise für die Industrie gemäss IEA-Daten (in CHF pro MWh).¹⁷

Energie-träger	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kohle	13.1	18.4	19.0	19.7	20.2	20.6	21.0	21.4
Leichtöl	45.6	53.5	63.9	73.5	78.2	82.3	85.1	87.4
Schweröl	31.0	50.0	56.5	62.0	64.6	66.9	68.5	69.8
Erdgas	55.7	57.1	64.6	71.7	74.6	76.9	78.9	80.5

4. Umweltaspekte

Die Quantifizierung und Bewertung der mit der Stromproduktion verbundenen Umweltauswirkungen basiert auf der Methode der Ökobilanzierung („Life Cycle Assessment“, LCA) und beinhaltet daher die vollständigen Energieketten inkl. Förderung und Bereitstellung der Energieträger, der Infrastruktur, usw.

Treibhausgasemissionen (THG) und die damit verbundene Wirkung auf den Klimawandel werden in der vorliegenden Arbeit als primärer Umweltindikator für heutige und zukünftige Stromproduktionstechnologien verwendet. Weitere Umweltauswirkungen heutiger Technologien werden im Hauptbericht dargestellt und diskutiert. Mit der Methode der Ökobilanz werden die Umweltauswirkungen des „Normalbetriebs“ von Kraftwerken und Brennstoffversorgungsketten quantifiziert. Mögliche Folgen von schweren Unfällen sind nicht berücksichtigt. Die Methode erlaubt es nicht, lokale und standortspezifische Umweltauswirkungen zu messen, wie sie z.B. bei Kleinwasserkraftwerken in Bezug auf lokale Ökosysteme auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung mit heutigen und künftigen Technologien. Die dargestellten Bandbreiten spiegeln Variabilität bzgl.

Standortfaktoren (z.B. Jahresertrag von PV- und Windkraftanlagen in der Schweiz), Technologiecharakteristika (z.B. Wirkungsgrade, Anlagenleistungen) und Brennstoffeigenschaften wider. Emissionen von BHKW und Brennstoffzellen sind nach Exergiegehalt¹⁸ auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Im Technologievergleich verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen die geringsten Treibhausgasemissionen. Strom aus Kohlekraftwerken ist mit den höchsten Emissionen verbunden. Treibhausgasemissionen von Erdgas-GuD- und Kohlekraftwerken könnten in Zukunft mittels CO₂-Abscheidung substantiell reduziert werden. Für die meisten Technologien kann davon ausgegangen werden, dass die Treibhausgasemissionen bis ins Jahr 2050 abnehmen werden. Ausnahmen sind Wasserkraft und Kernenergie – hier besteht kaum ein Reduktionspotenzial. Abnehmende Urankonzentrationen könnten die Uranförderung vielmehr aufwändiger machen und sogar zu höheren Emissionen führen. Der Faktor der in Zukunft schlechter verfügbaren Ressourcen könnte auch bei Erdgas- und Kohlekraftwerken zu höheren Emissionen führen.

¹⁷ Die Preisangaben im Bericht sind in CHF₂₀₁₅ pro GJ. Es werden auch Angaben zu Energiepreisen in Europa und in andern Sektoren (Haushalt, Verkehr) gemacht.

¹⁸ Als Exergie wird die Wertigkeit von Energie bezeichnet; Strom hat mehr wert als Wärme, vor allem wenn es sich dabei um Niedertemperaturwärme handelt.

**Tabelle 5:** Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO₂eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin	39-69	7-45
monokristallin	62-109	11-71
Dünnschicht	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹⁹	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el}	583-633	546-601
1000 kW _{el}	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW _{el}	560-780	440-570
300 kW _{el}	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

¹⁹ Die Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen sind stark vom möglichen „Methanschlupf“ während der Biomassevergärung abhängig und mit grossen Unsicherheiten verbunden – dementsprechend gross ist die angegebene Bandbreite. Für 2050 sind keine belastbaren Ökobilanz-Ergebnisse vorhanden.