

Zürich, 11. Juni 2019

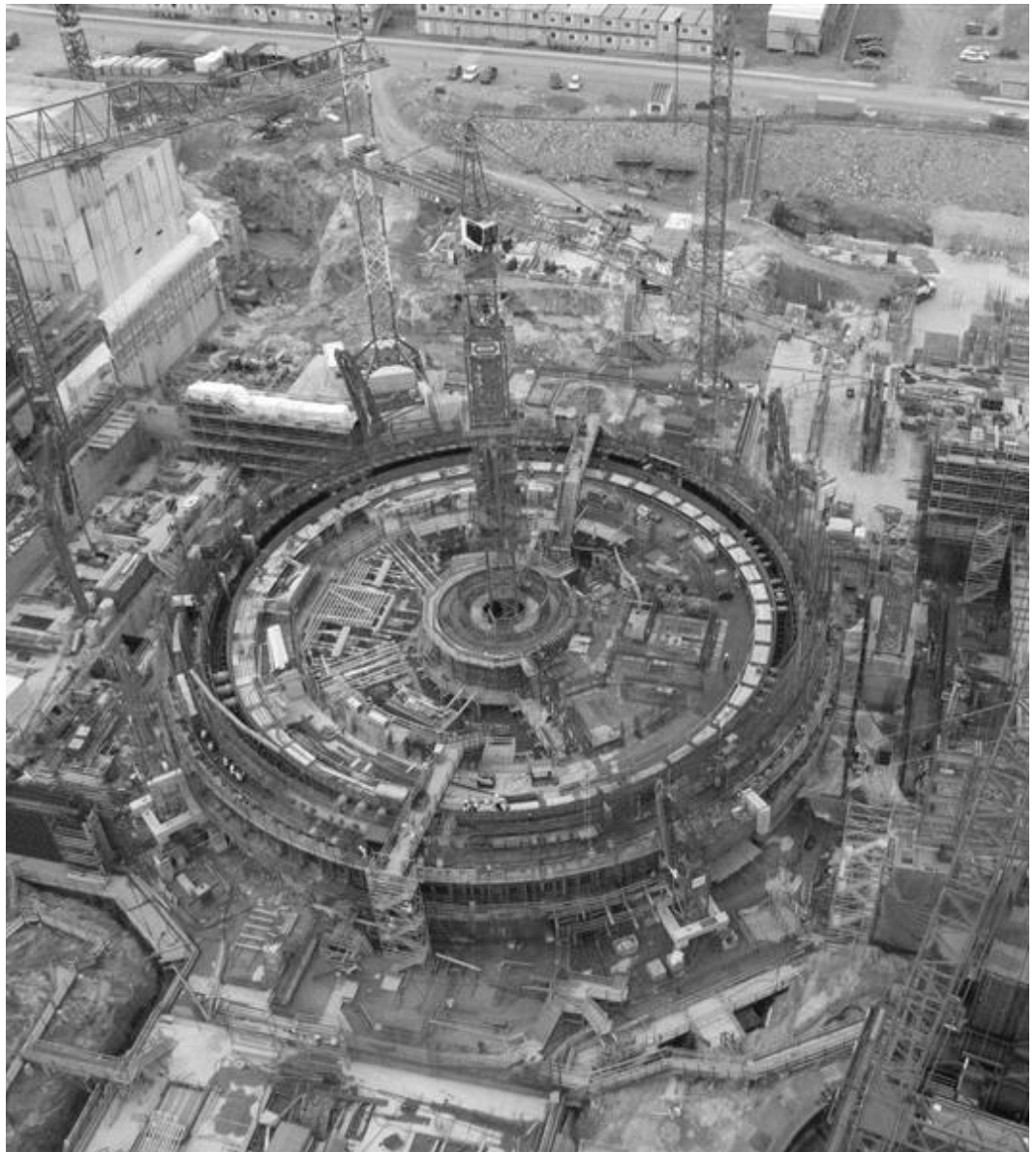
KLIMAWANDEL UND ATOMKRAFTWERKE
REALISIERBARKEIT VON NEUEN ATOMKRAFTWERKEN ZUR
DEKARBONISIERUNG DER SCHWEIZERISCHEN ENERGIEVERSORGUNG
Kurzstudie | Simon Banholzer, Felix Nipkow, Nils Epprecht



Schweizerische
Energie-Stiftung
Fondation Suisse
de l'Énergie

Sihlquai 67
8005 Zürich
Tel. 044 275 21 21

info@energiestiftung.ch
PC-Konto 80-3230-3



ABSTRACT

Mit dem Pariser Klimaabkommen hat sich die Schweiz verpflichtet, den CO₂-Ausstoss bis 2050 massiv zu reduzieren. Um die gesetzten CO₂-Ziele zu erreichen, muss die CO₂-arme Energieproduktion schnell ausgebaut werden. Die Schweizerische Energie-Stiftung hat in der vorliegenden Kurzstudie die Realisierbarkeit eines neuen Atomkraftwerks in der Schweiz untersucht und sich dabei auf die Aspekte Bauzeit, Kosten und Finanzierung begrenzt. Zum Vergleich wird dem Bau eines neuen Atomkraftwerks der Ausbau von Photovoltaik gegenübergestellt.

Die Resultate zeigen: Weder Atomkraftwerke noch Photovoltaik-Anlagen sind CO₂-neutral. In Bezug auf die CO₂-Bilanz ist bei Atomkraftwerken in Zukunft jedoch eine Verschlechterung, bei Photovoltaik eine Verbesserung zu erwarten. Der Bau eines neuen AKW birgt hohe Risiken und dauert alleine schon aufgrund des längeren politischen Prozesses knapp dreimal länger als der Aufbau derselben Produktionskapazität mittels Photovoltaik. Kostenseitig kann ein neues Atomkraftwerk zwar auf den ersten Blick mit einer äquivalenten Produktionskapazität mittels Photovoltaik mithalten, wobei sich die Kosten bei Atomkraftwerken nach oben, bei Photovoltaik-Anlagen nach unten entwickeln. Hinzu kommen externe Kosten, die in zum Teil nach wie vor unbekannter Höhe anfallen. Der Staat müsste zudem für den Bau eines neuen AKW für hohe Investitionssicherheit sorgen, indem er für wohl über 50% der Kosten staatliche Unterstützung zusichert. Da sich sämtliche Mittel auf ein einziges Projekt konzentrieren ist das Risiko einer Fehlinvestition gross. Insgesamt ist damit ein neues Atomkraftwerk klar langsamer, risikoreicher und für die Steuerzahlenden teurer als eine äquivalente Produktionskapazität mittels Photovoltaik und würde eine völlige Kehrtwende der heutigen schweizerischen Energiepolitik verlangen.

1	Einleitung	4
2	SZENARIO 1: Bau eines neuen AKW	4
2.1	Zeitbedarf	4
2.2	Kosten.....	5
2.3	Finanzierung	6
2.4	Vollkosten	7
2.5	Technologische Weiterentwicklung	8
3	SZENARIO 2: Ausbau PHOTOVOLTAIK.....	9
3.1	Potenziale und Kosten.....	9
3.2	Finanzierung	10
3.3	Zeitbedarf	10
3.4	Technologische Weiterentwicklung	11
4	Vergleich von AKW und Photovoltaik	12
4.1	Bauzeit	12
4.2	Kosten und staatliche Förderung.....	12
4.3	Klimaschäden	14

Bild Titelseite: Baustelle EPR Olkiluoto 3, © Greenpeace / Nick Cobbing

1 EINLEITUNG

Die Schweiz hat sich im Pariser Klimaabkommen dazu verpflichtet, den CO₂-Ausstoss bis 2030 gegenüber 1990 um die Hälfte zu reduzieren. Bis 2050 soll er bei 15 bis 30% gegenüber 1990 liegen.¹ Die Gletscherinitiative und die Klimastreikenden fordern bis 2050 bzw. 2030 einen CO₂-Ausstoss von netto Null. Obwohl sich die Schweizer Stimmbevölkerung 2017 mit der Energiestrategie 2050 für ein Neubauverbot für AKW und damit für den Atomausstieg entschieden hat, werden vor diesem Hintergrund neue Atomkraftwerke als mögliche Lösung gegen den Klimawandel ins Spiel gebracht. Die vorliegende Kurzstudie hat zum Zweck, diesen Diskurs fachlich zu unterstützen und eine auf die Schweiz bezogene Prüfung der Argumente vorzunehmen.

Die Studie konzentriert sich auf die grundsätzlichen Fragen der Realisierbarkeit. Entscheidende Faktoren dafür sind die Bauzeit, die Baukosten und die Finanzierbarkeit. Zum Vergleich wird der Ausbau von Photovoltaik herangezogen. Für die weiteren bekannten Nachteile von AKW wie die ungelöste Entsorgung der radioaktiven Abfälle und das Unfallrisiko und daraus resultierende volkswirtschaftliche Kosten wird auf die vielfältige und umfangreiche Literatur zu diesen Themen verwiesen.

2 SZENARIO 1: BAU EINES NEUEN AKW

Der Bau neuer AKW ist in der Schweiz seit 2018 per Gesetz verboten. Dies hat die Stimmbevölkerung mit Annahme der Energiestrategie 2050 beschlossen. Um neue AKW zu bauen, müssten sowohl die Politik als auch die Stimmbevölkerung eine Kehrtwende vollziehen. Bezüglich Realisierbarkeit stellen sich folgende Fragen:

- Wie lange dauert es, bis ein neues AKW in Betrieb gehen könnte?
- Mit welchen Baukosten wäre zu rechnen?
- Wie könnten die Kosten finanziert werden?

2.1 Zeitbedarf

Um in der Schweiz ein neues AKW zu bauen, müssten mehrere Hürden genommen werden:

- Neubauverbot aufheben (inkl. fakultatives Referendum)
- Rahmenbewilligung (inkl. fakultatives Referendum)
- Baubewilligung
- Betriebsbewilligung

Die Chance eines oder zweier Referenden ist aufgrund der geringen Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber der Technologie hoch und damit auch das Risiko, dass ein Bauprojekt dadurch frühzeitig gestoppt werden müsste. Da die Stimmbevölkerung erst 2017 den Atomausstieg mit dem Neubauverbot be-

¹ BAFU: Das Übereinkommen von Paris, 21.8.2018.

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/klima-internationales/das-uebereinkommen-von-paris.html>

schlossen hat, scheint es unwahrscheinlich, dass in der Bevölkerung ein schnelles Umdenken stattfinden würde.

Sollten die Referenden überstanden werden, so ergibt sich gestützt auf Verfahrensfristen, politische Entscheidungsprozesse, historische Daten bei vergangenen Rahmenbewilligungsgesuchen und Erfahrungswerte für den Bau eines neuen AKW, dass alle Prozesse zusammen im realistischen Fall mindestens 21 Jahre dauern würden². Nur wenn Bundesrat und Parlament unter hohem zeitlichem und internationalem Druck stehen, können die bundesinternen Prozesse und die parlamentarische Beratung um 2 Jahre verkürzt werden. Sollten sich während den 21 Jahren neue ernsthaftere Probleme oder gar Unfälle in in- oder ausländischen AKW ereignen, ist es sehr wahrscheinlich, dass die Planung komplett abgebrochen würde.

Auch der Bau selbst ist mit grossen Unsicherheiten behaftet, wie die Erfahrungen der letzten 20 Jahre zeigen. Alle neuen amerikanischen, europäischen und asiatischen Druckwasserreaktoren (AP1000, EPR, APR1400) hätten in wenigen Jahren gebaut werden sollen. Die Bauzeit betrug aber letztlich wegen unzähliger Probleme im Schnitt rund 10 Jahre.³ Einzig der koreanische Reaktor APR1400 konnte im Schnitt in 8 Jahren fertiggestellt werden. Inwiefern dieser Reaktortyp mit den qualitativen Anforderungen mithalten kann, ist jedoch fraglich, da der koreanische Hersteller Korea Hydro & Nuclear Power in einen grossen Korruptionsfall, bei dem unter anderem Sicherheitszertifikate gefälscht wurden, verwickelt ist. Daher ist hinter die 8 Jahre und auch die Kosten ein grosses Fragezeichen zu setzen. Die umfassende weltweite Statistik im World Nuclear Industry Status Report 2018 bestätigen diese Erfahrungen: Im Schnitt hatten die letzten 53 fertiggestellten Reaktoren eine durchschnittliche Bauzeit von 10.1 Jahren.⁴

2.2 Kosten

Sollte sich die Schweiz für neue AKW entscheiden, kämen hohe Kosten auf die Betreiberinnen zu. Alle bislang gebauten Reaktoren neuester Generation konnten erst nach jahrelangen Verzögerungen beim Bau und damit verbundenen hohen Mehrkosten in Betrieb genommen werden. Im Schnitt kosten die vom französischen Staatskonzern Areva (heute Framatom) entwickelten Europäischen Druckwasserreaktoren EPR mit einer elektrischen Leistung von 1600 MW 10.37 Mrd. €. ⁵ Beispielsweise in Flamanville verdreifachten sich die Kosten des EPR gegenüber den ursprünglich vereinbarten Baukosten, wobei der Reaktor noch immer nicht in Betrieb ist. Der von der Konkurrenz Westinghouse entwickelte AP1000 (1100 MW) kostete am Standort Sanmen in China gemäss mehreren Medienberichten 6.59 Mrd. € und damit ein Viertel mehr als ursprünglich geplant. Etwas günstiger ist der koreanische Doppel-Reaktor APR1400 mit einer Leistung von total 2800 MW, dessen effektive Kosten bei

² Siehe Anhang A

³ Siehe Anhang A

⁴ Mycle Schneider et al.: The World Nuclear Industry Status Report 2018.
<https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20180902wnisr2018-lr.pdf>

⁵ Siehe Anhang A

6.27 Mrd. € liegen. Der erwähnte Korruptionsfall lässt vermuten, dass die realen Kosten hier jedoch ebenfalls höher liegen dürften.

2.3 Finanzierung

Der Bau von AKW birgt hohe finanzielle Risiken für die Betreiberinnen. In den letzten 20 Jahren konnte in Westeuropa und den USA kein Energieversorgungsunternehmen ohne staatliche Unterstützung ein AKW entwickeln. Das augenscheinlichste Beispiel dafür ist der Doppelreaktor Hinkley Point C in Grossbritannien. Die mit dem Bau beauftragte, ebenfalls dem französischen Staat gehörende Electricité de France (EDF), erhielt vom britischen Staat eine Kreditgarantie in der Höhe von 14 Mrd. £,⁶ um zwei Reaktoren des Typs EPR zu bauen. Darüber hinaus garantiert Grossbritannien EDF für die Laufzeit von 35 Jahren eine Einspeisevergütung, die massiv über heutigen Strompreisen und über den Vergütungssätzen für erneuerbaren Strom aus Wind- und Solar-kraft liegt. Die Agentur Energy Brainpool hat in einer Studie berechnet, dass sich damit die staatlichen Subventionen auf insgesamt 54 Milliarden Euro summieren.⁷

Für den Bau von Olkiluoto 3 in Finnland – eines weiteren EPR – wurde zwischen der Baufirma Areva und der finnischen Betreiberin TVO ein Vertrag mit einem Kostendach von 3.4 Mrd. € abgeschlossen. Kostenüberschreitungen müssen vollständig durch Areva getragen werden. Tatsächlich kam es dazu, was zu mehreren Rechtsstreitigkeiten führte. Areva musste schliesslich vom französischen Staat vor dem Konkurs gerettet werden. Kostenpunkt: 10 Mrd. €, die Hälfte davon benötigt Areva, um Olkiluoto 3 fertigzustellen.⁸ Finnland wiederum stellte stark vergünstigte Kredite in der Höhe von 1.95 Mrd. € zur Verfügung⁹ und hat zur Förderung von Grosskraftwerken ausserdem das Modell «Mankala» eingerichtet. Aktionäre von stromproduzierenden Gesellschaften können die ihren Aktienanteilen entsprechende Stromproduktion zum Selbstkostenpreis beziehen. Dafür und für Unternehmensgewinne, die in die Stromproduktion investiert werden, müssen keine Steuern bezahlt werden.¹⁰

Der dritte Neubau in Westeuropa, Flamanville 3 in Frankreich, wird von den staatlichen Betrieben EDF und Areva gebaut und geführt. Defizite werden in jedem Fall vom französischen Staat gedeckt.

⁶ 14 Mrd. £ entsprach zur Zeit des Abschlusses des ersten Vertrags 20.4 Mrd. Fr.

⁷ Energy Brainpool: Höhe der staatlichen Förderung von Hinkley Point C, 8.6.2015. http://www.no-point.de/wp-content/uploads/2015/06/2015-06-09_GreenpeaceEnergy_Kurzanalyse-HinkleyPoint_F%C3%B6rderkosten_EnergyBrainpool-final.pdf

⁸ Jan Haverkamp: Financing Models for Nuclear Power Plants, Nuclear Monitor Issue: #851, 20.09.2017. <https://www.wiseinternational.org/nuclear-monitor/851/financing-models-nuclear-power-plants>

<https://www.reuters.com/article/us-areva-restructuring-france-idUSKBN1401JW>

⁹ Mycle Schneider et al.: World Nuclear Industry Status Report 2009 <https://www.worldnuclearreport.org/Der-Welt-Statusreport.html#ay>

¹⁰ Reinhard Wolff: Atomkraft in Finnland. <https://www.ausgestrahlt.de/informieren/atomkraft-in-anderen-laendern/atomkraft-in-finnland/>

Wie die folgende Tabelle zeigt, machen in Westeuropa die staatlichen Kreditgarantien für den Bau der neusten Atomkraftwerke damit zwischen 57% und 70% aus.

Tabelle 1: Vergleich staatlicher Unterstützungen für neue AKW in Westeuropa mit Zubau Photovoltaik in der Schweiz

	Investitionskosten	Staatliche Unterstützung	Staatlicher Unterstützungsgrad
Hinkley Point C	20 Mrd. £	14 Mrd. £	70%
Olkiluoto 3	3.4 Mrd. € ¹¹	1.95 Mrd. €	57%
PV Zubau CH	17.9 Mrd. Fr.	4.48 Mrd. Fr.	25%

Auch in der Schweiz sind die grossen Energieversorgungsunternehmen nicht mehr gewillt, solch grosse Investitionen zu tätigen. Die geplante Eignerstrategie der Axpo, der bisher grössten Betreiberin von AKW, sieht vor, dass sich die Axpo künftig nicht mehr an Atomkraftwerken beteiligen soll. Auch die ehemalige CEO von Alpiq, der zweitgrössten Betreiberin von AKW, Jasmin Staiblin, hat an einer öffentlichen Veranstaltung der SES 2017 bekannt gegeben, dass Alpiq nie mehr AKW bauen werde. Schon länger hat sich auch die dritte Betreiberin von AKW in der Schweiz, die BKW, zum Atomausstieg bekannt. Die 2008 von den drei Betreiberinnen eingereichten Gesuche für neue AKW wurden denn alle 2016, noch vor der Abstimmung zur Atomausstiegsinitiative und vor dem Neubauverbot, zurückgezogen.¹² Das Neubauverbot ist damit nicht mehr nur politisch und gesetzlich gefestigt, sondern hat auch Eingang in die Unternehmensstrategien der wichtigsten Schweizer Energieversorgungsunternehmen gefunden.

2.4 Vollkosten

Ohne staatliche Unterstützung können solche Grossprojekte im heutigen Markt nicht umgesetzt werden. Aber nicht nur für den Bau, sondern auch im Betrieb spricht der Staat bislang «versteckte» Subventionen. So müssen Betreiberinnen von AKW weltweit Unfälle nur bis zu einem sehr geringen Grad der möglichen Schäden versichern. Im schlimmsten Fall einer Reaktorkatastrophe

¹¹ Bei einem ursprünglichen Gesamtpreis von 3.4 Mrd. € wurden 1.95 Mrd. € an vergünstigten staatlichen Förderkrediten gesprochen. Vgl. Fussnote 9.

¹² Vgl. unter anderem:

https://www.ag.ch/de/aktuelles/anhoeerungen_vernehmlassungen_2/laufende_anhoeerungen/laufende_anhoeerungen_details/laufende_anhoeerungen_details_121859.jsp und <https://energiestiftung.ch/veranstaltung/energiestrategie20.html> und <https://www.handelszeitung.ch/politik/stromkonzerne-begraben-akw-plaene-definitiv-1229849#>

in einem AKW rechnet der Bund mit Schäden zwischen 88.3 und 8000 Mrd. Franken, die der Staat tragen müsste.¹³

Auch die Entsorgungsfrage insbesondere der hochaktiven Abfälle ist weltweit bislang nach wie vor ungelöst, so dass unklar ist, wie hoch Rückstellungen für die Stilllegung und Entsorgung sein müssten. Die SES hat in einer Studie die tatsächlichen Vollkosten von Atomstrom berechnet.¹⁴

2.5 Technologische Weiterentwicklung

Schon lange wird von der 4. Generation von AKW gesprochen, die bezüglich Sicherheit, Effizienz, Wirtschaftlichkeit oder Abfallproduktion massive Verbesserungen bringen und somit auch in der Gesellschaft mehr Akzeptanz finden soll.

Bereits 2017 hat die SES eine umfassende Studie¹⁵ des Öko-Instituts publiziert, in der das Potenzial und die Erfolgsaussichten der neuen Generation beurteilt werden. Dabei haben sich einige Probleme abgezeichnet:

- Die alternativen Technologien sind oft erst im Status einer frühen Konzeptentwicklung. Die Weiterentwicklung geht mit Milliarden-Investitionen in die Forschung und jahrzehntelanger Versuchsphasen einher.
- Allgemein sind Verbesserungen jeweils nur auf einem Gebiet möglich, dafür ergeben sich oftmals Nachteile in anderen Bereichen (Sicherheit, Ressourcen und Brennstoffversorgung, Abfallproblematik, Ökonomie und Proliferation).
- Die am weitesten fortgeschrittenen kleinen modularen Reaktoren (SMR) werden zwar bereits gebaut und haben sicherheitstechnisch gewisse Vorteile. Sie kommen jedoch nur in Nischengebieten zum Einsatz und die kommerzielle Serienproduktion ist derzeit nicht absehbar.
- Salzschnmelze-Reaktoren (MSR) oder Hochtemperatur-Reaktoren (HTR) sind so ausgelegt, dass sie bei bestimmten Störfällen inhärent sicher sind. Dafür haben sie potenzielle Nachteile bei anderen Störfällen. Auch bei diesen Konzepten ist die kommerzielle Serienproduktion nicht absehbar.
- Thorium als alternativer Brennstoff ist allerfrühestens in zwei Jahrzehnten für die kommerzielle Nutzung möglich.

¹³ Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 11.3356 von Nationalrat Vischer Daniel vom 13. April 2011. <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38020.pdf>

¹⁴ SES: Atomvollkosten, November 2013. <https://www.energiestiftung.ch/publikation-studien/atomvollkosten-was-der-atomstrom-wirklich-kostet.html>

¹⁵ Öko-Institut Darmstadt: Neue Reaktorkonzepte - Eine Analyse des aktuellen Forschungsstands, 2017. https://energiestiftung.ch/files/energiestiftung/publikationen/pdf/2017_Oeko-Institut_Gen_IV.pdf

- Die Kosten für Bau und Betrieb neuer Reaktoren der 4. Generation sind bislang vergleichbar mit den heutigen oder gar noch höher.

Das Generation IV International Forum (GIF) hat 2014 die Roadmaps¹⁶ für die weitere Entwicklung der verschiedenen Technologien publiziert. Im Vergleich zur ersten Schätzung von 2002 wird ersichtlich, dass alle Technologien um mindestens 10 Jahre im Rückstand sind. 2018 wurden mehrere Studien publiziert, die davon ausgehen, dass vor 2050 keine der neuen Technologien marktreif sein wird.¹⁷ Nicht einmal SMR könnten innerhalb der nächsten 30 Jahren in grösserem Ausmass eingesetzt werden.¹⁸

Technologien, die frühestens ab 2050 serienmässig einsetzbar sein könnten, taugen kaum als Massnahme gegen den Klimawandel. Bis dahin muss gemäss IPCC die Umstellung auf möglichst CO₂-freie Energieproduktion grösstenteils umgesetzt sein.¹⁹

3 SZENARIO 2: AUSBAU PHOTOVOLTAIK

Die Schweiz hat mit der Annahme der Energiestrategie 2050 auf eine Zukunft mit erneuerbaren Energien ohne AKW gesetzt. Welches Potenzial haben die Erneuerbaren und wie schnell können sie ausgebaut werden? Welche Mittel könnten den Ausbau fördern?

3.1 Potenziale und Kosten

Von den erneuerbaren Energien hat Photovoltaik (PV) das grösste Potenzial. Das BFE schätzt alleine das Potenzial auf Schweizer Dächern und Hausfassaden auf 67 TWh pro Jahr und somit mehr als 10 TWh über dem jährlichen Strombedarf der Schweiz.²⁰ Noch nicht inbegriffen sind dabei die Potenziale auf Infrastrukturanlagen wie Lärmschutzwänden. Dank der Wasserkraft

¹⁶ Generation 4 International Forum: Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems, Januar 2014. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2014-03/gif_tru2014.pdf

¹⁷ Argonne National Laboratory: Research and Development Roadmaps for Liquid Metal Cooled Fast Reactors, 20. April 2017.

IEA: World Energy Investments 2018. <https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2018>

World Nuclear Association: Molten salt reactors, Dezember 2018

¹⁸ "Because light water SMRs incur both this economic premium and the considerable regulatory burden associated with any nuclear reactor, we do not see a clear path forward for the United States to deploy sufficient numbers of SMRs in the electric powersector to make a significant contribution to greenhouse gas mitigation by the middle of this century." in: PNAS: US nuclear power: The vanishing low-carbon wedge, 2018. <https://www.pnas.org/content/pnas/115/28/7184.full.pdf>

¹⁹ IPCC: Special Report: Global Warming of 1.5 °C, [Datum?].

<https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/summary-for-policy-makers/>

²⁰ BFE: Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren, 15.4.2019. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

(Pumpspeicherkraftwerke und Stauseen) und der Einbindung ins europäische Stromnetz verfügt die Schweiz ausserdem über beste Voraussetzungen, um die täglichen und saisonalen Schwankungen auszugleichen.

Mit erneuerbaren Energien konnte bereits 2017 die Leistung des AKW Mühleberg ersetzt werden.²¹ Um beispielsweise die Leistung eines EPR von 1.6 GW zu erreichen, bräuchte es wegen der 8-mal geringeren Volllaststunden PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 12.8 GW. Die Kosten liegen heute bei ca. 1400 Fr./kW, was total knapp 17.9 Mrd. Franken ausmacht.²² Es ist aber im Gegensatz zu AKW mit weiteren Kostensenkungen zu rechnen, so dass künftig 1000 Fr./kW realistisch sein dürften. Auch das Bundesamt für Energie geht ab April 2020 von Investitionskosten von 1000 Fr./kW für Anlagen mit über 100 kW aus.²³ Mit dieser Annahme kämen die Gesamtinvestitionskosten nur noch auf 12.8 Mrd. Franken und lägen damit in der Grössenordnung eines EPR.

3.2 Finanzierung

Die Schweiz kennt zur Förderung von erneuerbaren Energien ein nach dem Verursacherprinzip ausgestaltetes Förderinstrument: den Netzzuschlag. Aktuell bezahlen die Stromendkunden 2.3 Rappen pro konsumierte kWh in den Netzzuschlagsfonds. Im Jahr kommen so 1.38 Mrd. Franken zusammen.²⁴ Die mit dem Netzzuschlag finanzierte Einmalvergütung entspricht ca. einem Viertel der Gesamtinvestition für eine neue PV-Anlage. Mit einer Milliarde Franken Fördergelder könnten somit drei zusätzliche Milliarden an private Investitionen ausgelöst werden (Siehe Tabelle 1, staatliche Unterstützung). Die Mittel sind nicht nur für Grossinvestoren reserviert, sondern stehen auch Hausbesitzern, KMUs und der Landwirtschaft offen. Pro Jahr käme durch die Förderung ein Investitionsbetrag von 5.5 Mrd. Franken (4 x 1.38 Mrd. Fr.) zusammen. Wollte man die Produktionskapazität eines EPR erreichen, bräuchte man bei der Höhe des derzeitigen Netzzuschlags knapp 3.25 Jahre.

3.3 Zeitbedarf

Natürlich ist der Netzzuschlag heute nicht nur für die Förderung von PV vorgesehen. Entsprechend müsste für den hypothetischen Fall einer alleinigen Förderung von PV-Anlagen mit dem Netzzuschlag ebenfalls das Energiegesetz

²¹ BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017.

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>

²² BFE: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, 2017.

<https://www.psi.ch/lea/HomeEN/Final-Report-BFE-Project.pdf>

²³ Fraunhofer Institut: Aktuelle Fakten zu Photovoltaik, 2019. S. 8.: Preise fallen um ca. ¼ bei einer Verdoppelung der installierten Leistung.

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

Auch der Bundesrat rechnet mit künftig 1000 Fr. /kW für Grossanlagen.

<https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/56620.pdf>

²⁴ Pronovo: Herkunft Fördergelder, 2018. <https://pronovo.ch/de/foerdermittel/evs/herkunft-foergelder/>

angepasst werden. Um eine Gesetzesvorlage vorzubereiten und zu beraten, bräuchten Bundesrat und Parlament realistischerweise vier Jahre Zeit. Zusammen mit der Bauzeit von 3¼ Jahren ergeben sich total 7¼ Jahre, bis die Produktionskapazität eines EPR aufgebaut wäre.

3.4 Technologische Weiterentwicklung

Die Tendenz der letzten Jahre ist eindeutig: PV-Anlagen wurden günstiger und effizienter (siehe Abbildung 2). Weltweit wird stark in neue Produktionsanlagen und aber auch in die technologische Weiterentwicklung investiert. So forscht beispielsweise die EPFL in Lausanne an einer Silizium-Perowskit-Solarzelle, die in Sachen Effizienz grosse Fortschritte erzielen könnte.²⁵

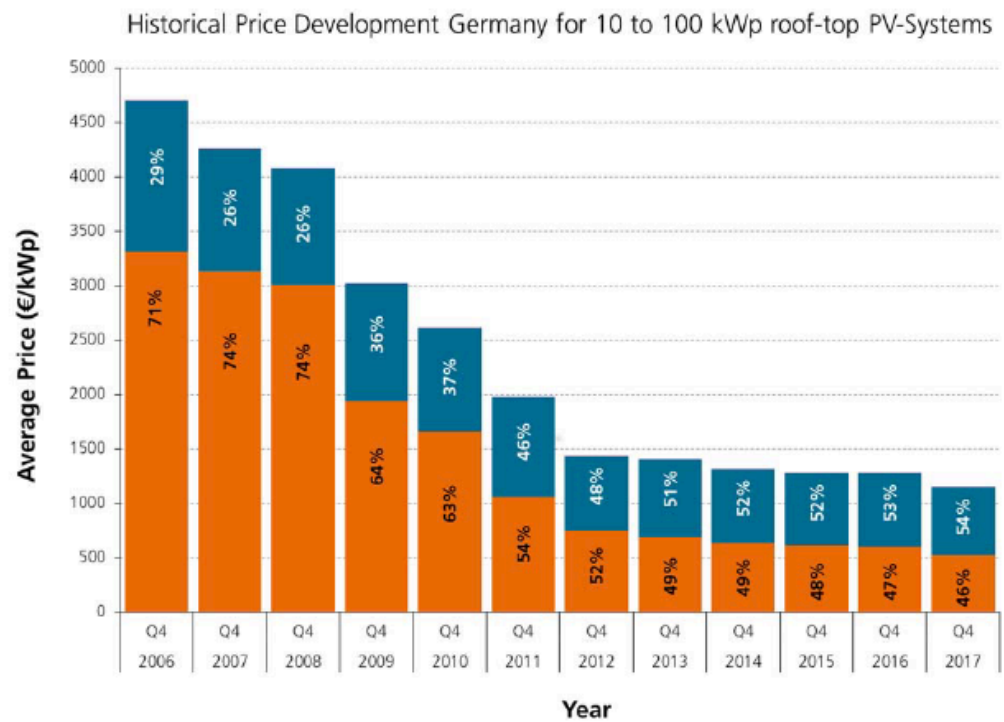


Abbildung 1: Quelle: Fraunhofer Institut: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2019. Orange: Kosten für Zelle, Blau: Installationskosten und Anschluss.

²⁵NZZ: Kometenhafter Aufstieg von Perowskit-Solarzellen, 9.10.2013.

<https://www.nzz.ch/wissen/wissenschaft/kometenhafter-aufstieg-von-perowskit-solarzellen-1.18164082>

4 VERGLEICH VON AKW UND PHOTOVOLTAIK

4.1 Bauzeit

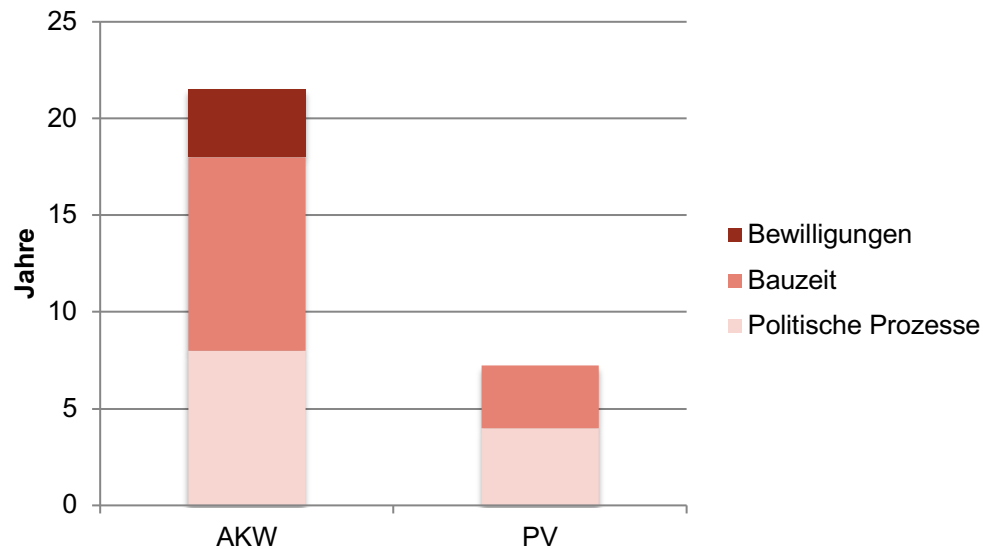


Abbildung 2: Zeitbedarf für die Erstellung einer äquivalenten Produktionskapazität von 1.6 GW, Daten siehe Anhang A. Eigene Darstellung.

Der Ausbau der Photovoltaik kann mit entsprechender Förderung (bestehender Netzzuschlag vollständig für PV eingesetzt) dreimal so schnell sein wie der Neubau eines AKW. Daher können die gesetzten Klimaziele mit dem Ausbau der Photovoltaik viel schneller erreicht werden als mit neuen AKW.

4.2 Kosten und staatliche Förderung

Kosten für neue Produktionskapazitäten können im gegenwärtigen Marktumfeld praktisch kaum ohne staatliche Förderanreize gestemmt werden («missing money Problem»). Es braucht ein gewisses Mass an Investitionssicherheit, um Investitionen überhaupt zu ermöglichen.²⁶ Für den Ausbau der dezentralen Photovoltaik muss maximal ein Viertel staatlich zugesichert werden. Beim Bau neuester AKW in Westeuropa lagen die staatlichen Unterstützungen zwischen der Hälfte und drei Vierteln der Gesamtkosten. Im Unterschied zu diesen Beispielen zahlen beim PV-Ausbau die Verbraucher den Netzzuschlag, womit der Staat nur für die Organisation, nicht aber die Finanzierung zuständig ist. Das bedeutet, dass somit kein finanzielles Haftungsrisiko wie beim Bau von AKW beim Staat entsteht.

²⁶ Vgl. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina: Welche Bedeutung hat die Kernenergie für die künftige Weltstromerzeugung?, Mai 2019. https://energiesysteme-zu-kunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/pdf/ESYS_Kurz_erklaert_Bedeutung_der_Kernenergie.pdf

Obwohl die reinen Investitionskosten für den Ausbau erneuerbarer Energien derzeit noch etwas höher liegen als für den Bau neuer AKW, sind erstere wesentlich leichter zu finanzieren.

1. Beim Bau von hochkomplexen Grossanlagen, wie sie AKW darstellen, sind die Kapitalkosten hoch. Das Kapital der Investoren ist lange gebunden, bis endlich Gewinne eingespielt werden. Eine im Vergleich kleine und technisch einfache PV-Anlage ist viel schneller gebaut. Die Kapitalkosten dürften daher um einiges geringer sein.
2. Für den Bau teurer AKW kommen nur eine Handvoll grosser Konzerne und Investoren in Frage. Der Kreis potenzieller Investoren für PV-Anlagen ist hingegen ungleich höher. Es kann für Hausbesitzer über KMU bis zu grossen Energieversorgungsunternehmen lukrativ sein. Die Investitionen lassen sich daher viel einfacher aufteilen.
3. Sollte ein einzelnes Grossprojekt, der Bau eines AKW, aus welchen Gründen auch immer scheitern oder sich verzögern, geht viel Geld und Zeit verloren. Ein Investor geht somit ein gewisses Klumpenrisiko ein, da er kaum gleichzeitig in mehrere Projekte dieser Art investieren wird. Der Ausbau der Photovoltaik hingegen wird nicht mit zwei Grossprojekten sondern dezentral erfolgen. Das Ausfallrisiko wird auf viele Schultern und viele Projekte verteilt.

Eine gleichzeitige Förderung beider Technologien ist darüber hinaus wenig sinnvoll, da beide Produktionstechnologien grundsätzlich unflexibel und nicht nach Bedarf produzieren. Während PV witterungsbedingt produzieren, können AKW nicht ein- und ausgeschaltet werden, sie laufen im Normalbetrieb Tag und Nacht. Aus Sicht Versorgungssicherheit sind deshalb beide auf eine Ergänzung durch flexibel einsetzbare Kraftwerke wie Wasserkraftwerke (Speicherkraftwerke) angewiesen. Im gleichen System konkurrieren sie gezwungenermassen um deren Flexibilität.²⁷

²⁷ Verbruggen/Yurchenko: The Collision of Atomic and Flow Renewable Power in Decarbonization of Electricity Supply, in: Reinhard Haas (Hg.): The Technological and Economic Future of Nuclear Power, 2019.

4.3 Klimaschäden

Weder AKW noch PV-Anlagen sind CO₂-neutral. Im Vergleich mit Gas- oder Kohlekraftwerken schneiden sie beide gut ab (vgl. Abbildung 3).

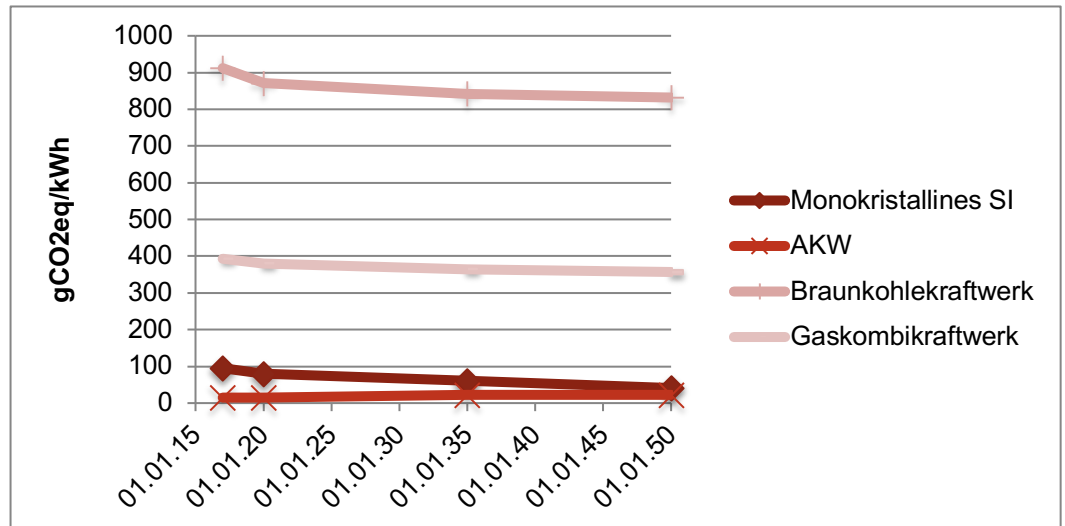


Abbildung 3: Entwicklung der CO₂-Emissionen nach Kraftwerkstyp. Quelle: BFE: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, 2017.

Wenn die ganze Produktionskette des Atomstroms betrachtet wird, also mit dem Abbau des Urans, Bau des Kraftwerks und schliesslich den Rückbau und die Entsorgung des radioaktiven Materials, dann kommt man gemäss der in diesem Zusammenhang häufig verwendeten Studie des Paul-Scherrer-Instituts (PSI) von 2017 (im Auftrag des BFE) auf einen CO₂-Ausstoss von 10 bis 20 g CO₂eq/kWh.²⁸ Messmer/Frischknecht haben eine ähnliche Berechnung gemacht für das Bundesamt für Umwelt. Sie rechnen mit 13.3 beziehungsweise 14.9 g CO₂eq/kWh für Druckwasser und Siedewasserreaktoren.²⁹ Künftig ist allerdings gemäss PSI-Studie auch mit bis zu doppelt so hohen Werten zu rechnen, da der Uranabbau in tiefer gelegenen Erdschichten ressourcenintensiver wird. Diese Werte bestätigt auch eine Studie zu chinesischen Small Modular Reactors (SMR) GT-MHR: Künftig wird von 30g CO₂eq/kWh ausgegangen.³⁰

²⁸ BFE: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, 2017. <https://www.psi.ch/lea/HomeEN/Final-Report-BFE-Project.pdf>

²⁹ Messmer/Frischknecht: Umweltbilanz Strommix Schweiz, 2014. http://treeze.ch/fileadmin/user_upload/downloads/589-Umweltbilanz-Strommix-Schweiz-2014-v3.0.pdf

³⁰ Koltun et al.: Life Cycle Assessment of the New Generation GT-MHR Nuclear Power Plant, 10.12.2018. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3452/pdf>

Photovoltaik (insbesondere die effizientesten Panels aus monokristallinem Silizium) verursacht bei der Herstellung CO₂-Emissionen, da die Panels beispielsweise in China grösstenteils mit Kohlestrom produziert werden. Da die Produktion laufend verbessert wird und der dafür eingesetzte Strommix tendenziell ökologischer wird, geht die PSI-Studie von künftig deutlich besseren CO₂-Werten bei PV-Anlagen aus. Die Axpo beziffert die Treibhausgasemissionen ihrer PV-Anlagen bereits heute mit nur 2,1 g/kWh. Damit ist die Bilanz bereits besser als jene der Kernenergie mit 2,5 g/kWh.³¹

³¹ Axpo Energiedialog, Mai 2019, S. 10.

Anhang A – Berechnung Bauzeit und Kosten für neues AKW in der Schweiz

Baukosten und Bauzeiten neuester AKW-Typen:

Typ	Leistung	Bauzeit real	Bauzeit geplant	Kosten real	Kosten ge- plant
EPR Olkiluo- to/Fin	1600 MW	14y	4y	8.5 Mrd. €	3 Mrd. €
EPR Flamanvil- le/Fra	1600 MW	12y	6y	10.9 Mrd. €	3.3 Mrd. €
EPR Hinkley Point/Gbr	1600 MW		8y		11.72 Mrd. €
AP1000 San- men/Chn	1100MW	9y	5y	6.59 Mrd. €	5.28 Mrd. €
APR1400 Shin Kori 4& 5/Kor	2800MW	7y	5y	5.76 Mrd. €	4.36 Mrd. €
APR1400 Shin Kori 6&7 /Kor	2800MW				6.76 Mrd. €
APR1400 Shin- Hanul 1&2 /Kor	2800MW	9y min.			5.91 Mrd. €
Schnitt		10.2 y	5.6 y	7.9 Mrd. €	5.7 Mrd. €

Plausibilisierung: Der World Nuclear Status Report 2018 spricht von einer durchschnittlichen Bauzeit von 10.1 Jahren (letzte 53 gebaute Reaktoren).

Dauer der politischen Prozesse:

- 9 Monate bundesinterne Konsultation
- 5 Monate Vernehmlassung
- 6 Monate bis Beschluss BR
- 18 Monate Beratung Parlament
- 9 Monate Referendum

Total: mindestens 4 Jahre

Historische Daten für AKW-Neubauprojekte:³²

- Atel wollte Gösgen II bauen: Reichte am 10. Juni 2008 das Gesuch ein, es sollte 2025 in Betrieb gehen: 17 Jahre Planungs- und Bauzeit
- BKW und Axpo reichten ihre Gesuche für Neubauten am 4. Dezember 2008 ein. Die neuen AKW sollten nach 2020 in Betrieb genommen werden, um die Ausfälle von Beznau I, II und Mühleberg zu ersetzen. 11 Jahre und mehr Planungs- und Bauzeit

Chronologie der letzten Gesuche für neue AKW in der Schweiz³³ :

10. Juni 2008: Gesuch Atel für Gösgen II
4. Dezember 2008: Gesuch BKW und Axpo für Beznau III und Mühleberg II
15. November 2010: Überprüfung der Gesuche durch das ENSI
Anfang 2011: Stellungnahmen der KNS und der Kantone
Hypothesen des ENSI :
Mitte 2012: Bundesrat entscheidet über Rahmenbewilligung
Ende 2013: Volksabstimmung im Falle eines Referendums
Total für Rahmenbewilligung: 5.5 Jahre

Baubewilligung:

- Einreichung Gesuch Überprüfung durch BFE
- 1 Monat Auflage des Gesuchs
- 3 Monate Vernehmlassung bei Kantonen
- 1 Monat Auswertung
- Total: Schätzung ca. 12 Monate

Gesamtzeit:

- 4 Jahre Aufhebung Neubauverbot mit Referendum
- 5.5 Jahre Rahmenbewilligung mit Referendum
- 1 Jahr Baubewilligung
- 10 Jahre Bau
- 1 Jahr Betriebsbewilligung

Total: 21.5 Jahre für neues AKW in der Schweiz

³² BKW: Axpo und BKW reichen Rahmenbewilligungsgesuche für Ersatz-Kernkraftwerke in Beznau und Mühleberg ein, 4.12.2008. https://bkw-portal-sta-ic.s3.amazonaws.com/Webcontent/bkw.ch/fileadmin/user_upload/10_Medienmitteilungen/Import/PDF/import/De/081204_mm_einreichung0.Download.pdf

³³ ENSI: Neue Kernkraftwerke: Gemäss ENSI sind alle drei Standorte geeignet, 15.9.2010. <https://www.ensi.ch/de/2010/11/15/neue-kernkraftwerke-gemaess-ensi-sind-alle-drei-standorte-geeignet/>

Anhang B – Berechnung erneuerbare Energien

Voraussetzungen:

Europäischer Druckwasserreaktor (EPR) hat eine Leistung von 1.6 GW.

Investitionskosten:

Investitionskosten Grossanlagen PV: 1400Fr./kW³⁴

Gesamtkosten für PV-Anlagen mit einer Leistung von 1.6 GW: $8 * 1.6GW * 1400$
Fr./kW = 17.9 Mrd. Fr.

(PV Anlagen brauchen eine 8x grössere Leistung als Kernkraftwerke, weil die Volllaststunden wegen der Anzahl Sonnenstunden 8x geringer sind.)

Klimabilanz

CO₂-Bilanz³⁵

(in g CO₂/kWh)

	01.01.17	01.01.20	01.01.35	01.01.50
Monokristallines SI	95	80	60.5	41
AKW	15	15	22.5	22.5
Braunkohlekraftwerk	912	871	842	832
Gaskombikraftwerk	393	380	365	357

³⁴ BFE: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, 2017.
<https://www.psi.ch/lea/HomeEN/Final-Report-BFE-Project.pdf>

³⁵ Ebd.