

# Entschädigungen für alte Atomkraftwerke?

**Gutachten für die SP Schweiz**

**Dr. Rudolf Rechsteiner**

**1. September 2015**

## **Inhalt**

1.	<i>Executive Summary</i> .....	2
2.	<i>Auftrag</i> .....	5
3.	<i>Interessenlage der schweizerischen Akteure im Atomgeschäft</i> .....	6
4.	<i>Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung – eine prospektive Analyse</i> ...	11
5.	<i>Wirtschaftliche Probleme der AKW Betreiber</i> .....	17
6.	<i>Anrechnung an geschuldete Entsorgungskosten?</i> .....	23
7.	<i>Kalkulation allfälliger Entschädigungen</i> .....	25
8.	<i>Kalkulation Beznau</i> .....	31
9.	<i>Kalkulation Gösgen</i> .....	33
10.	<i>Kalkulation Leibstadt</i> .....	35
11.	<i>Schätzung der Erträge und der Kosten bei Langzeitbetrieb</i> .....	37
12.	<i>Anhang</i> .....	40

## 1. Executive Summary

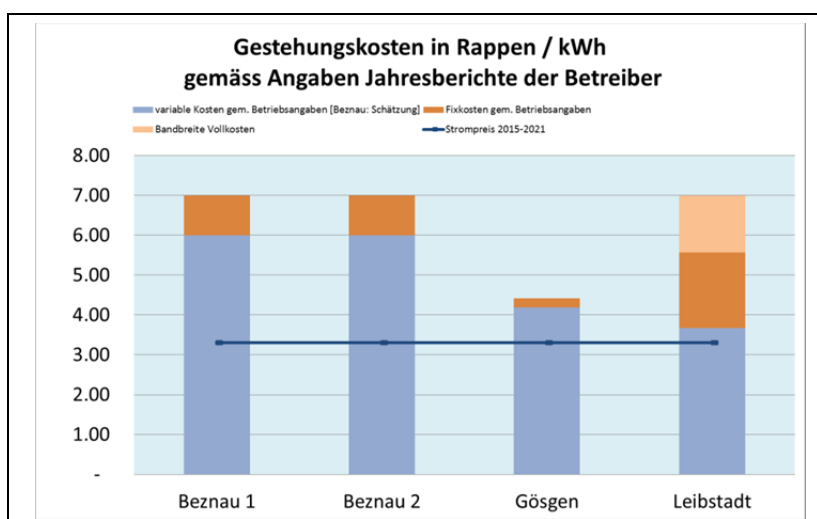
Der Weiterbetrieb der Schweizer Atomkraftwerke verursacht den Betreibern dieser Anlagen Mehrkosten von geschätzten 10 Milliarden Franken über die nächsten 15 Jahre, verglichen mit dem Zukauf dieses Stroms von der Strombörse.

Mio. CHF	Fehlbetrag Vollkosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Beznau 1	-737	-1'485	-2'244
Beznau 2	-683	-1'195	-1'809
Gösgen	-972	-1'452	-2'224
Leibstadt	-1'681	-2'780	-4'224
Total	-4'072	-6'912	-10'501

**Abbildung 1 Schätzung der Fehlbeträge der schweizerischen Atomkraftwerke (Basis Vollkosten) bei einem Weiterbetrieb während 15 Jahren**

Die weitgehend ungedeckten Entsorgungskosten, die sich für die vier Kernkraftwerke (ohne Mühleberg) derzeit auf 11,7 Milliarden Franken belaufen, bleiben auch bei Weiterbetrieb weitgehend ungedeckt. Hingegen werden bei Weiterbetrieb Zinskosten für die eingefahrenen Verluste fällig sowie Nachrüstungskosten, die sich, gemessen an der Kostendimension der aktuellen Nachrüstung in Beznau auf rund drei Milliarden Franken schätzen lassen. Diese Kosten sind in der Gesamtkostenschätzung von 10,5 Milliarden CHF berücksichtigt.

Auch wenn man nur die variablen Kosten der laufenden Atomkraftwerke berücksichtigt, entstehen durch den Weiterbetrieb zusätzliche Milliardendefizite. Sofort Abschalten wäre billiger.



**Abbildung 2 Gestehungskosten und Strompreise (EEX) der Schweizer Atomkraftwerke**

Man stellt fest, dass heute mit den Stromerlösen gemäss EEX (unter Fortschreibung der aktuellen Futurespreise bis 2030) in keinem einzigen Kernkraftwerk die variablen Kosten gedeckt sind.

	Fehlbetrag variable Kosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Beznau 1	-594	-1200	-1817
Beznau 2	-551	-932	-1413
Gösgen	-882	-1272	-1953
Leibstadt	-823	-1064	-1650
Total	-2850	-4467	-6833

**Abbildung 3 Schätzung der Fehlbeträge der schweizerischen Atomkraftwerke (Basis variable Kosten)**

Es ist deshalb falsch, davon zu sprechen, dass diese Anlagen noch Deckungsbeiträge liefern. Kaufmännisch logisch wäre die Schliessung der Atomkraftwerke und die Beschaffung von Elektrizität am europäischen Markt.

Will man die einheimische Stromerzeugung fördern, kommen auch Solarstromanlagen mit einer Einmalvergütung von umgerechnet 2 Rp/kWh (gerechnet über die Lebenszeit dieser Anlagen) billiger als der Weiterbetrieb der alten Atomkraftwerke, bei denen mit steigendem Alter Nachrüstungen erforderlich werden und die in jeder Hinsicht immer riskanter werden.

Solche defizitären Werke können auch nicht ernsthaft vor Bundesgericht eine Entschädigung dafür beanspruchen, dass man sie per Volksabstimmung abstellt. Vielmehr können sich alle Beteiligten – sowohl die Betreiber als auch der Bund – durch eine rasche Schliessung von Kosten entlasten.

Das Hauptproblem der AKW-Betreiber besteht darin, dass andere Länder Kraftwerke fördern, die wesentlich tiefere variable Kosten aufweisen als die alten Schweizer Atomkraftwerke. Durch die Deckung der Mehrkosten aus Netzgebühren erhalten neue Kraftwerke im umliegenden Ausland Finanzierungshilfen, die den schweizerischen Atomkraftwerken nicht offen stehen. Neue Wind- und Solar-Kraftwerke erringen stetig steigende Marktanteile und beliefern den Markt zu variablen Kosten von nahe null; sie verdrängen die teureren Lieferanten aus dem Markt und drücken die Strompreise je nach Witterung nach unten. Die Wasserkraftwerke könne sich diesem Preisdruck entziehen, wenn sie dank Speichern ihre Lieferungen zeitlich strukturieren können; für die Bandenergie der Kernkraftwerke bestehen diese Möglichkeiten nicht. Eine Absenkung der Leistung führt zu steigenden spezifischen Kosten, weil die hohen Fixkostenanteile auf weniger Betriebsstunden verteilt werden müssen.

Deshalb ist auch bei einem Langzeitbetrieb der alten Atomkraftwerke nicht zu erwarten, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit verbessert, im Gegenteil. Viel wahrscheinlicher ist, dass die Bandenergie durch den Zubau von fluktuierenden erneuerbaren Energien immer stärker verdrängt wird. Und für derart unrentable Atomkraftwerke wird es sehr schwierig werden, unter welchem Titel auch immer, Entschädigungen geltend zu machen.



## 2. Auftrag

*Es geht darum die möglichen Entschädigungsansprüche gemäss Riva/Müller zu quantifizieren, resp. mit groben Schätzungen anzunähern. Wie hoch ist die Entschädigung im Falle von*

- *Eigentumsschutz*

*Entscheidet das Gericht auf Verstoss gegen den Eigentumsschutz (Entschädigung bei Enteignung) dann gilt der entgangene Gewinn bis zum angenommen/technischen Betriebsende der Anlage als Bemessungsgrundlage. Wie hoch sind die Gewinne/Deckungsbeiträge für die einzelnen AKW in den nächsten 15 Jahren? Faktisch handelt es sich ja um Verluste. Das muss man möglichst mit belastbaren Quellen abschätzen.*

- *Vertrauensschutz*

*Hier gelten die nicht amortisierten Investitionen als maximale Ermessensbasis. Wie hoch sind die für die einzelnen AKW? Kann man dazu Schätzungen machen? Man könnte der Einfachheit halber einfach Investitionen in den letzten 10 Jahren nehmen. Wenn auf dem Markt gar kein Gewinn erzielt werden kann, schrumpft dieses Maximum. Natürlich in dem Masse, wie die Betreiber ihre eigenen Investitionen eh nicht amortisieren können. Hier ist die wichtigste Frage wie viel würde für Beznau fällig, wenn es nur 50 Jahre betrieben werden dürfte. Wie viel würde für alle 5 AKW fällig, wenn sie 45 Jahren betrieben werden dürften.<sup>1</sup>*

---

<sup>1</sup> Email vom 19.8.2015

### 3. Interessenlage der schweizerischen Akteure im Atomgeschäft

In der Schweiz wird seit Fukushima eine Diskussion um eine Laufzeitbeschränkung von Atomkraftwerken geführt. Dabei sind unterschiedliche Motive im Spiel:

- Die **Betreiber von Atomanlagen** schätzen die zu erwartenden Laufzeiten sehr hoch ein. Selbst das AKW Beznau, das älteste Atomkraftwerk der Welt, soll nach Ansicht von Axpo Chef Walo „über sechzig Jahre“ lang in Betrieb gehalten werden.<sup>2</sup> Dahinter stehen wirtschaftliche, ideologische und juristische Motive:
  - **Wirtschaftlich.** Ein Teil der Schweizer Betreiber von Atomkraftwerken, namentlich die Axpo, hat sich trotz fehlender Kostendeckung für eine Durchhaltestrategie entschieden und hofft auf steigende Erlöse dank steigenden Strompreisen nach 2020. Dies im Unterschied zu Deutschland, wo die führenden Betreiber die Kapazitäten von Atom- und Kohlekraftwerken deutlich reduzieren (die aktuelle deutsche Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste umfasst derzeit 7.9 GW, davon 1,2 GW nuklear).<sup>3</sup>
  - **Ideologisch.** Seit Jahrzehnten wird von den PR-Abteilungen der Atomindustrie die eigene Unersetzlichkeit behauptet und eine für die Versorgung gefährliche „Stromlücke“ herbeiphantasiert. Die Anhänger der Atomenergie pflegten und pflegen die Erwartung, eine politisch gestützte Renaissance (zB. mit Einspeisevergütungen für neue Atomkraftwerke wie in Grossbritannien) könne mit neuen politischen Mehrheiten erreicht werden. Bis dahin wollen sie die alten Atomkraftwerke weiterbetreiben, nicht zuletzt um den erneuerbaren Energien den Markt zu verbauen.
  - **Juristische Motive.** Je länger die propagierte Laufzeit, desto höher lassen sich die durch Schliessungsfristen begründeten vermeintlichen Gewinnaufschläge geltend machen. Selbst wenn die Aussichten auf Gewinn inzwischen minimal sind und hohe Entsorgungskosten ungedeckt sind, lässt sich mit unrealistischen Angaben vor Gericht pokern. Zudem will man einem Gesichtsverlust zuvorkommen und überlässt das Eingeständnis milliardenschwerer Defizite und Fehlkalkulationen lieber den nachfolgenden Führungskräften.
- Die **Kritiker der Atomenergie** stellen die Sicherheit der alten Atomkraftwerke in Frage und verweisen auf die bekannten Risiken wie mangelnde Erdbbensicherheit (Fukushima), menschliches Versagen (Tschernobyl) oder Gefahr von Hochwasser (Fukushima). Das gehäufte Eintreten von Atomunfällen mit Kernschmelze in den letzten 40 Jahren hat gezeigt, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit mehrere Dimensionen höher liegt als von den Aufsichtsbehörden angekündigt. Der Vertrauensverlust in die Kernenergie ist zunehmend Common-

---

<sup>2</sup> Blick 19.12.2014: „Beznau wird über 60 Jahre laufen“

<sup>3</sup> Gemäss Energiewirtschaftsgesetz § 13a müssen Schliessungen in Deutschland mindestens 12 Monate im Voraus angezeigt werden.

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institution/en/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institution/en/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html)

sense und vertieft sich mit jedem neuen Zwischenfall. Der Entscheid, die alten Reaktoren stillzulegen, dreht sich deshalb in Wirklichkeit eher um den Zeitpunkt und um die Finanzierung der ungedeckten Entsorgungskosten als um ein grundlegendes Ja oder Nein zur Kernenergie. Abgesehen von der Unwirtschaftlichkeit neuer Kernkraftwerke hätten Neubauten auch politisch bei einem Referendum nur sehr geringe Chancen auf Erfolg.

- Der **Bundesrat** hat die hohen finanziellen Risiken erkannt, die mit dem Betrieb der Atomkraftwerke einhergehen. Das weitere Absinken der Strompreise hat zu starken wirtschaftlichen Einbussen der AKW-Betreiber geführt, aber die Auswirkungen werden bis heute in der Öffentlichkeit kaum wahrgenommen.
- Die **Eidgenössische Finanzkontrolle** hat in einem wichtigen Bericht die Frage gestellt, ob die Atomkraftwerke ihre gemäss Gesetz geschuldeten Entsorgungskosten jemals erwirtschaften können. Sie warnt vor einer „Lösung im Konkurs“ zulasten des Bundes:

*„Wie lange es dauern würde bis eine Werksbetreiberin, insbesondere bei den reinen Betriebsgesellschaften, die Lösung im Konkurs suchen würde, kann heute nicht abgeschätzt werden. Mit einem solchen Konkurs würde die Verantwortung für die Stilllegung und Entsorgung auf den neuen Eigentümer übergehen. Da kaum davon auszugehen wäre, dass Dritte die Kernanlage übernehmen würden, würde im Konkursfall die Verantwortung für die Stilllegung und Entsorgung direkt auf den Bund übergehen, welcher diese auf Kosten der SEF wahrnehmen müsste. Die wirtschaftliche Tragbarkeit bei den verbleibenden Betreibern würde in einer solchen Situation rasch fraglich.“<sup>4</sup>*

Der Bundesrat wollte unter dem Eindruck des Berichts der Finanzkontrolle die Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds von 174 auf 300 Mio. CHF pro Jahr angehoben. Zuvor wurde den Betreibern der Kraftwerke erlaubt, die Entsorgungskosten auch nachträglich einzuzahlen, was der BKW den Schliessungsentscheid von Mühleberg wesentlich erleichterte; die Betreiber können andere Vermögenswerte – zB. Wasserkraftwerke – für die Finanzierung der Entsorgungskosten heranziehen.<sup>5</sup>

Allerdings waren bisher nicht alle AKW-Betreiber so klug wie die BKW. Ohne Rückstellungen für Nachrüstungen zu bilden haben Axpo und Alpiq die kalkulatorische Betriebsdauer ihrer Kernkraftwerke auf 60 Jahre verlängert und damit die Bilanzen geschönt. Die beiden Stromkonzerne wollen von einer Befristung ihrer Werke nichts wissen, obschon es aufgrund der Marktentwicklung unrealistisch ist, dass eine Nachfrage nach Bandenergie über das Jahr 2030 hinaus überhaupt besteht. Namhafte Experten thematisieren den Systemkonflikt zwischen Kernenergie und erneuerbaren Energien und kommen zum Schluss

---

<sup>4</sup> 4 Eidg. Finanzkontrolle: Stilllegungs- und Entsorgungsfonds, Prüfung der Governance, Bericht inkl. Stellungnahmen / 1. September 2014

<sup>5</sup> SEFV Art 8 Absatz 3

*Müssen nach der endgültigen Ausserbetriebnahme Beiträge erhoben werden, so kann die Kommission Zahlungsfristen von bis zu zehn Jahren gewähren.*

*„There will be no more baseload power in Germany in 2030 and possibly not anywhere in Europe. There is no business case for new nuclear power in Europe.“<sup>6</sup>*

Es ist offensichtlich, dass die Atomindustrie in die Defensive geraten ist. Gegen die Erhöhung der Entsorgungskostenbeiträge haben die AKW-Betreiber (ohne BKW) Beschwerde erhoben.<sup>7</sup>

Noch immer leistet der Bundesrat den AKW-Betreibern Schützenhilfe, indem er die Marktöffnung aufschiebt, eine hohe Verzinsung auf den Netzen genehmigt (WACC von 4,7%) und indem er den Betreibern ermöglicht, die kalkulatorische Restlaufzeit für die Entsorgungskostenbeiträge zu beeinflussen, was mittelfristig auf eine Senkung der Beiträge für Entsorgungskosten hinauslaufen kann – zulasten der Steuerzahler.<sup>8</sup>

Im Unterschied zu den alten Atomkraftwerken Beznau und Mühleberg sind die jüngeren Anlagen in Gösgen und Leibstadt als selbständige Gesellschaften strukturiert. Die Kantone als Eigner haften für diese Firmen und deren Schulden nach geltendem Recht nicht. Dies ging schon 1997 aus einem Bericht des Bundesamtes für Energie hervor, den die UREK (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie) zu Fragen der Haftung für Entsorgungskosten einholen liess:

Im Bericht der Treuhandgesellschaft STG Coopers & Lybrand heisst es unter „Fragen und Antworten“:

*„Frage: „Für die Fondslösungen ist zu prüfen, ob die jeweils anderen Betreibergesellschaften und allenfalls die Aktionäre bzw. die einzelnen Muttergesellschaften zu Nachschüssen verpflichtet werden können.“*

*Antwort: Das Aktienrecht beinhaltet keine Nachschusspflicht der Aktionäre. Sie könnte allenfalls in einem Spezialgesetz oder auf vertraglicher Basis vorgesehen werden.“<sup>9</sup>*

Heute haften somit die AKW-Gesellschaften wohl untereinander, doch verfügen die grössten Betreiber KKL und KKG AG (Leibstadt und Gösgen) gar nicht über flüssiges Kapital.

Die gesetzliche „Solidarhaftung“ ist bezüglich der beiden grössten Verursacher eine Haftung unter Mittellosen. Höchstens bei Beznau und Mühleberg kommen die Mutterfirmen (BKW und Axpo) ins Spiel, aber angesichts der

---

<sup>6</sup> <http://www.energypost.eu/interview-dimitri-pescia-agora-energiewende-baseload-germany-2030>

<sup>7</sup> <http://www.tagesanzeiger.ch/wirtschaft/500-millionen-franken-gewinn-fuer-entsorgungsfonds-von-akw/story/19499776>

<sup>8</sup> Artikel 4 Absatz 4 SEFV

*Bei der Berechnung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten von Kernkraftwerken wird eine Betriebsdauer von 50 Jahren angenommen. Gestützt auf die Angaben des Eigentümers kann die Kommission eine davon abweichende Betriebsdauer annehmen.*

<sup>9</sup> Bericht der Treuhandgesellschaft STG Coopers & Lybrand und des Bundesamtes für Energie vom 8. August 1997 an die UREK (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie): Sicherstellung der Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle, Seite 62



grossen Zahl „freundlich Gesinnter“ in Bundesrat und Parlament bestehen Zweifel, dass die Muttergesellschaften je für ihre Töchter haften werden, wenn bei Leibstadt und Gösgen die vollen Kosten vom Bund übernommen werden (müssen).

- Das **Parlament** kann nach geltendem Recht die Betreiber der Atomkraftwerke von Entsorgungskosten entlasten, allerdings erst, wenn die Gelder im Stilllegungs- und Entsorgungsfonds eines Tages erschöpft sein sollten.<sup>10</sup> Solange die Atomkraftwerke in Betrieb sind, gelten die Entsorgungskosten als geschuldet; sie werden aber in den Bilanzen der Betreiber nicht als Schuld ausgewiesen. Um den Mangel an Eigenkapital in den Bilanzen zu verbergen, werden die Mittel im Stilllegungs- und Entsorgungsfonds über dem Verkehrswert bilanziert, was trotz klarem Verstoss gegen das Obligationenrecht (fast) niemanden zu stören scheint und bis heute gerichtlich auch nicht geahndet wurde.<sup>11</sup>

Die Betreiber der Atomkraftwerke haben aufgrund dieser betreiberfreundlichen Rechtslage einen starken Anreiz, bis auf weiteres möglichst geringe Beiträge an die Entsorgungskosten zu leisten und die Höhe dieser Kosten ständig in Frage zu stellen, um die Begleichung später auf die Steuerzahler abzuschieben.

Weil ein grosser Teil dieser Entsorgungskosten frühestens nach Jahrzehnten anfallen, können die heute amtierenden Verursacher zurecht darauf hoffen, persönlich nicht behaftet zu werden. Ohnehin befinden sich die meisten Kernkraftwerke in der Hand von Kantonen, die politisch alle Möglichkeiten unterstützen werden, die zeitlich entfernten Lasten vorerst herunterzuspielen, um sie später – gestützt auf Artikel 80 KEG – auf den Bund abzuwälzen.

## Fazit

Die fehlende Deckung der Entsorgungskosten, und die Möglichkeit einer Überwälzung der Entsorgungskosten durch Konkurs auf den Bund liefern starke Anreize, die Atomkraftwerke zu scheinbar tiefen Kosten länger zu betreiben als es wirtschaftlich und sicherheitstechnisch gerechtfertigt wäre.

---

<sup>10</sup> Kernenergiegesetz Art. 80 Nachschusspflicht

<sup>1</sup> Übersteigen die Zahlungen eines Fonds zu Gunsten eines Berechtigten dessen Anspruch, muss dieser dem Fonds den Differenzbetrag samt einem marktüblichen Zins zurückbezahlen.

<sup>2</sup> Kann der Berechtigte die Rückerstattung innert einer vom Bundesrat festzulegenden Frist nicht leisten, so müssen die übrigen Beitragspflichtigen und Anspruchsberechtigten des entsprechenden Fonds den Differenzbetrag im Verhältnis ihrer Beiträge durch Nachschüsse decken.

<sup>3</sup> Die Nachschusspflicht besteht auch:

a. im Fall von Artikel 78 Absatz 4, wenn die an den Fonds verfallenen Gelder zur Deckung der Stilllegungs- oder Entsorgungskosten nicht ausreichen;

b. im Fall von Artikel 79 Absatz 3, wenn der Entsorgungspflichtige den Differenzbetrag nicht dem Fonds zurückerstattet.

<sup>4</sup> Ist die Deckung des Differenzbetrages für die Nachschusspflichtigen wirtschaftlich nicht tragbar, beschliesst die Bundesversammlung, ob und in welchem Ausmass sich der Bund an den nicht gedeckten Kosten beteiligt.

<sup>11</sup> Die Gerichte in Aargau und Solothurn haben die Verfahren nach kurzer Prüfung eingestellt. Aufsichtsbeschwerden dagegen sind noch hängig. Siehe [Dossier der Aufsichtsbeschwerde gegen die AKW Leibstadt und Gösgen](#)

Allerdings ist dieser Weiterbetrieb neuerdings trotz hohem Alter der Atomkraftwerke mit zunehmenden Netto-Kosten für die Muttergesellschaften verbunden, nämlich dann,

- wenn die variablen Kosten durch die aktuellen Strompreise nicht mehr gedeckt sind und
- wenn Nachrüstungen aus sicherheitstechnischen Gründen anstehen und finanziert werden müssen.

## 4. Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung – eine prospektive Analyse

Die Elektrizitätswirtschaft hat sich seit 1990 stark verändert. Der geöffnete Markt, der Ausbau der Interkonnexion und die Expansion von Windenergie und Solarenergie in ganz Europa beeinflussen die Strompreise und damit die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke. Entscheidend sind dabei:

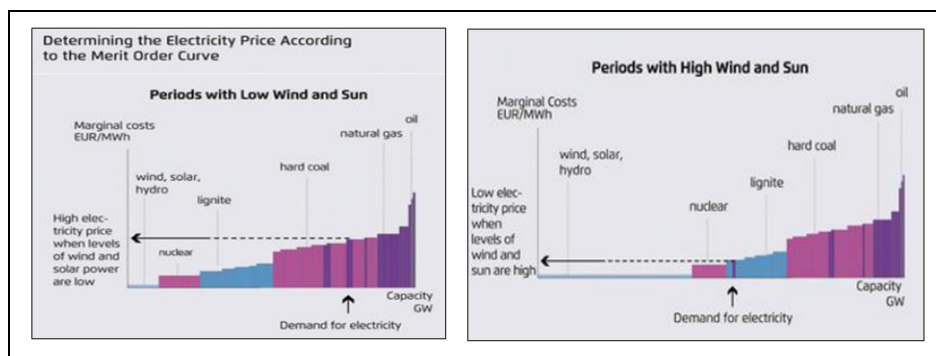
- Die volle Marktöffnung mit freier Preisbildung im EU-Strombinnenmarkt
- Merit order-Effekt, wonach Kraftwerke mit den tiefsten variablen Kosten den Strompreis bestimmen und teure Kraftwerke aus dem Netz werfen.
- Steigende Marktanteile der erneuerbaren Energien
- Preisbildung an der Strombörse auf dem Niveau der Grenzkosten (blosse Brennstoffkosten des teuersten Anbieters)
- Wetterbedingte Produktions- und Preisfluktuationen mit steigender Frequenz

Verschiedene Faktoren technischer, institutioneller und wirtschaftlicher Natur werden den Strukturwandel in Zukunft eher noch beschleunigen: Eine weitere Reduktion der Gesteungskosten von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien ist zu erwarten.

Der Umstieg von Einspeisevergütungen zu Auktionen wird einen starken Preisdruck auf Projektierungskosten und Pachtzinsen ausüben und die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien nochmals verbessern.

Was das für die Windenergie bedeuten könnte, zeigt die Entwicklung in Brasilien. Dort ergab die jüngste Auktion (August 2015) von Langzeitverträgen für neue Windfarmen Abnahmepreise von 5,1 US-Cents/kWh (4,8 Rp/kWh).<sup>12</sup> Die Vollkosten von neuen Windfarmen liegen bei solchen Angeboten unter den Vollkosten bestehender und neuer Gas-, Kohle- und Atomkraftwerke.

Dazu kommt, dass die variablen Kosten von Windenergie, Wasserkraft und Solarstrom nahe bei null liegen. In geöffneten Märkten sorgt der sogenannte *Merit order-Effekt* dafür, dass Kraftwerke mit den tiefsten variablen Kosten die Kraftwerke mit höheren variablen Kosten aus dem Markt werfen.



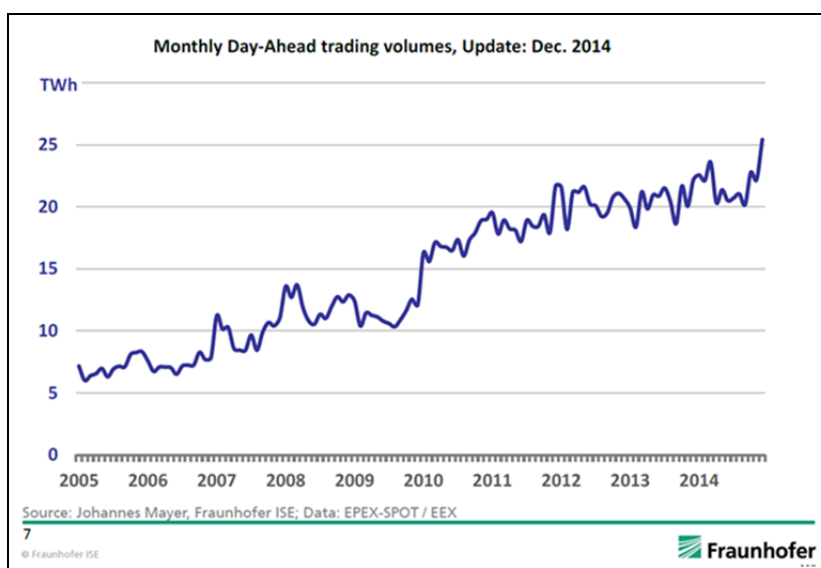
**Abbildung 4: Die Preisbildung am Strommarkt erfolgt durch den Merit order-Effekt: Die Kraftwerke mit den günstigsten variablen Kosten im day ahead-Handel bedienen die Nachfrage. Bei starkem Wind, Sonne oder Regen steigt die Leistung, die teureren Angebote mit nichterneuerbaren Energien finden keinen Abnehmer mehr und der Marktpreis sinkt auf die Grenzkosten des teuersten Anbieters.**

<sup>12</sup> BNEF: Wind turbine makers thrive on record orders and favourable political climate: "contracts were won to sell power from 538.8MW of wind farms for an average price of 181.14 reais (\$51.90) per MWh." <https://www.bnef.com/ViewEmail/11b418a2-1152-cd7a-b5a9-6f5fc334bdec-2190dc10a717-842efb>

In den letzten Jahren ist die Bedeutung des Day-ahead-Handels stetig gestiegen, weil immer mehr Marktakteure von diesen tiefen Strompreisen profitieren wollen.

Umgekehrt ist die Bedeutung der langfristigen Bezugsverträge der alten Monopolisten rückläufig. Diese Bezugsverträge sind meistens als Partnerverträge konstituiert und die Beteiligten garantieren dabei die Deckung der Gestehungskosten.

Sinken die Strompreise, entstehen den Partnern Verluste und der Wert der Beteiligungen muss abgeschrieben werden. Ebenso verschlechtern Kosten für Nachrüstung die Strombeschaffung der Beteiligten unmittelbar und müssen – weil nicht verwertbar ebenfalls sofort abgeschrieben werden.



**Abbildung 5 die Bedeutung des Day-Ahead-Handels hat zugenommen. Monatliche Handelsvolumina (Deutschland; Quelle: Mayer/ISE 2015)**

### Energiepolitik der Europäischen Union

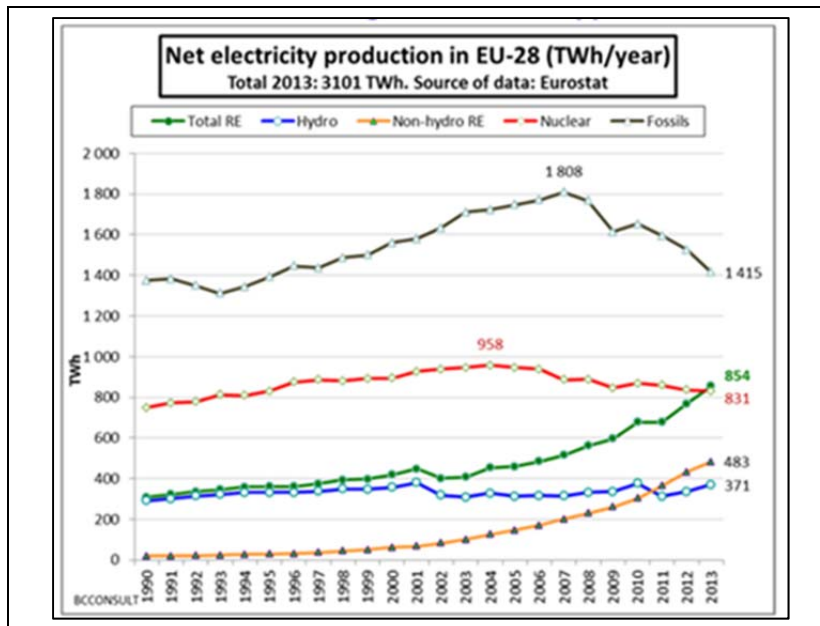
	2020	2030	2050	Basis
Emissions	20	at least 40	at least 80	Below 1990 levels
Renewables	20	at least 27	tbc	Share of final energy demand
Energy efficiency	20	at least 27	tbc	Savings on projected business as usual demand
Est'd renewable electricity share	35	45	tbc	Share of final electricity demand

Source: European Commission

**Abbildung 6 EU-Ziele gemäss Beschlüssen vom Herbst 2014 (Platts)**

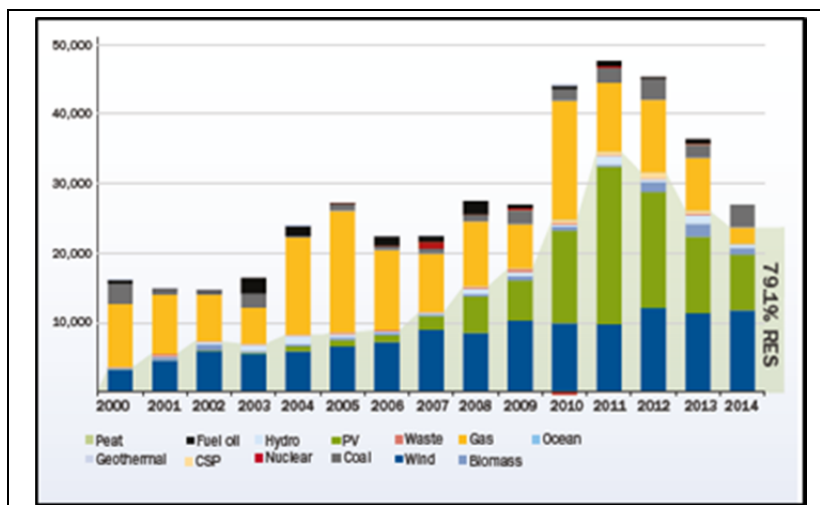
Es ist erklärtes Ziel der Europäischen Union, den Anteil der erneuerbaren Energien weiter zu steigern, bis 2030 auf 27% vom gesamten Energieverbrauch. Weil die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der einfachste und kostengünstigste Weg ist, dieses Ziel zu erreichen, wird sich der Anteil der erneuerbaren Energien im europäischen Kraftwerkpark gemäss einer Schätzung von Platts bis 2030 auf schätzungsweise 45 % erhöhen.

Konkret bedeutet dies, dass sich der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) in den nächsten 15 Jahren von 483 TWh um 950 TWh auf über 1500 TWh mehr als verdreifachen wird.

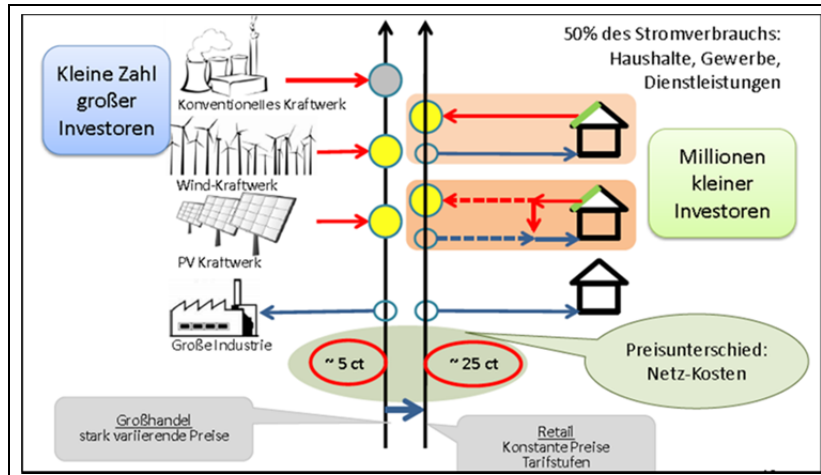


**Abbildung 7 Strommix in der Europäischen Union (ENTSOE 2015)**

Die Fokussierung des Ausbaus auf erneuerbare Energien ist kein neuer Trend. Schon seit 2006 ist der Anteil der nichterneuerbaren Energien in Europa rückläufig.



**Abbildung 8 Mix neuer Kraftwerke Europäischen Unio 2000-2014 (EWEA 2015)**



**Abbildung 9: hohe Wirtschaftlichkeit der dezentralen Stromerzeugung bei Einsparung von Übertragungskosten (Netzgebühren und Abgaben)**

Der Marktanteil an erneuerbaren Energien beträgt bei neu in Betrieb genommenen Kraftwerken inzwischen über 80 Prozent, worüber sich Hersteller von fossilen und nuklearen Kraftwerken beklagen.<sup>13</sup> Viele von ihnen (zB. Areva) stehen vor dem Bankrott.

Wegen der weiter sinkenden spezifischen Kosten der erneuerbaren Energien und dank dem Fehlen von Brennstoffkosten ist zu erwarten, dass Windenergie und Solarstrom die nichterneuerbaren Energien dauerhaft und global verdrängen.

### Mehr dezentrale Stromerzeugung für den Eigenverbrauch

Bei der Stromerzeugung aus Solarstrom ist zudem relevant, dass **die Eigenproduktion für den Eigenverbrauch** auch ohne Einspeisevergütungen rentabel geworden ist, was einen kontinuierlichen Ausbau in vielen Teilen der Welt selbst ohne Förderung ermöglicht.

Der Zuwachs von Solarstrom ist für den Betrieb der Kraftwerke mit Bänderenergie besonders relevant, weil sich die Tages- und Jahreslaufzeit vieler Kohle- und Atomkraftwerke dadurch verkürzt.

Weil Solarstrom häufig den besonders teuren Spitzenbedarf am Mittag abdeckt, sorgen die damit einhergehenden Preiseinbrüche in den bisher hochpreisigen Marktsegmenten für empfindliche Einnahmenverluste der Betreiber von Grundlast-Kraftwerken.

Während sich Solaranlagen und Windkraftanlagen bei negativen Preisen abregeln lassen, ist dies bei den Kohle- und Kernkraftwerken nur unter Kostenfolge möglich. Thermische Kraftwerke sind träge und werden deshalb auch bei negativen Preisen kurzfristig weiterbetrieben, was die Ertragsausfälle weiter akzentuiert.

Der UBS-Bericht "The unsubsidised solar revolution" hat den Effekt wie folgt beschrieben: "The decrease in demand for electricity from thermal

<sup>13</sup> Financial Times: European industrial groups hit by push to renewable energy, 26.8.2015

generation (ex must-run capacity nuclear and hydro) means that average thermal load factors could drop 7-10% on the back of unsubsidised solar. We highlight this is a ceteris paribus analysis, i.e., the downward pressure on thermal load factors from energy efficiency, weak GDP growth, etc., comes on top.”<sup>14</sup>

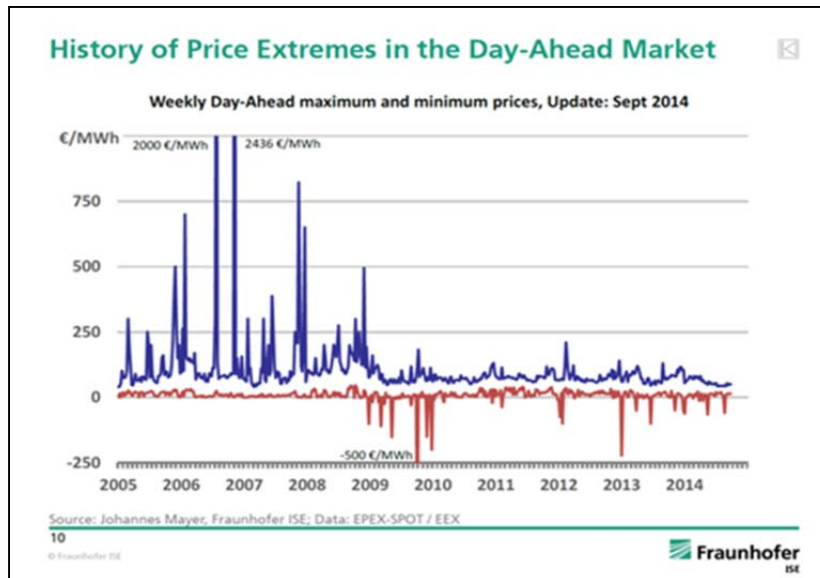
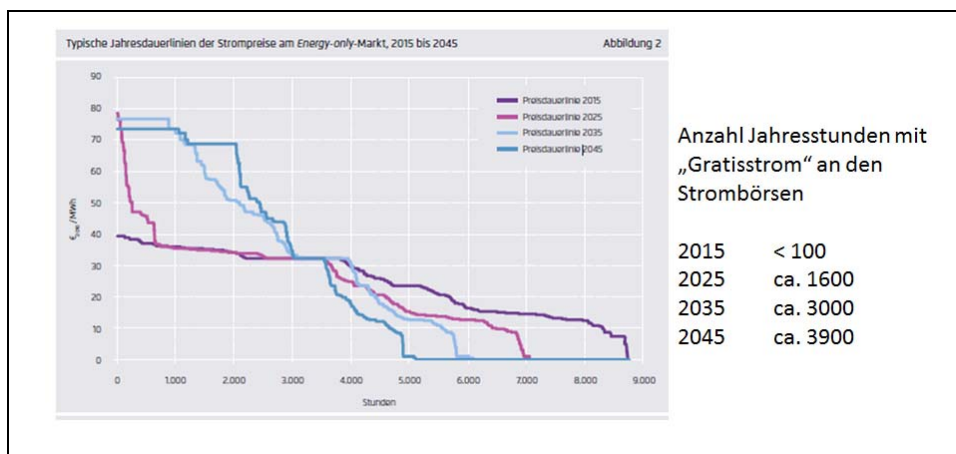


Abbildung 10 Maximum- und Minimumpreise am europäischen day-ahead-Markt (ISE/ Johannes Mayer 2015)

Eine Marktstudie des Fraunhofer ISE über die Entwicklung der Preisextreme zeigt, dass das Risiko von Preisausschlägen nach unten inzwischen weit grösser geworden ist als die Wahrscheinlichkeit der früher häufigen Preisausschläge nach oben.



<sup>14</sup> UBS: “The unsubsidised solar revolution”, 2013, Seite 32

**Abbildung 11 ab 2035 rechnet der regierungsnaher deutsche Think Tank „Agora Energiewende“ mit rund 3000 Jahresstunden, an denen die Preise an der Strombörse die Nulllinie nicht übersteigen werden.<sup>15</sup>**

Die Wirtschaftlichkeit von Bandenergie und damit besonders die Rentabilität der Kernenergie in Europa hängt direkt ab von den erwarteten Preisdauerlinien.

Tatsache ist, dass das Strom-Angebot an fluktuierenden erneuerbaren Energien bedeutend schneller wächst als das Angebot an Speichern. Dadurch werden die Perioden mit Strom-Überschüssen und Nullpreissphasen zunehmen.

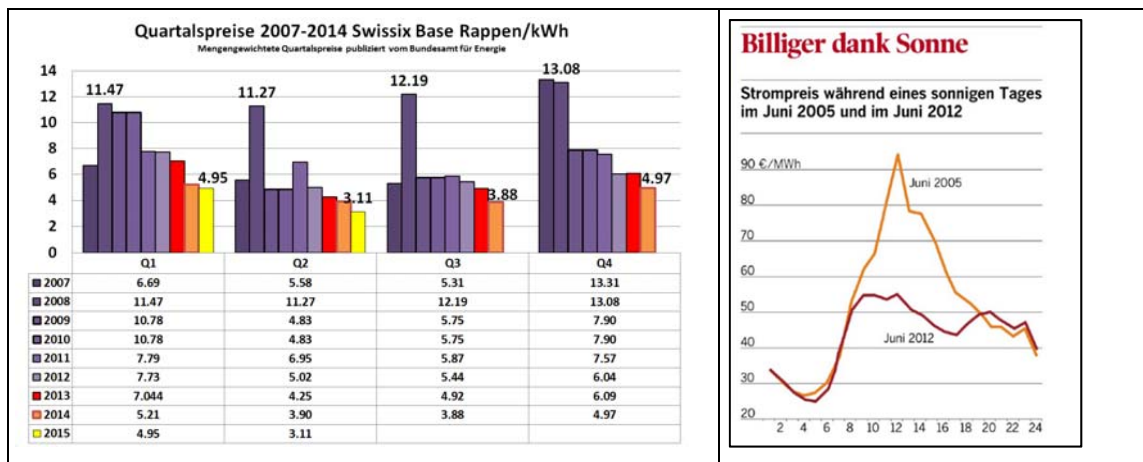
Manche Studien gehen davon aus, dass in Deutschland schon 2025 während rund 1600 Stunden pro Jahr Strom zum Preis von null an den Strombörse gehandelt wird, mit entsprechenden Dispositionen auf dem Day-Ahead-Markt.

---

<sup>15</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0: Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Kurzfassung) S. 16



## 5. Wirtschaftliche Probleme der AKW Betreiber



**Abbildung 12 Strompreise Bandenergie Quartalsmittelwerte (Bundesamt für Energie)**

**Abbildung 13: Strompreise am Mittag im Juni (Quelle: BKW/Bilanz)**

In preislicher Hinsicht wird der Stromverkauf in der Schweiz von der europäischen Energiepolitik massgeblich beeinflusst. Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft kann sich den dortigen Preistrends nicht entziehen.

Dies hat zweierlei Auswirkungen:

- Die Preise für Bandenergie sind stark gefallen, von 12 Rp/kWh im Jahr 2008 auf 3-5 Rp/kWh im Jahr 2014/2015
- Preisspitzen am Mittag treten weniger häufig auf, weil die Mittagsspitze oft durch Solarstrom abgedeckt wird.
- Der Spread zwischen Spitzenlast und Bandenergie ist kleiner geworden; die Veredelung von Atomstrom mittels Pumpspeicherwerken ist kein lukratives Geschäft mehr.
- Strom-Überschüsse aus Windenergie und Solarstrom für Pumpenergie sind billiger als Strom aus Atomkraftwerken.

### Spezifische Probleme der Anbieter von Atomstrom

Es gibt neben dem generellen Preiszerfall am Strommarkt einige Probleme, die den Schweizer Betreibern von Kernkraftwerken spezifisch zu schaffen machen:

- Es gibt Lieferprobleme und steigende Kosten für Ersatzteile; bei der Montage kommt es zu Verzögerungen und zur Kostenexplosion (Beispiel Beznau)
- Seit 2006 ist in der Schweiz ein neues gesetzliches Regelwerk in Kraft – mit klaren Dosisgrenzwerten für Unfälle und – erstmals – einklagbaren Rechten der Anwohner.
  - Im Fall von Mühleberg haben Klagen zu kostspieligen Auflagen an die Betreiber und schliesslich zur Schliessungsankündigung per 2019 geführt.
  - Eine Klage gegen Beznau, das die gesetzlichen Strahlenschutzgrenzwerte verletzt, ist eingereicht und dürfte in den nächsten zwei Jahren vor Bundesgericht entschieden werden.

- Kosten- und Bauzeitüberschreitungen sind bei Neuanlagen regelmässig zu beobachten (Olkiluoto, Flamanville, Vogtle, Taishan, Hinckley Point C), treten aber immer häufiger auch bei Revisionen von Altanlagen auf.<sup>16</sup>
- Die Schweizer Atomkraftwerke weisen ein hohes Durchschnittsalter auf. Es besteht Mangel an gut ausgebildetem Personal; die Branche beklagt fehlende Attraktivität für junge Menschen und geringe Studierendenzahlen.<sup>17</sup>

## Sinkende Auslastung

Zur steigenden Zahl von Betriebsstunden mit nahe Nullpreis-Niveau an den Strombörsen gesellt sich eine sinkende Verfügbarkeit der alten Atomkraftwerke.

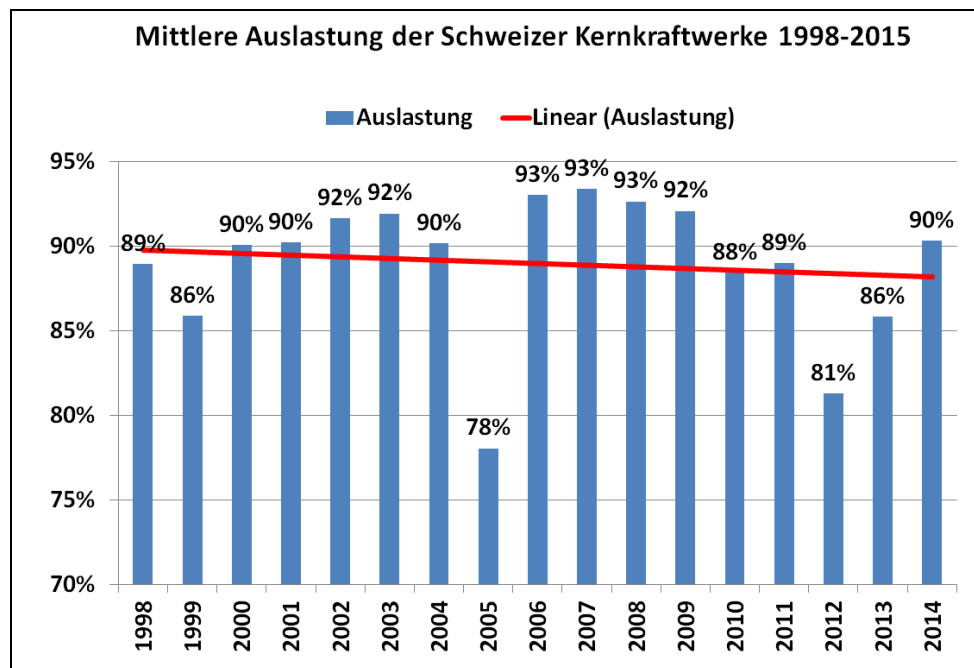


Abbildung 14 abnehmende Auslastung der Schweizer Kernkraftwerke

Bei Atomkraftwerken ist seit einigen Jahren weltweit eine sinkende Verfügbarkeit festzustellen. Dies gilt spezifisch auch für die Schweiz (Bild). Betriebsunterbrüche sind in den letzten Jahren häufiger aufgetreten. In der zweiten Augushälfte 2015 standen sogar alle Schweizer Atomkraftwerke gleichzeitig still; die Lichter gingen nicht aus.

Alterungsbedingte Zwangspausen dürften in Zukunft zunehmen und werden die Erträge der Betreiber beeinflussen. Gleichzeitig steigen die Reparaturkosten. Die Materialermüdungen nehmen zu. Auch hat sich die technische Analytik der Aufsichtsbehörden verbessert. Risse in der Reaktorhülle von Beznau 1 wurden dank neuen Verfahren aus Belgien erstmals 45 Jahre nach Inbetriebnahme entdeckt.

<sup>16</sup> Eine Liste von kritischen Revisionen findet sich in Rudolf Rechsteiner: Axpo – finanzielles Grossrisiko für den Kanton Zürich (2015), Seiten 44f.

[http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Axpo\\_Studie\\_fuer\\_Gruene\\_Partei\\_ZH\\_1412-final.pdf](http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Axpo_Studie_fuer_Gruene_Partei_ZH_1412-final.pdf)

<sup>17</sup> Sehr tiefe einheimische Studierendenzahlen an den Fachkursen der ETH

Die Kombination von höheren Reparaturkosten und Ertragseinbussen durch Betriebsunterbrüche können die spezifischen Gestehungskosten pro kWh empfindlich erhöhen.

### **Ungedeckte Vollkosten als Folge der Marktöffnung**

Die beschriebene Entwicklung – steigende Kosten bei sinkenden Preisen – hat bei den deutschen Stromkonzernen zu einer fundamentalen Neuorientierung geführt.

Das Atomkraftwerk Grafenrheinfeld der Firma Eon wurde im Mai 2015 sieben Monate früher aus dem Betrieb genommen wurde als gemäss deutschem Ausstiegsgesetz erforderlich. Als Grund für die vorzeitige Ausserbetriebnahme wurden rein wirtschaftliche Motive geltend gemacht – das Werk sei unrentabel.<sup>18</sup>

In der Schweiz hat sich aber erst die BKW (Bernische Kraftwerke AG) zum Ausstieg bekannt und einen Abschaltplan für Mühleberg vorgelegt.

Die wirtschaftliche Situation der übrigen Schweizer Kernkraftwerke gestaltet sich aber nicht grundlegend besser als jene der Anlagen in Deutschland oder in Mühleberg.

Im Dezember 2014 wurde erstmals von der atomfreundlichen Neuen Zürcher Zeitung offen gelegt, dass alle Atomkraftwerke in der Schweiz Defizite machen; doch setzte die NZZ gleichzeitig die These in die Welt, dass der Weiterbetrieb trotz allem die „Verluste mindere“:

*Die Kraftwerke laufen auf Volllast weiter, obwohl den Betreibern dadurch Verluste drohen  
Marco Metzler 13.12.2014,*

*So billig war Strom noch nie. Nach der Wasserkraft rentiert nun auch die Schweizer Atomkraft nicht mehr.*

*Die Erzeugung von Atomstrom lohnt sich in der Schweiz nicht mehr: 2014 liegen die Kosten der hiesigen AKW über den Marktpreisen für Strom. Die Strompreise sind wegen eines Überangebots an subventioniertem Sonnen- und Windstrom sowie billigem Kohlestrom und des tiefen CO<sub>2</sub>-Preises so niedrig wie noch nie. Dies führt dazu, dass das AKW Leibstadt 2014 nicht mehr rentabel produziert: Die Kosten pro Kilowattstunde (kWh) Strom lagen dort über die letzten zehn Jahre im Durchschnitt bei 5,7 Rp. – im besten Jahr 1 Rp. tiefer. Doch 2014 kostet der Strom am Markt im Jahresdurchschnitt nur noch 4,4 Rp./kWh – im August waren es sogar nur 3,4 Rp./kWh.*

*Auch das AKW Gösgen produziert laut einem Mitarbeiter nicht mehr rentabel. Im zehnjährigen Durchschnitt liegen die Kosten bei 4,3 Rp. – noch knapp unter dem Strompreis (siehe Grafik). Für das AKW Beznau nennt Besitzerin Axpo keine Zahlen.*

*Steigende Kosten*

*Besserung bei den Preisen ist nicht in Sicht. Dies stellt die Besitzer der Partnerwerke Gösgen und Leibstadt – sie gehören mehrheitlich Axpo und Alpiq – vor Probleme: Beide übernehmen den Atomstrom zu Gestehungskosten gemäss ihrem Anteil am Werk und müssen ihn am Markt verkaufen. Derzeit profitieren sie noch davon, dass sie einen Teil des Stroms schon vor zwei Jahren über Terminkontrakte teurer verkauft haben. Aber die Verträge für die nächsten Jahre werden auf dem heutigen, niedrigen Niveau abgeschlossen.*

*Die tiefen Preise belasten die Erfolgsrechnungen der Versorger. Seit Januar verkauft Axpo den kantonalen Partnerwerken den Strom zu Marktpreisen. Allein bis März führte dies zu*

<sup>18</sup> Handelsblatt/afp: Eon will Meiler in Grafenrheinfeld vorzeitig abschalten, 28.03.2014

[http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/vor-dem-laufzeitende-eon-will-meiler-in-grafenrheinfeld-vorzeitig-abschalten/9685156.html?nlayer=Organisation\\_11804700](http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/vor-dem-laufzeitende-eon-will-meiler-in-grafenrheinfeld-vorzeitig-abschalten/9685156.html?nlayer=Organisation_11804700)

einem Ergebnisrückgang von 25 Mio. Fr. Wenn Axpo nächsten Freitag das Jahresergebnis vorlegt, dürfte sich der Rückgang mehr als verdreifachen. Bei Alpiq, das bereits im Halbjahr rote Zahlen schrieb, droht im Gesamtjahr ein Verlust.

Die Rentabilität der AKW wird künftig noch stärker leiden: Während die Strompreise weiter sinken können, steigen gleichzeitig die Kosten tendenziell an. Das hat hauptsächlich zwei Gründe: Der erste ist ein Streit um die wahren Kosten der Stilllegung der AKW und der Entsorgung der radioaktiven Abfälle. In den beiden Fonds, die diese Kosten bei der Stilllegung decken sollen, befanden sich Ende 2013 insgesamt 5,3 Mrd. Fr. Laut einer Schätzung von Swissnuclear von 2011 werden die Kosten dereinst insgesamt 18,9 Mrd. Fr. betragen. Die Betreiber sind zuversichtlich, bis zur Ausserbetriebnahme die bestehende Lücke zu füllen. Doch Ende November kritisierte die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK), dass die Kostenberechnung aufgrund von idealen Kosten erfolgt sei, weshalb «in den letzten Jahren der Strom tendenziell zu günstig verkauft wurde». Die EFK empfiehlt, bei der 2016 anstehenden Kostenstudie für die Berechnung der Beiträge ein realistisches Szenario zu berücksichtigen. Der Bund hat bereits entschieden, ab Januar 2015 auf die Kostenprognosen einen Sicherheitszuschlag von 30% zu erheben. Die Beiträge der Betreiber an die Fonds steigen so von heute 174 Mio. Fr. auf rund 300 Mio. Fr. Auf die Gestehungskosten der AKW umgerechnet, bedeutet dies eine Erhöhung um 0,6 Rp./kWh.

Der zweite Grund für die steigenden Kosten der Atomkraft ist, dass die Betreiber Millionen in die Sicherheit der alternden Anlagen investieren müssen. Leibstadt wurde für 500 Mio. Fr. modernisiert; 400 Mio. Fr. fliessen in die Sicherheit von Gösgen. Das weltweit dienstälteste AKW Beznau bringt Axpo für 700 Mio. Fr. auf den neusten Stand. Nächstes Jahr werden etwa die Deckel der beiden Reaktordruckbehälter ausgetauscht. Doch diesen Montag entschied der Nationalrat in der Debatte über die Energiestrategie, dass in Beznau nach 60 Jahren Schluss ist. Axpo fürchtet nun, die Kosten bis 2031 nicht amortisieren zu können, und spricht von einer Diskriminierung. Denn Gösgen und Leibstadt sollen unbefristet betrieben werden können. Nach 40 Jahren müssen sie neu jeweils für weitere 10 Jahre ein Sicherheitskonzept vorlegen, was Axpo-Chef Andrew Walo sauer aufstösst. Er hat bereits im Vorfeld der Debatte gewarnt, dass dies die Betreiber zwingt, auf teure Investitionen in die Sicherheit zu verzichten und die vorzeitige Ausserbetriebnahme der AKW zu planen.

### **Trotz Verlusten am Netz**

Doch selbst wenn AKW über Jahre unrentabel bleiben sollten, werden sie Axpo und Alpiq weiter laufen lassen. Denn ist es einmal gebaut, fallen hauptsächlich Fixkosten an, die die Betreiber selbst dann tragen müssen, wenn das Kraftwerk nicht am Netz ist. Solange sie laufen, mindern die Betreiber wenigstens ihre Verluste. Die besten Chancen, um wieder rentabel zu werden, haben die Schweizer AKW-Betreiber, wenn die Politik die CO<sub>2</sub>-Preise erhöht und so den Kohlestrom verteuert.<sup>19</sup>

Axpo und Alpiq haben sich bisher öffentlich kaum zur Wirtschaftlichkeit ihrer Atomkraftwerke geäussert. Stattdessen werden – bewusst fälschlicherweise? – die Wasserkraftwerke als Verlusttreiber geschildert, obschon sie im Durchschnitt geringere Vollkosten und deutlich geringere variable Kosten aufweisen.

Die AKW-Betreiber sind punkto Preisdruck exponiert, denn sie bedienen kaum Endverbraucher, denen sie ihre hohen Gestehungskosten verrechnen könnten.<sup>20</sup> Die Verteilnetzbetreiber üben zudem Druck auf ihre Vorlieferanten aus:

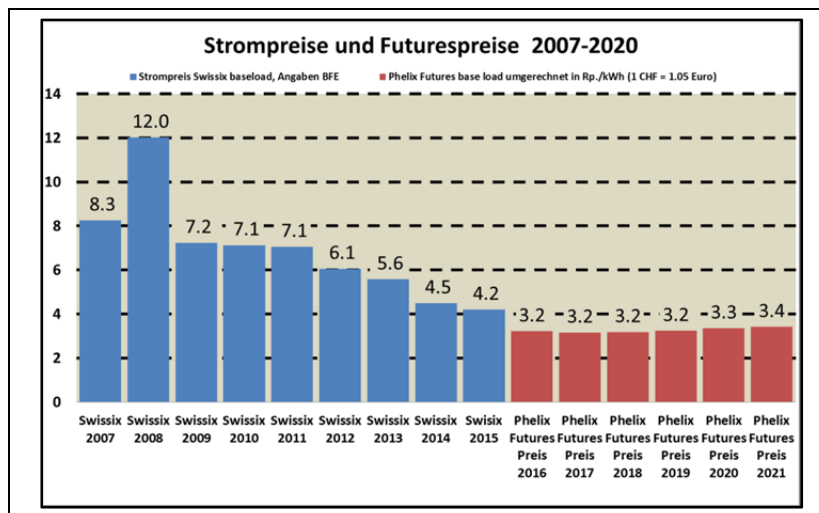
---

<sup>19</sup> Neue Zürcher Zeitung 19.12.2014

<sup>20</sup> Möglicherweise gibt es eine grosse Zahl Endverbraucher im Versorgungsgebiet der CKW. Nicht umsonst beklagte sich die Luzerner Bevölkerung wiederholt über hohe Strompreise, die ihr von der Axpo aufgezwungen würden.

- Die Stadt Winterthur kündigte die bisherigen Lieferverträge der Axpo und entschied sich über die deutsche Stromfirma Trianel für neue Lieferverträge.<sup>21</sup>
- Weitere Gemeinden und Städte drohten mit Absprung, worauf Axpo die Preise senken musste.

Ende 2014 hat die Axpo angekündigt, alle Abnehmer ab 2014 zu Marktpreisen zu beliefern, auch jene Bezüger, die über sogenannte feste Kunden verfügen. Mehr als die Hälfte der Verbrauchsmengen in der Schweiz wird heute zu Marktpreisen angeboten. Um diese Kunden tobt ein scharfer Preiskampf. Weder Axpo noch Alpiq beliefern in grösserem Umfang Endkunden, denen sie noch die Vollkosten verrechnen könnten.



**Abbildung 15 Strompreise SIWSSIX und Futures-Notierungen an der EEX (Phelix) in Rp/kWh 2007-2021 (Stand August 2015)<sup>22</sup>**

Durch die Aufgabe des Franken-Mindestkurses sind die Strompreise in der Schweiz weiter gefallen. Generell kann man davon ausgehen, dass die deutschen Futures-Preise zuzüglich eines Grenzzuschlags von ca. 0,2 Rp/kWh auch für den Schweizer Markt preisbestimmend sind und noch sein werden. Der Grenzzuschlag dürfte weiter sinken, weil die Schweiz technisch immer stärker in das Market-Coupling (kombinierte Auktionierung von Energie und Netz-Kapazitäten) eingebunden ist und weil die Verbindungen zum deutschen Markt dank technischen Innovationen erweitert werden. Ausbauprojekte werden die Importkapazitäten aus dem nördlichen Strombinnenmarkt bis 2020 um weitere 2,5 GW erhöhen, wodurch sich auch die Preise dem EU-Niveau noch stärker annähern werden.<sup>23</sup>

Am 8.Juni 2015 gab die EU-Kommission bekannt, dass die Schweiz eine Erklärung über die Zusammenarbeit in den Bereichen Versorgung und Sicherheit im Strommarkt mit wichtigen Nachbarländern unterzeichnet ha-

<sup>21</sup> <http://www.infosperber.ch/Wirtschaft/Wie-der-Winterthurer-Stromdeal-wirklich-lauft>

<sup>22</sup> Quellen: EEX / BFE (Marktpreis gemäss Art. 3 b bis, Abs. 2 und 3, EnV)

<sup>23</sup> <http://www.nzz.ch/schweiz/das-abseitsstehen-beim-strom-ist-weniger-teuer-als-gedacht-1.18606585>

be.<sup>24</sup> Auch die technische Optimierung der Netze wird den Preisdruck in der Schweiz erhöhen.

Für die beiden Stromfirmen Axpo und Alpiq kann man den Grenzkostenzuschlag weglassen, weil beide Unternehmen eigene reservierte Leitungen nach Frankreich besitzen, bei denen sie bei Beschaffungen aus dem Ausland keine Grenzkostenzuschläge bezahlen müssen.

Daraus ergibt sich, dass beide Firmen die Möglichkeit haben, Strom aus Deutschland in sehr grossen Mengen zu Kosten auf deutschem Preisniveau einzukaufen.

**Die Futures-Preise für den Zeitraum 2015-2021 bewegen sich im August 2015 auf einem Niveau von durchschnittlich 3,3 Rp/kWh. An diesem Preisniveau für alternative Strombeschaffungen müssen sich die Kosten des Weiterbetriebs der Atomkraftwerke messen.**

---

<sup>24</sup> **The political declaration for regional cooperation on security of electricity supply** in the framework of the European internal market was signed by Germany, Denmark, Poland, Czech Republic, Austria, France, Luxembourg, Belgium, the Netherlands, Sweden as well as the neighboring countries Switzerland and Norway. It sets political commitments to better coordinate national energy policies, including on security of supply; a more efficient use of existing electricity networks and increasing the integration of renewable energies to the national markets.

The declaration shows significant convergence on key challenges and opportunities of further electricity market integration between regional groups of Member States. To address these challenges and to use the potential of an integrated market, the Commission is working on proposals for a revised electricity market design to be released in 2016. A consultative communication on electricity market design is planned for this summer.

[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-5142\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5142_en.htm)

## 6. Anrechnung an geschuldete Entsorgungskosten?

Bevor wir die Kalkulation allfälliger Entschädigungen vornehmen, stellt sich die Frage, ob nur die Betreiber Ansprüche an den Bund geltend machen können, oder ob nicht auch der Bund Ansprüche an die Betreiber stellen müsste.

Das alte Atomgesetz und das heute geltenden Kernenergiegesetz sehen nämlich vor, dass die Verursacher für die Kosten der Entsorgung von radioaktiven Abfällen umfänglich aufkommen.

Konkret stellt sich die Frage, ob der Bund eine Entschädigung an Betreiber leisten muss, solange Einzahlungen in Milliardenhöhe an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds ausstehend sind, für die der Bund absehbar so wieso zur Kasse gebeten wird.

Gemäss Gesetz sind die Betreiber für die Entsorgungskosten zahlungspflichtig.<sup>25</sup> Die Lasten, die durch Stilllegungs- und Entsorgungsfonds gemäss Kostenstudie 2011 zu decken sind, belaufen sich (ohne Mühleberg) auf 16.6 Milliarden Franken, in den beiden Fonds befinden sich aber erst 4,49 Milliarden Franken. Es fehlen – Stand Ende 2013 – Einzahlungen von 11,7 Milliarden Franken. Dazu kommen Aufschläge, die sich aus möglichen Kostensteigerungen der Entsorgung ergeben.

KS11 PB11 [MCHF]	KKB	KKM	KKG	KKL	ZZL	KKW Total
Nachbetriebsphase	475	319	455	460		1'709
Stilllegung	809	487	663	920	95	2'974
Entsorgung	4'124	1'834	5'071	4'940		15'970
Total	5'409	2'640	6'190	6'320	95	20'654

*Tabelle 1-1: Gesamtkostenschätzung in Millionen Franken der KS11 auf der Preisbasis 2011 (aus dem Mantelbericht zur KS11 von swissnuclear[2]).*

**Abbildung 16 Gesamtkostenschätzung Stilllegung und Entsorgung gemäss Kostenstudie 2011**

Der Bundesrat könnte sich deshalb auf den Standpunkt stellen, dass er Zahlungen bei „vorzeitiger“ Stilllegung mit der fehlenden Kostendeckung im Stilllegungs- und Entsorgungsfonds verrechnet, denn dass die fehlenden

<sup>25</sup> Kernenergiegesetz Art. 31 Pflicht zur Entsorgung

1 Wer eine Kernanlage betreibt oder stilllegt, ist verpflichtet, die aus der Anlage stammenden radioaktiven Abfälle auf eigene Kosten sicher zu entsorgen. Zur Entsorgungspflicht gehören auch die notwendigen Vorbereitungsarbeiten wie Forschung und erdwissenschaftliche Untersuchungen sowie die rechtzeitige Bereitstellung eines geologischen Tiefenlagers.

2 Die Entsorgungspflicht ist erfüllt, wenn:

a. die Abfälle in ein geologisches Tiefenlager verbracht worden sind und die finanziellen Mittel für die Beobachtungsphase und den allfälligen Verschluss sichergestellt sind;  
b. die Abfälle in eine ausländische Entsorgungsanlage verbracht worden sind.

Beiträge von 11 Milliarden Franken von den Betreibern in Zukunft erwirtschaftet werden, erscheint angesichts des Strukturwandels im Stromsektor und angesichts der tiefen Zinsen, welche den Finanzierungsplan der Betreiber zunichtemachen, als unwahrscheinlich.

Eine „echte“ Entschädigung in Form eines Transfers von Liquidität des Bundes an die Betreiber wird somit unwahrscheinlich. Viel eher käme es zu einer ausgehandelten Kostendeckung durch den Bund, wie sie in Artikel 80 KEG vorgezeichnet ist. **Der Bund würde anstelle einer Entschädigung oder als „Entschädigung“ einfach einen Kostenbeitrag an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds leisten, welchen er zu einem späteren Zeitpunkt so oder so zu leisten haben wird.**

Gemäss Artikel 80 KEG *„beschliesst die Bundesversammlung, ob und in welchem Ausmass sich der Bund an den nicht gedeckten Kosten beteiligt.“* Ein Rechtsanspruch der Betreiber auf Kostendeckung durch den Bund besteht nicht. Es ist deshalb zu erwarten, dass der Bundesrat seine absehbaren Beitragsleistungen an die Entsorgungskosten als „Entschädigung“ anrechnen lassen könnte.

### **Fakten, die ohnehin gegen Entschädigungen sprechen**

Ob überhaupt eine Entschädigung bezahlt werden muss, wenn die Mehrheit der Bevölkerung beschliesst, die Atomkraftwerke gestaffelt stillzulegen, muss hier offen bleiben. Darüber wird das Bundesgericht entscheiden.

Tatsache ist, dass es zahlreiche Gründe gibt, die Anlagen stillzulegen und die Besitzer nicht zu entschädigen:

- Die hohe Unfallhäufigkeit von Atomkraftwerken, die alle früher von den Betreibern genannten Eintritts-Wahrscheinlichkeiten übersteigt;
- Das hohe Alter der Anlagen, welches zu Sicherheitsdefiziten und Kosten für Nachrüstungen führt, welche die Werke unrentabel machen;
- Der Hinweis auf die ungedeckten Entsorgungskosten, die von den Betreibern der Atomkraftwerke grossmehrheitlich nicht beigebracht worden sind und wegen lasche gehandhabter Bilanzierungs- und Finanzierungsvorschriften bis auf weiteres fehlen werden.



## 7. Kalkulation allfälliger Entschädigungen

Will man trotz diesen juristischen Vorbehalten zu einer Kalkulation der Entschädigung gelangen, müssen die bisherigen, wertvermehrenden Investitionen oder die entgangenen Gewinne der Betreiber bei einem unbefristeten Weiterbetrieb kalkuliert werden.

„Gewinne“ ergeben sich aus Erträgen abzüglich Aufwendungen. Die Betreiber geben zwar zu, dass sie mit den laufenden Atomkraftwerken keine Gewinne mehr erzielen. Aber sie stellen sich auf den Standpunkt, dass der Weiterbetrieb die „Defizite mindern“ könne, dass sie also nach wie vor Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Diese Deckungsbeiträge – so wird suggeriert – führen zu einer Reduktion der Fixkosten oder „Ohnehin-Kosten“, etwa für Entsorgung und Stilllegung, Zinsen, Abschreibungen usw.

**So wird suggeriert, der Weiterbetrieb entlaste die bisherigen Eigner, den Bund und die Steuerzahler.**

### Kurzfristige und langfristig Betrachtung

Wichtig ist die Unterscheidung der kurzfristigen und der langfristigen Betrachtung der Wirtschaftlichkeit.

- kurzfristig (auf wenige Monate hinaus) ist es durchaus möglich, dass der Weiterbetrieb eines Atomkraftwerks zu rein variablen Kosten (zB. Personalkosten) bestritten werden kann. In einer derart engen Perspektive können sogar Deckungsbeiträge zur Tilgung der Ohnehin-Kosten erwirtschaftet werden können. Allerdings bleiben in dieser Betrachtung der grösste Teil der Kosten ungedeckt, denn jedes Jahr müssen von neuem Brennstoffe eingekauft, Ersatz-Investitionen getätigt und finanziert werden.
- Langfristig kommt kein Betreiber darum herum, auch die Vollkosten zu finanzieren. Dazu gehören die Kosten für Finanzierung, „kleine“ Nachrüstungen, Entsorgung und Unterhalt, ganz zu schweigen von den ungedeckten externen Kosten (fehlende Haftpflichtversicherung bei einem Unfall usw.).
- Langfristig – also bei einer Verlängerung des Betriebs um Jahrzehnte wären die Betreiber mit ganz neuen Kosten konfrontiert, welche die zu erwartenden Deckungsbeiträge entscheidend schmälern. Zu diesen Mehrkosten gehören die Auslagen für grundlegende Investitionen in die Sicherheit, der Ersatz ganzer Anlageteile wegen Materialermüdung und eine Vermehrung der Entsorgungskosten. Beim Langzeitbetrieb ebenfalls zu berücksichtigen wären die steigenden Risiken. Anders als bei einem Wasserkraftwerk handelt es sich um sehr komplexe Anlagen, bei denen kaum Erfahrungen mit Laufzeiten von mehr als 50 Jahren bestehen. Unvorhergesehene Ereignisse wie Unfälle oder Erdbeben in anderen Ländern können zu neuen Erfordernissen der Aufsichtsbehörden führen und neue Betriebsunterbrüche veranlassen; die Beschaffung von Ersatzteilen wird dabei immer schwieriger, weil es sich oft um Komponenten handelt, deren Hersteller vor 50 Jahren aktiv waren, aber heute nicht mehr am Markt operieren.

## Veränderungen der Ertragssituation

Um die Höhe der vermeintlichen Deckungsbeiträge zu eruieren, muss man die zu erwartenden Erträge kalkulieren.

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontrakte	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Volumen	Abr. Preis	Vol.	Vol. Trade Registration	Anzahl offener Kontrakte
Cal-16	-	-	245	30,65	-0,21	17:57	43.920	30,68	2.152.080	1.572.336	40.332
Cal-17	-	-	85	30,10	-0,16	16:13	8.760	30,12	744.600	87.600	12.769
Cal-18	-	-	24	30,28	-0,14	16:10	8.760	30,28	210.240	140.160	7.137
Cal-19	-	-	10	30,85	-0,08	12:28	43.800	30,81	87.600	-	1.002
Cal-20	-	-	15	31,85	-0,15	16:13	43.920	31,93	131.760	-	266
Cal-21	-	-	-	-	-0,15	-	-	32,50	-	-	47

**Abbildung 17 Phelix Base: Futures für Bandenergie 2016-2021<sup>26</sup>**

Für den Zeitraum 2016 bis 2021 sind die Strompreise und damit der kommerzielle Wert von Bandenergie am deutschen Markt transparent.

Die deutschen Futures-Preise (Phelix) bestimmen die Handelspreise und den Wert von Elektrizität in der Schweiz. Sie liegen derzeit bei 3,0 bis 3,2 €/kWh bzw. bei 3,3 Rp/kWh.

Die Preisbindung für gebundene Kunden in der Schweiz wird in absehbarer Zeit fallen.

Es ist wenig wahrscheinlich, dass langfristig nur grosse Kunden von den tiefen Preisen an der Strombörse profitieren. Die Verteilnetzbetreiber von Städten und Gemeinden gehören zu den Grosskunden und sind interessiert daran, die Einkaufspreise für ihre kleinen Kunden zu senken. Sie werden sich deshalb nicht länger ohne Not für hochpreisige Energie aus „Partnerwerken“ Dritter entscheiden, wenn sie rechtlich nicht an solche Verträge gebunden sind. Wir gehen im Folgenden davon aus, dass über die angestrebte Restlaufzeit von 45 Betriebsjahren hinaus kaum mehr regulierte Tarife zu Gestehungskosten gelten werden.

Für die Ertragsberechnung über die kommen 15 Jahre verwenden wir den aktuellen Futures-Preis von 3,3 Rp/kWh. Diesbezüglich besteht ein upside- wie auch ein downside-Potenzial:

- Nach oben könnten sich die Erträge entwickeln, wenn der Emissionshandel in der Europäischen Union zu höheren CO<sub>2</sub> Preisen führen sollten
- Nach unten können sich die Preise entwickeln, wenn die Bandenergie in gewissen Jahreszeiten (zum Beispiel in den Frühlings- und Sommermonaten) während immer mehr Stunden durch Wasserkraft-, Wind- und Solarstrom ganz aus dem Netz verdrängt wird, weil letztere geringere variable Kosten aufweisen.

<sup>26</sup> EEX 24.8.2015

## Schätzung der variablen Kosten durch den Bundesrat

Auf kurze Sicht sind die variablen Kosten eines Kernkraftwerks entscheidend für den Deckungsbeitrag, der erwirtschaftet werden kann. Der Bundesrat hat diese im Jahre 2008 geschätzt.

Tabelle 4: Diskontierte Stromgestehungskosten (Preisbasis 01.10.1985). Quelle: [5].

Anlage	Datum der Inbetriebnahme	Stromgestehungskosten in Rp./kWh			
		Kapitallasten Rückstellung	Betrieb/Unterhalt	Brennstoff	Gesamt
Beznau I	01.01.1970	1.081	1.837	1.98	4.898
Nano I	1993	0.980			0.980
Beznau II	01.02.1972	1.081	1.837	1.98	4.898
Nano II	1992	0.878			0.878
Mühleberg	01.08.1972	1.479	1.996	1.98	5.455
Susan	1990	0.381			0.381
Gösgen	01.01.1979	2.707	1.992	1.98	6.679
Leibstadt	01.06.1984	5.108	1.946	1.98	9.034

Abbildung 18: Auszug aus „Realkosten der Atomenergie“<sup>27</sup> des Bundesrates (2008)

Im Mai 2008 machte der Bericht über die „Realkosten der Atomenergie“<sup>28</sup> Angaben über variable und fixe Kosten auf „Preisbasis 1.10.1985“.

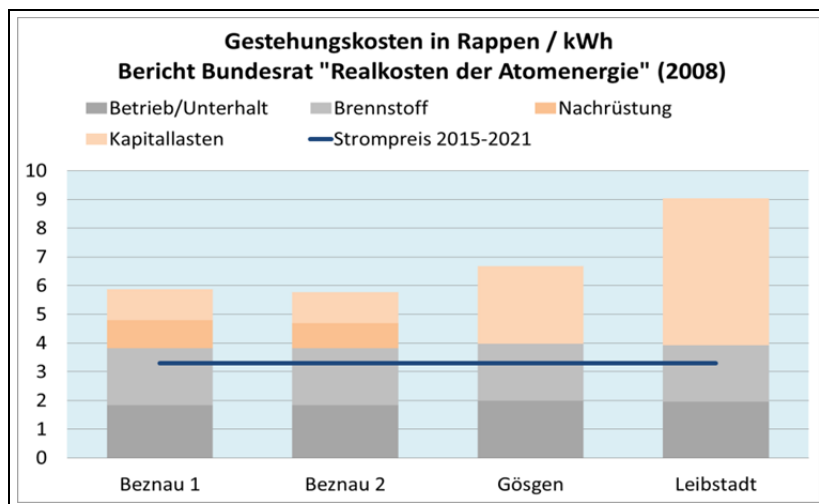


Abbildung 19 Kostenschätzung des Bundesrates in Rp/kWh (2008) und Preisniveau von 2015-2021

<sup>27</sup> Bericht des Bundesrates in Beantwortung Postulat 06.3714 Ory vom 14. Dezember 2006, publiziert im Mai 2008, Seite 7

<sup>28</sup> Bericht des Bundesrates in Beantwortung Postulat 06.3714 Ory vom 14. Dezember 2006, publiziert im Mai 2008, Seite 4 Zur Methodik heisst es dort:

„Der Bericht zum Postulat Ory ist in erster Linie eine Auswertung der bestehenden Literatur zum Thema. Daneben werden auch Kostangaben des Bundesamtes für Energie (BFE) sowie der Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK) verwendet. Als Hauptliteraturquellen gelten die jährlich vom BFE publizierte Elektrizitätsstatistik, die Schrift „Entwicklung der Elektrizitätsgestehungskosten in grosstechnischen Kraftwerken“, die im Jahre 1987 im Rahmen der Expertengruppe Energieszenarien von der Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG erstellt wurde sowie die Bände 4 (Exkurse) und 5 (Elektrizitätsangebot) der Energieperspektiven 2035 des BFE aus dem Jahre 2007.

(...) In den Energieperspektiven 2035 wurden für die Kernkraftwerke Mühleberg, Beznau I und Beznau II Laufzeiten von 50 Jahren, für Gösgen und Leibstadt von 60 Jahren angenommen.“

Die variablen Kosten wurden auf 4 Rp/kWh, die Vollkosten auf 6 bis 9 Rp/kWh beziffert.<sup>29</sup>

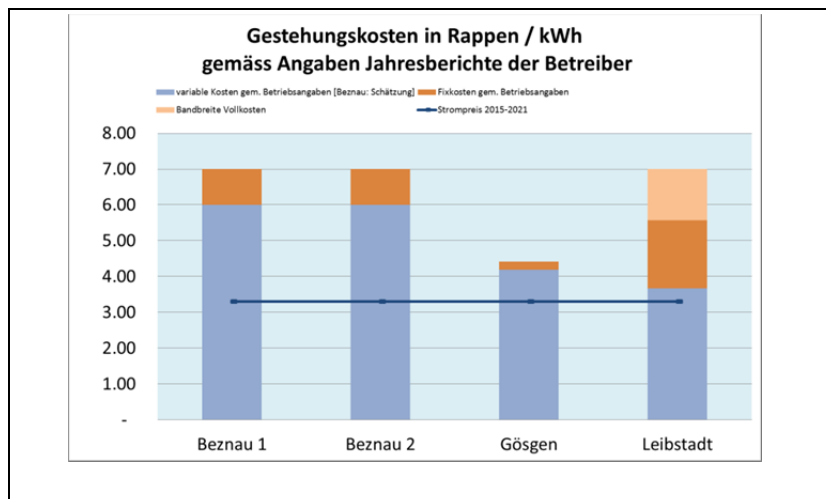
Demgemäss würden die laufenden Atomkraftwerke heute alle keine realen Deckungsbeiträge liefern, sondern einen Verlust von rund 0,7 Rp/kWh, gemessen an den variablen Kosten, wenn sie den Strom zu Marktpreisen von 3,3 Rp/kWh verkaufen können.

	mittlere Jahresproduktion GWh (2010-2014)	Vollkosten in Rp/kWh (Bundesrat)	variable Kosten in Rp/ kWh (Bundesrat)	Strompreis 2015-2021 (Phe-lix/EEEX)	Defizit gemessen an Vollkosten in Rp/kWh	Defizit gemessen an variablen Kosten	Defizite pro Jahr in CHF gemessen an Vollkosten	Defizite in CHF gemessen an variablen Kosten
Beznau 1	2847	5.878	3.817	3.3	2.578	0.517	73'395'660	14'718'990
Beznau 2	2638.4	5.776	3.817	3.3	2.476	0.517	65'326'784	13'640'528
Gösgen	7641.4	6.679	3.972	3.3	3.379	0.672	258'202'906	51'350'208
Leibstadt	9059.8	9.034	3.926	3.3	5.734	0.626	519'488'932	56'714'348
total	22186.6						916'414'282	136'424'074

**Abbildung 20 Jahresdefizite gemessen an den Vollkosten / variablen Kosten gemäss Bundesrat (2008) und aktuellen Strompreisen (2015-2021)**

Legt man die Kostenangaben des Bundesrates von 2008 auf die aktuellen Strompreise um, dann belaufen sich die Defizite aus dem Betrieb auf 916 Mio. CHF pro Jahr gemessen an den Vollkosten und auf 136 Mio. CHF pro Jahr gemessen an den variablen Kosten. **Ein echter „Deckungsbeitrag“ entsteht bei diesen Datengrundlagen nicht.**

### Vollkosten und variable Kosten gemäss Betriebsrechnung



**Abbildung 21 Kosten gemäss Angaben der Betreiber (Jahresbericht KKL und KKG, [KKB: Herbstseminar Kernfachleute 2010])**

Seit 2008 konnten manche Atomkraftwerke zu den damals hohen Preisen Tilgungen der Schulden vornehmen. Allerdings fanden seither nur geringe Erneuerungen und Nachrüstungen statt, mit Ausnahme von Beznau.

<sup>29</sup> Realkosten der Atomenergie, Bericht des Bundesrates in Beantwortung des Postulates 06.3714 Ory vom 14. Dezember 2006

	mittlere Jahresproduktion GWh (2010-2014)	Vollkosten in Rp/kWh (Finanzr- rechnung)	variable Kosten in Rp/ kWh (Finanz- rechnung)	Strompreis 2015-2021 (Phe- lix/EEEX)	Defizite pro Jahr in MCHF gemessen an Vollkosten	Defizite in MCHF gemessen an variablen Kosten
Beznau 1	2847	0.070	0.060	0.033	- 105'339'000	- 76'869'000
Beznau 2	2638.4	0.070	0.060	0.033	- 97'620'800	- 71'236'800
Gösgen	7641.4	0.044	0.042	0.033	- 85'671'976	- 67'619'596
Leibstadt	9059.8	0.056	0.037	0.033	- 205'324'897	- 33'733'124
total					- 493'956'674	- 249'458'519

### **Abbildung 22 Defizite gemessen an den Vollkosten und variable Kosten gemäss Kostenangaben der Betriebsrechnung der Betreiber**

Nimmt man die publizierten Betriebsrechnungen für Gösgen und Leibstadt als Grundlage und stellt bei Beznau auf Angaben ab, welche Axpo im Rahmen des Herbstseminars 2010 abgab, dann ergibt sich wiederum, dass keines der Werke echte Deckungsbeiträge generiert.

Gemessen an den Vollkosten lassen sich Jahresdefizite von 493 Mio. CHF schätzen (wobei hier tiefe Entsorgungskostenbeiträge und Finanzierungslücken nach bisherigem Recht eingerechnet sind) und gemessen an den variablen Kosten beziffern sich die Jahresdefizite für alle vier Reaktoren auf ca. 250 Mio. CHF pro Jahr.

Im Unterschied zu den früheren Schätzungen des Bundesrates haben sich die Gestehungskosten in Beznau bei den variablen Kosten und bei den Vollkosten nach oben entwickelt, was plausibel ist, während bei Leibstadt und Gösgen die echten Nachrüstungen für einen Langzeitbetrieb noch bevorstehen.

### **Zwischenfazit**

**Man darf festhalten, dass alle Atomkraftwerke selbst gemessen an den unvollständigen Kostenangaben auf Basis von Betriebsrechnungen Defizite erwirtschaften. Die ungedeckten Entsorgungskosten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Solche defizitären Werke können nicht ernsthaft eine Entschädigung beanspruchen, wenn man sie mittels Volksabstimmung abstellt. Vielmehr können sich alle Beteiligten – sowohl die Betreiber als auch der Bund – durch eine rasche Schliessung von Kosten entlasten.**

### **Weitere Kosten im Falle eines Weiterbetrieb während 15 Jahren**

Wird der nukleare Kraftwerkpark der Schweiz zu diesen Konditionen defizitär weiter betrieben, dann entstehen Jahr für Jahr tendenziell zunehmende Kosten.

Diese Mehrkosten sind ergeben sich durch folgende Elemente:

Mehrkosten	Kalkulatorisch berücksichtigt
Verzinsung der entstandenen Verluste	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verzinsung ab 2015 zu 2%, kumulativ</li> </ul>
Sinkende Verfügbarkeit durch Alterung der Anlage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion der Verfügbarkeit um 0,5% pro Jahr</li> </ul>
Steigende Kosten durch Nachrüstungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1.36 Rp/kWh lineare Kostenzunahme analog Beznau (750 MCHF / 5.5 TWh)</li> </ul>

Aus einer so erweiterten Kostenrechnung lassen sich nun realistische Defizite errechnen, die zulasten der Gesellschaften bzw. der Axpo/Alpiq-Partner-Kantone gehen, die den Strom gemäss Partnervertrag zu Gesteuerungskosten abnehmen müssen:

	Fehlbetrag Vollkosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Beznau 1	- 736'533'312	- 1'484'577'956	- 2'243'849'012
Beznau 2	- 682'567'436	- 1'195'433'059	- 1'808'887'387
Gösgen	- 971'863'762	- 1'452'232'892	- 2'223'929'545
Leibstadt	- 1'681'388'839	- 2'780'051'598	- 4'224'118'221
total	- 4'072'353'350	- 6'912'295'505	- 10'500'784'166

**Abbildung 23 Geschätzte Defizite beim Weiterbetrieb aller Atomkraftwerke während 5, 10 und 15 Jahren auf Basis von Vollkosten<sup>30</sup>**

Gemessen an den zu erwartenden Vollkosten belastet der Weiterbetrieb der Atomkraftwerke Beznau, Gösgen und Leibstadt über weitere 15 Jahre die Atomfirmen mit Kosten von rund 10,5 Milliarden Franken. Voraussichtlich kann nur ein kleiner Teil dieser Kosten auf die Konsumenten überwält werden; das heisst, dass sich die Gesellschaften bei ihren Aktionären (wie bei Alpiq bereits geschehen) neu finanzieren oder höher verschulden müssen.

	Fehlbetrag variable Kosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Beznau 1	-594	-1200	-1817
Beznau 2	-551	-932	-1413
Gösgen	-882	-1272	-1953
Leibstadt	-823	-1064	-1650
Total	-2850	-4467	-6833

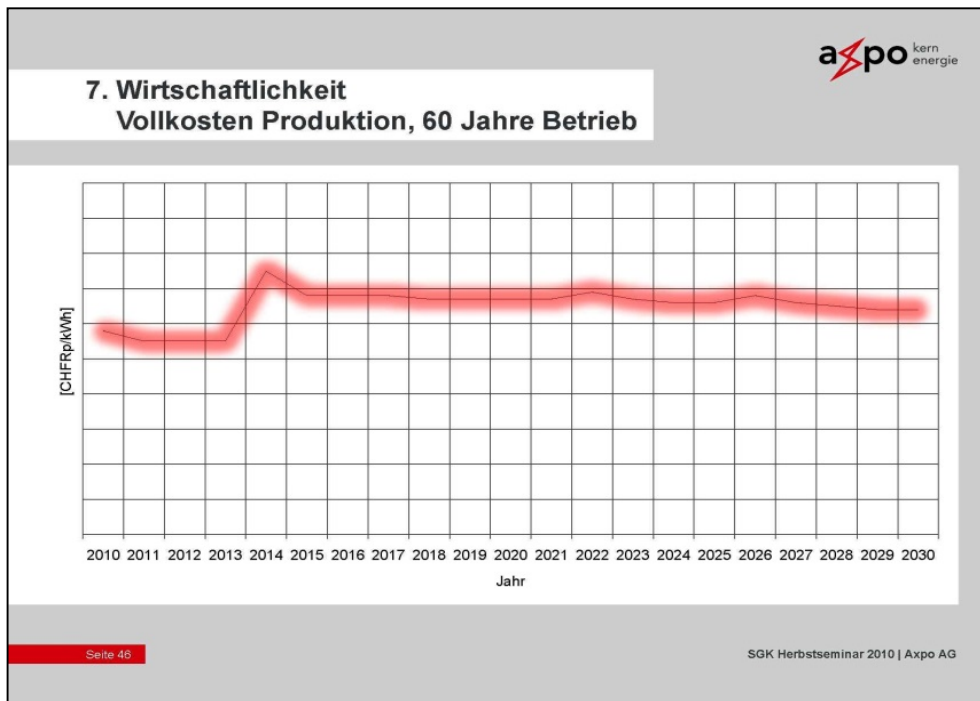
**Abbildung 24 Geschätzte Defizite beim Weiterbetrieb aller Atomkraftwerke während 5, 10 und 15 Jahren auf Basis der variablen Kosten**

Auch wenn man nur die variablen Kosten betrachtet, sind die Defizite im Vergleich zu einer raschen Schliessung der Anlagen mit 6,8 Mrd. CHF erheblich.

<sup>30</sup> Die Höhe der kalkulierten Kosten im Detail sind im Anhang abgebildet

## 8. Kalkulation Beznau

Die Kalkulation beruht auf Angaben der Axpo, die im „Herbstseminar 2010 der Schweizerischen Gesellschaft der Kernfachleute publiziert wurden.



**Abbildung 25 Gestehungskosten von Beznau, Erkenntnisstand 2010**

Damals bezifferte die Axpo die Vollkosten bei 60 Jahren Betrieb auf knapp 7 Rp/kWh. Allerdings: Die Kostenüberschreitungen für die Nachrüstung von bisher etwa 500 Mio. CHF gegenüber der Schätzung von 2010 vermehren die Gestehungskosten pro kWh um ca. 0,6 Rp/kWh.<sup>31</sup> Die Kalkulation mit 7 Rp/kWh Gestehungskosten ist deshalb eigentlich zu optimistisch.

Ebenfalls nicht einberechnet sind die Kosten der Behebung der neu entdeckten Schäden an den Stahlhüllen, die neben den Reparaturkosten zu erheblichen Betriebsunterbrüchen und Ertragsausfällen führen.

Nach 45 Jahren sind im Fall von Beznau kaum mehr Abschreibungen für Baukosten im Spiel. Von den Gestehungskosten in Abzug gebracht wurden deshalb nur die Fixkosten („Ohnehin-Kosten“) für die Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (52.8 Mio. CHF gemäss Angaben des Bundes), also rund 1 Rp/kWh.

Daraus lassen sich für Beznau variable Kosten von ca. 6 Rp/kWh ableiten. Noch nicht berücksichtigt in dieser Berechnung sind

- Reduzierte Verfügbarkeit der Anlage wegen Alterung
- Weitere, heute noch nicht bekannte Kosten für Nachrüstung
- Zunahme der Nullpreis-Perioden an den Strombörsen durch Wachstum des Anteils an erneuerbaren Energien
- Zinskosten für Verluste

<sup>31</sup> Felix Maise: Die Axpo investiert 700 Millionen ins AKW Beznau, der Bund 17.10.2013

Werden auch diese Kosten einbezogen (wobei wir die Zunahme der Nullpreisperioden weglassen), dann kann man sagen, dass der Weiterbetrieb von Beznau über die nächsten 15 Jahre rund 4 Milliarden Franken Defizit auf Vollkostenbasis verursacht.

	Fehlbetrag Vollkosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Beznau 1	- 737	- 1'485	- 2'244
Beznau 2	- 683	- 1'195	- 1'809

**Abbildung 26 geschätzte Defizite bei Weiterbetrieb Beznau (Vollkosten)**

Will man nur die variablen Kosten betrachten, so lassen sich die zusätzlichen, neu erwirtschafteten Defizite bei einem Weiterbetrieb über die nächsten 15 Jahre auf rund 3,2 Milliarden Franken schätzen. Die unterschiedlichen Kosten der beiden Reaktoren ergeben sich aus der unterschiedlichen Verfügbarkeit wie sie 2010-2014 beobachtet wurde.

	Fehlbetrag variable Kosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Beznau 1	-594	-1199	-1816
Beznau 2	-550	-931	-1413

**Abbildung 27 geschätzte Defizite bei Weiterbetrieb Beznau (variable Kosten)**



## 9. Kalkulation Gösgen

Das Kernkraftwerk Gösgen publiziert seine Kosten transparenter als die Axpo im Falle von Beznau 1 und 2, weil das Werk rechtlich als eigenständige Gesellschaft konstituiert ist.

Sowohl für Gösgen wie für Leibstadt sind die geschuldeten Entsorgungskosten aber nicht in der Jahresrechnung rubriziert und die Aktienwerte der im Stilllegungs- und Entsorgungsfonds befindlichen Aktiven sind überbewertet. Würde man die gesetzlichen Zahlungspflichten von über 10 Milliarden Franken in den Bilanzen rubrizieren, würde die Überschuldung beider Gesellschaften für jedermann sofort ersichtlich.

Da es sich bei den ungedeckten Entsorgungskosten um so oder so geschuldete Fixkosten handelt, spielen sie für die Beurteilung des Deckungsbeitrags beim Weiterbetrieb keine Rolle.

Die „Jahreskosten zulasten der Partner“ (Vollkosten) im Fall von Gösgen werden in der Jahresrechnung auf 4.42 Rp/kWh beziffert (Durchschnitt 2010-2014), allerdings liegen die Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds in diesen Jahren deutlich zu tief und müssten um 1-2 Rp/kWh erhöht werden, um die kalkulierten Kosten der Entsorgung zu decken und um den niedrigen Zinsen am Kapitalmarkt Rechnung zu tragen.<sup>32</sup>

Eine realistische Veranschlagung der rein betriebswirtschaftlichen Vollkosten (ohne Haftpflichtversicherung) ergäbe Werte dann sofort von 6 bis 7 Rp/kWh. Demnach liegen auch hier die Produktionskosten etwa doppelt so hoch wie die Marktpreise, die am deutschen Futures Markt Phelix bis 2021 im Mittel bei 3,3 Rp/kWh notieren.

Wir halten uns aber im Folgenden an die Daten in den Geschäftsberichten 2010-2014:

### Variable Kosten

variable Kosten		2014	2013	2012	2011	2010	Durchschnitt 2010-2014
laufende Investitionen in Instandhaltung		0.017	0.031	0.021	0.017	0.013	0.020
Material und Fremdleistungen	Rp/kWh	0.005	0.007	0.005	0.005	0.005	0.005
Personalaufwand	Rp/kWh	0.010	0.013	0.010	0.010	0.010	0.011
Abgaben und Gebühren	Rp/kWh	0.003	0.002	0.002	0.002	0.004	0.003
Übriger Betriebsaufwand	Rp/kWh	0.003	0.004	0.003	0.004	0.003	0.004
total	Rp/kWh	0.038	0.058	0.042	0.037	0.035	0.042

**Abbildung 28 Betriebskosten KKG gemäss Jahresbericht 2010-2014**

Bei den „Investitionen“, die von Gösgen in allen Jahresberichten erwähnt werden, handelt es sich nicht um echte Ausbauten, die zu einer Wertvermehrung führen, sondern zumeist um Instandhaltungskosten.

Sie werden deshalb als variable Kosten zu betrachten, so wie Winterpneus bei einem Auto, die zwar ab Anschaffungsjahr über mehrere Jahre Nutzen stiften, aber für den Weiterbetrieb zwingend erforderlich sind.

<sup>32</sup> Der Bundesrat hat auf Grundlage eines Berichts der Eidg. Finanzkontrolle entsprechende Schritte eingeleitet, doch haben die Betreiber gegen die Erhöhung der Beiträge für Entsorgung Beschwerde eingelegt.

Nachrüstungen im Sinne grundlegend neuer Massnahmen für die Sicherheit oder für die Verlängerung der Betriebsdauer haben in der Vergangenheit kaum stattgefunden, stünden also zumeist noch bevor, wenn die Anlage den Risiken nach Fukushima wirklich Rechnung tragen müsste.

Dazu gehörten zum Beispiel die Ertüchtigung vor Erdbeben, die Schaffung Restwasserbecken gegen den Austritt von Radioaktivität und Massnahmen gegen Materialermüdungen.

**Die variablen Kosten des KKG belaufen sich gemäss Betriebsrechnung auf 4,2 Rp/kWh, liegen also um 0,9 Rp/kWh über den Marktpreisen. Somit ist auch Gösgen bei den aktuellen Strompreisen nicht rentabel und wirft auch keine Deckungsbeiträge ab. Die geschätzten Defizite gemessen an den Vollkosten lassen sich bei einem Weiterbetrieb während 15 Jahren auf 1,2 Milliarden Franken schätzen.**

Nicht berücksichtigt in dieser Berechnung der variablen Kosten sind

- Reduzierte Verfügbarkeit der Anlage wegen Alterung
- Weitere, heute noch nicht bekannte Kosten für Nachrüstung
- Zunahme der Nullpreis-perioden an den Strombörsen durch Wachstum des Anteils an erneuerbaren Energien
- Zinskosten für Verluste

werden auch diese Kosten einbezogen, dann kann man sagen, dass der Weiterbetrieb von Beznau über die nächsten 15 Jahre rund 2,2 Milliarden Franken Defizit auf Vollkostenbasis verursacht.

	Fehlbetrag Vollkosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Gösgen	- 972	- 1'452	- 2'224

**Abbildung 29 geschätzte Defizite bei Weiterbetrieb Gösgen (Vollkosten)**

Will man nur die variablen Kosten betrachten, so lassen sich die zusätzlichen, neu erwirtschafteten Defizite bei einem Weiterbetrieb über die nächsten 15 Jahre auf rund 1.95 Milliarden Franken schätzen.

	Fehlbetrag variable Kosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Gösgen	-882	-1272	-1953

**Abbildung 30 geschätzte Defizite bei Weiterbetrieb Gösgen (nur variable Kosten)**

## 10. Kalkulation Leibstadt

Wie im Falle von Gösgen sind die Verhältnisse auch in Leibstadt transparenter als für Beznau. Interessant sind die Hinweise der Betreiber zu den Investitionen und den Vollkosten im Jahresbericht. Die Vollkosten wurden von den Betreibern im Jahresbericht 2012 auf 7 Rp/kWh beziffert. Die variablen Kosten belaufen sich auf geschätzte 3,7 Rp/kWh. Somit ist auch Leibstadt bei den aktuellen Strompreisen nicht rentabel.

Um die Berechnungsweise zu verdeutlichen, seien einige Angaben aus den Geschäftsberichten zitiert:

### Geschäftsbericht KKL 2010

*Nach mehr als 25 Jahren Betrieb steht das KKL in einer Phase mit einem erhöhten Investitions- und Erneuerungsbedarf. Zur langfristigen Sicherstellung und kontinuierlichen Verbesserung der Sicherheit und der Verfügbarkeit wurden im Berichtsjahr CHF 127.7 Mio. in anlagentechnische Verbesserungen und substanzerhaltende Massnahmen investiert (Vorjahr CHF 97.5 Mio.).<sup>33</sup>*

### Geschäftsbericht KKL 2012

*Produktionskosten bei 7 Rp./kWh, umfangreiche Jahreshauptrevision und grosse Investitionen in anlagentechnische Verbesserungen.*

*Zur langfristigen Sicherstellung und kontinuierlichen Verbesserung der Sicherheit und der Verfügbarkeit wurden im Berichtsjahr 112 Mio. CHF in anlagentechnische Verbesserungen und substanzerhaltende Massnahmen investiert (Vorjahr 96 Mio. CHF).<sup>34</sup>*

### Geschäftsbericht KKL 2014

*Zur langfristigen Sicherstellung und kontinuierlichen Verbesserung der Sicherheit und Verfügbarkeit wurden im Berichtsjahr 113 Mio. CHF in anlagentechnische Effizienzsteigerungen und substanzerhaltende Massnahmen investiert (Vorjahr 108 Mio. CHF).<sup>35</sup>*

### Angaben zu den variablen Kosten

Auf Basis der Geschäftsberichte lassen sich folgende variablen Kosten errechnen:

variable Kosten in CHF / kWh		2014	2013	2012	2011	2010	Durchschnitt 2010-2014
Investitionen in Instandhaltung	CHF/kWh	0.012	0.011	0.014	0.010	0.014	0.012
Material und Fremdleistungen	CHF/kWh	0.009	0.008	0.013	0.007	0.009	0.010
Personalaufwand	CHF/kWh	0.009	0.009	0.010	0.008	0.009	0.009
Abgaben und Gebühren	CHF/kWh	0.002	0.002	0.003	0.001	0.004	0.002
Übriger Betriebsaufwand	CHF/kWh	0.004	0.003	0.004	0.003	0.003	0.004
Total	CHF/kWh	0.036	0.033	0.045	0.030	0.040	0.037

**Abbildung 31 Darstellung der variablen Betriebskosten von Leibstadt (Quelle: Geschäftsberichte KKL)**

**Die variablen Kosten des KKL belaufen sich auf 3.7 Rp/kWh, liegen also um 0,4 Rp/kWh über den Marktpreisen für Bandenergie. Somit ist auch dieses Werk bei den aktuellen Strompreisen nicht rentabel und wirft auch keine Deckungsbeiträge ab.**

<sup>33</sup> Geschäftsbericht 2010 p.39

<sup>34</sup> Geschäftsbericht 2012 S.45

<sup>35</sup> Geschäftsbericht 2014 S. 21

**Für die geschätzten Defizite gemessen an den Vollkosten lassen sich unterschiedliche Werte errechnen, abhängig davon, welche Angaben der Betreiber verwendet werden.**

- Bei einem Weiterbetrieb während 15 Jahren zu „Vollkosten von 7 Rp/kWh“ (Angaben Jahresbericht KKL 2012) würden sich rein rechnerisch über 5 Milliarden Franken Verlust ergeben.
- Rechnet man nur die publizierten Jahreskosten gemäss Jahresbericht (Durchschnitt 2010-2014), dann liegen die Verluste gemessen am Marktpreis in der Grössenordnung von 4,2 Mrd. CHF,

	Fehlbetrag Vollkosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag Vollkosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Leibstadt	- 1'681'388'839	- 2'780'051'598	- 4'224'118'221

**Abbildung 32 geschätzte Defizite bei Weiterbetrieb Leibstadt (Vollkosten)**

Will man nur die variablen Kosten betrachten, so lassen sich die zusätzlichen, neu erwirtschafteten Defizite bei einem Weiterbetrieb über die nächsten 15 Jahre auf rund 1.65 Milliarden Franken schätzen.

	Fehlbetrag variable Kosten über 5 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 10 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit	Fehlbetrag variable Kosten über 15 Jahre inkl. Zinsen, Nachrüstung, Verfügbarkeit
Leibstadt	-823	-1064	-1650

**Abbildung 33 geschätzte Defizite bei Weiterbetrieb Leibstadt (nur variable Kosten)**

Auch eine Schliessung von Leibstadt würde sich unmittelbar gewinnbringend erweisen. Die einzige Motivation, die den Weiterbetrieb aus Sicht der Axpo rechtfertigt, ist die Hoffnung auf steigende Strompreise. Darauf wollen wir im nachfolgenden Kapitel zu sprechen kommen.

## 11. Schätzung der Erträge und der Kosten bei Langzeitbetrieb

Ein wichtiges Argument für einen Weiterbetrieb der schweizerischen Atomkraftwerke war bisher der Hinweis auf die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen. Wie wir in den vorangegangenen Betrachtungen gesehen haben, ist dieser Hinweis für alle Atomkraftwerke unrichtig. Selbst die variablen Kosten liegen bis 2021 über den heute bekannten Strompreisen.

Nun besteht natürlich bei den Betreibern die Hoffnung, dass die Strompreise nach 2020 steigen werden – zum Beispiel bedingt durch den verschärften Absenkpfad der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Europäischen Union.

Diese Hoffnung ist aus zwei Gründen eher unrealistisch:

- Zum einen stehen mit der onshore-Windenergie Ersatztechnologien zur Verfügung, welche die Vollkosten der Atomkraftwerke heute schon unterbieten. Die jüngsten Auktionen in Brasilien ergaben Langzeitbezugsverträge von unter 5 Rp/kWh (5,1 US-Cents). Mit dem Übergang zu Auktionen in Deutschland und Frankreich und dank technischen Verbesserungen der Windkraftanlagen sind in diesen Ländern ebenfalls Gestehungskosten von unter 5 Rp/kWh zu erwarten, weshalb sich die Hoffnung auf steigende Preise verflüchtigen dürfte.
- Zum zweiten nimmt die Jahresstundenzahl, während der überhaupt noch Bandenergie benötigt wird, stetig ab – bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Eine Darstellung aus Deutschland zeigt, dass die bestehenden Kraftwerke mit Bandenergie schon heute nur noch zu rund 5000 Stunden pro Jahr ausgelastet werden können, und diese Zahl sinkt weiter

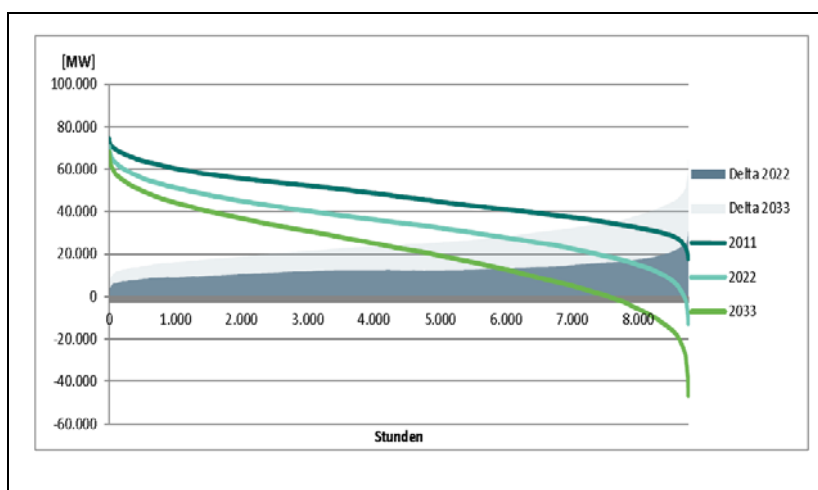


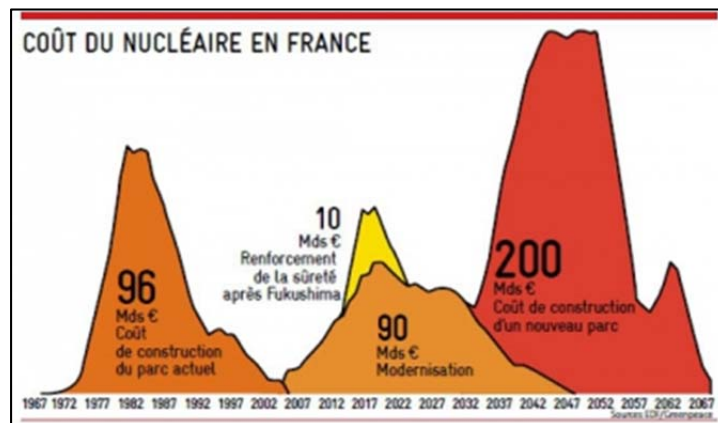
Abbildung 34 Nachfrage nach Bandenergie in Deutschland 2011-2033 (Hirschhausen 2014)

Eine weitere Frage ist schliesslich, wie hoch die Kosten des Weiterbetriebs von alten Atomkraftwerken ausfallen werden, wenn diese mit einer Laufzeit von mehr als 50 Jahren weiterbetrieben werden sollen.

Für einen solchen „Langzeitbetrieb“ weisen Kernkraftwerke nicht nur variable, sondern zahlreiche sprungfixe Kosten auf. Über lange Zeiträume sind Fixkosten dann ebenfalls „variabel“, weil Erneuerungsinvestitionen unum-

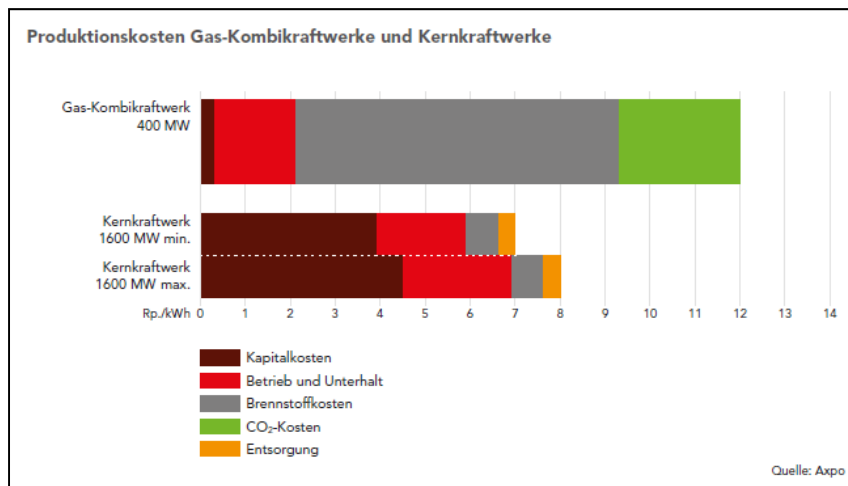
gänglich sind und weil es sich beim Weiterbetrieb eben nicht mehr um „Ohnehin-Kosten“ handelt.

Die Electricité de France hat berechnet, dass die Laufzeitverlängerungen des französischen Atomparks teurer kommen werden als die damaligen Baukosten der Atomanlagen. Ob Frankreich diese Kosten stemmen kann, ist mehr als fraglich; denn mit den erneuerbaren Energien stehen Konkurrenten bereit, die billiger produzieren.



**Abbildung 35 Geschätzte Nachrüstungskosten in Frankreich (Angaben Electricité de France, Grafik von Greenpeace France )**

Schliesslich zeigt die folgende Axpo-Grafik aus dem Jahr 2010, wie die Axpo damals die Höhe der Kosten für neue Kernkraftwerke eingeschätzt hat:



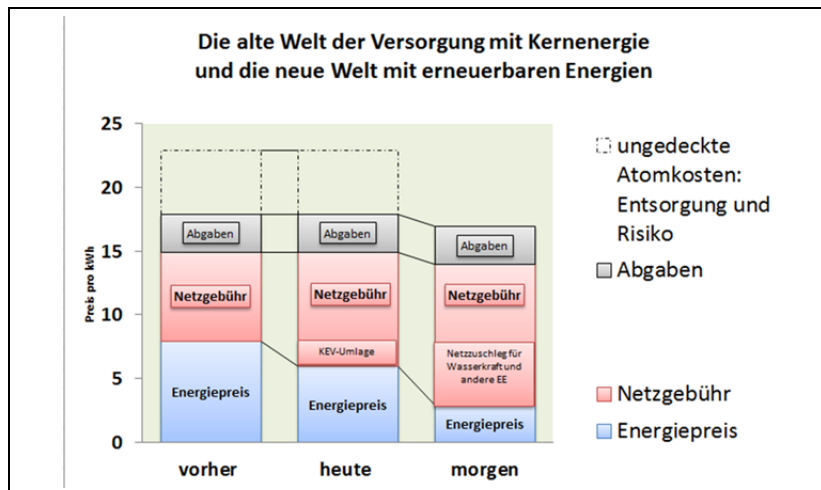
**Abbildung 36 Quelle: Axpo: Strom für heute und morgen (6.9.2010)**

Diese Berechnungen beziehen sich auf ein besonders grosses Werk (1600 MW) bei 60-jährigem Betrieb. Selbst unter solchen optimalen Bedingungen der Baukosten (die in Realität bisher nirgends eingehalten wurden) scheint es nicht möglich, zu heutigen Preisen wettbewerbsfähig Strom zu produzieren. In Wirklichkeit wissen wir, dass bei allen jüngeren Neubauprojekten die Kosten zwei- bis dreifach unterschätzt wurden.

Müssen Milliarden-Investitionen für Neubau oder Nachrüstung finanziert und abgeschrieben werden, ist es unwahrscheinlich, dass der Weiterbetrieb der alten Atomkraftwerke jemals wieder rentiert.

Zu beachten ist, dass alle Nachbarländer ihre Ausschreibungen für den Zubau von neuen erneuerbaren Energien über Zuschläge auf den Netzkosten finanzieren, in Grossbritannien auch die neu geplanten Kernkraftwerke.

Eine solche Finanzierung ist für die schweizerischen Atomkraftwerke nicht gegeben, weil die Rechtsgrundlage für solche Zahlungen fehlt und weil eine solche Finanzierung bei einem Referendum stets scheitern würde.



**Abbildung 37 Veränderungen der Preisstruktur an der Strombörse durch Einspeisevergütungen und Auktionen**

Durch die Finanzierung der Mehrkosten aus den Netzgebühren erhalten die neuen Kapazitäten in den Nachbarländern eine Finanzierungshilfe, die somit den schweizerischen Atomkraftwerken nicht offen stehen.

Deshalb ist es auch nicht möglich, dass bei einem Langzeitbetrieb die Wettbewerbsfähigkeit je erreicht wird, es sei denn, die Schweiz schafft eine Strom-Schutzwall mit hohen Importzöllen. Dies wäre aber nichts anderes als eine neue Form von Subvention.

Für unrentable Atomkraftwerke wird es sehr schwierig werden, unter welchem Titel auch immer, Entschädigungen geltend zu machen.

## 12. Anhang

### Berechnung der Kosten für Zinsverluste, Nachrüstung und geringere Verfügbarkeit

#### Vorbemerkung

Bei den nachfolgenden Zahlen handelt es sich um Schätzungen. Sie illustrieren die Dimension der Problematik. Die Zahlen täuschen eine Genauigkeit vor, die in Realität nicht existiert; trotzdem wäre es falsch, diese Entwicklung der Kosten unberücksichtigt zu lassen. Wir fassen unsere Schätzung auf konservative Annahmen.

	nach 5 Jahren	nach 10 Jahren	nach 15 Jahren
	Zinskosten		
Beznau 1	-10'533'900	-21'067'800	-31'601'700
Beznau 2	-9'762'080	-19'524'160	-29'286'240
Gösgen	-8'567'198	-17'134'395	-25'701'593
Leibstadt	-20'532'490	-41'064'979	-61'597'469
	-49'395'667	-98'791'335	-148'187'002

**Abbildung 38 Zinskosten; die laufenden Verluste werden zu 2% verzinst. Daraus kumulieren sich die Kosten über kalkulierte 15 Jahre.**

	nach 5 Jahren	nach 10 Jahren	nach 15 Jahren
	Nachrüstung		
Beznau 1	194'630'291.32	389'260'582.64	583'890'873.96
Beznau 2	180'369'708.68	180'369'708.68	270'554'563.02
Gösgen	522'391'256.79	522'391'256.79	783'586'885.19
Leibstadt	619'357'749.66	619'357'749.66	929'036'624.49
	1'516'749'006.45	1'711'379'297.77	2'567'068'946.66

**Abbildung 39: Kosten für Nachrüstung. Abgeleitet von der Dimension Beznau werden für 10 Jahre Weiterbetrieb Nachrüstungskosten von 1,3 Rp/kWh berechnet.**

nach 5 Jahren	nach 10 Jahren	nach 15 Jahren
sinkende Verfügbarkeit		
- 4'674'120.91	- 20'859'573.48	- 48'271'437.89
- 4'331'647.56	- 19'331'190.26	- 44'734'584.38
- 12'545'425.90	- 55'987'476.21	- 129'561'420.97
- 14'874'113.32	- 66'379'895.96	- 153'610'668.42
- 36'425'307.69	- 162'558'135.91	- 376'178'111.66

**Abbildung 40: Kosten für sinkende Verfügbarkeit: die Kosten werden jedes Jahr auf eine Produktion verteilt, die pro Jahr um 0,5% absinkt.**



## Wortlaut der Volksinitiative

### Eidgenössische Volksinitiative 'Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)'

Die Volksinitiative lautet:

I

Die Bundesverfassung<sup>1</sup> wird wie folgt geändert:

*Art. 90 Kernenergie*

<sup>1</sup> Der Betrieb von Kernkraftwerken zur Erzeugung von Strom oder Wärme ist verboten.

<sup>2</sup> Die Ausführungsgesetzgebung orientiert sich an Artikel 89 Absätze 2 und 3; sie legt den Schwerpunkt auf Energiesparmassnahmen, effiziente Nutzung von Energie und Erzeugung erneuerbarer Energien.

II

Die Übergangsbestimmungen der Bundesverfassung werden wie folgt geändert:

*Art. 197 Ziff. 9<sup>e</sup> (neu)*

*9. Übergangsbestimmung zu Art. 90 (Kernenergie)*

<sup>1</sup> Die bestehenden Kernkraftwerke sind wie folgt endgültig ausser Betrieb zu nehmen:

a. Beznau 1: ein Jahr nach Annahme von Artikel 90 durch Volk und Stände;

b. Mühleberg, Beznau 2, Gösgen und Leibstadt: fünfundvierzig Jahre nach deren Inbetriebnahme.

<sup>2</sup> Die vorzeitige Ausserbetriebnahme zur Wahrung der nuklearen Sicherheit bleibt vorbehalten.