

Axpo – finanzielles Grossrisiko für den Kanton Zürich

**Gutachten
für die Grünen der Axpo-Kantone
im Auftrag der Grünen Partei des Kantons Zürich**

Dr. Rudolf Rechsteiner
rechsteiner@re-solution.ch

Dezember/Januar 2014

Übersicht

Teil I	Perspektiven der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft Kapitel 1-4
Teil II	Konsequenzen für Bund, Kantone, Elektrizitätswirtschaft: Kapitel 5-8
Teil III	Anhänge Kapitel 9-15

Inhaltsverzeichnis

1.	<i>Auftrag</i>	4
2.	<i>Die Strommärkte im Umbruch</i>	5
3.	<i>Der Streit um den „richtigen“ Kraftwerkpark</i>	11
4.	<i>Strompreise als Indikator von Nachfrage und Angebot</i>	23
5.	<i>Auswirkungen auf Bund und Kantone (namentlich deren Risiken)</i>	33
6.	<i>Auswirkungen auf Axpo, Alpiq und BKW</i>	40
7.	<i>Vorschläge für eine Neuausrichtung der Axpo</i>	58
8.	<i>Handlungsbedarf auf Stufe Kanton Zürich / Stadt Zürich</i>	62
9.	<i>Anhang 1: Infografiken</i>	63
10.	<i>Anhang 2: Reform des Emissionshandels</i>	71
11.	<i>Anhang 3: Bilanz Stilllegungs- und Entsorgungsfonds</i>	72
12.	<i>Anhang 4 Entsorgungskosten gemäss Kaspar Müller</i>	75
13.	<i>Anhang 5: Neugliederung der E.on</i>	80
14.	<i>Anhang 6 Energieeffizienz als Geschäftsfeld</i>	82
15.	<i>Anhang 7 Weitere Empfehlungen</i>	83
16.	<i>Anhang 8: Berichte BFE und BJ</i>	85

Teil I

Perspektiven der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

1. Auftrag

Gemäss Auftrag von Kantonsrat Robert Brunner in Vertretung der Grünen Partei des Kantons Zürich soll die Untersuchung auf folgende Fragen eingehen:

1. *Darlegung der mittel- bis langfristigen Rahmenbedingungen für die Strombranche in der Schweiz
(Energiewende, Markt- und Strompreisentwicklung, etc.)*
2. *Auswirkungen auf den Bund und die Kantone (namentlich deren Risiken)*
3. *Auswirkungen auf die Stromkonzerne AXPO, Alpiq und BKW*
4. *Vorschläge für die Neuausrichtung des Strommarktes im AXPO-Gebiet*
 - *Reorganisation* AXPO
 - *Rolle der Kantonswerke und der Stadt-/Gemeindewerke im AXPO-Gebiet*
5. *Handlungsbedarf auf Stufe Kanton Zürich / Stadt Zürich*
 - *Eigentumsanteile* AXPO / EKZ
 - *Reduktion der Risiken* (v.a. der ökonomischen)
 - *Vorschläge für Massnahmen und Vorgehen*

2. Die Strommärkte im Umbruch

Das alte Regime

Bis in die 90er Jahre des letzten Jahrhunderts war die Elektrizitätswirtschaft monopolistisch organisiert. Stromerzeugung, Stromübertragung und Stromverteilung waren vertikal integriert und wirtschaftlich abgesichert über langfristige Verträge, gegenseitige Kapital-Beteiligungen und über gesetzlich geregelte Nutzungsrechte von natürlichen Ressourcen und Transportnetzen.

Hauptakteure waren staatliche und gemischtwirtschaftliche Unternehmen im Mehrheitsbesitz der Kantone. Sie gestalteten Stromerzeugung, Stromübertragung und -Verteilung für ihr Versorgungsgebiet aus einer Hand.

Es gab keinen Wettbewerb unter den Stromanbietern. Die Geschäftsbeziehungen waren von sehr langfristiger Natur. Die Stromkunden bezahlten die amtlich verfügbaren Preise auf Kostenbasis zuzüglich eines bescheidenen, von den Kantonen regulierten Gewinns.

Die Nutzungsrechte über die Gewässer wurden vom Bund mitreguliert. Er regelte auch die Kernenergie, obschon allein die Kantone in den Bau von Kernkraftwerken investierten.

Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft im Zentrum Europas nahm dank ihrer Topographie jahrzehntelang die Funktion einer Stromdrehscheibe inne. Sie profitierte dank den markanten Preisunterschieden zwischen Italien und Mitteleuropa vom Stromhandel und von der Veredelung von Bandenergie. Diese historische Verflechtung macht sie auch abhängig von der Marktordnung und von den Marktverhältnissen in Europa. Die Schweiz kann sich weder dem Preisregime noch der Öffnung der Netze entziehen, wenn sie im Stromhandel aktiv bleiben will. Sie muss deshalb die binnenwirtschaftlichen Entscheidungen in Brüssel wohl oder übel mitvollziehen, kann bei der Ausgestaltung der Regeln aber weder mitentscheiden noch massgeblich mitreden (autonomer Nachvollzug).

Die neue Welt: Strombinnenmarkt und erneuerbare Energien

Die Transformation des Energie- und Stromsektors der Europäischen Union zum Energie- bzw. Strombinnenmarkt fusst auf folgenden Prinzipien:

- Trennung von Stromerzeugung und Stromübertragung/Verteilung;
- Sicherstellung der Systemdienstleistungen durch unabhängige Übertragungsnetzbetreiber
- Überwachung der Netztarife und der Durchleitungsrechte durch nationale Behörden anstelle der Länder/Kantone
- Schaffung eines einheitlichen europäischen Marktes;
- freie Wahl der Lieferanten durch die Konsumenten
- Öffnung der Netze für Erzeuger und Verbraucher (CH: erst ab 100 MWh/a liberalisiert), Verpflichtung der Netzbetreiber zur nichtdiskriminierenden Durchleitung;
- Ökologisierung der Stromerzeugung mit verbindlichen Zielen über einen steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und über CO₂-Reduktionen;
- Europäische Koordination der Netzausbauten und der Versorgungssicherheit

Ziel ist eine verbesserte Effizienz des Gesamtsystems, eine hohe Liquidität und Transparenz des Stromhandels.¹ Grosse Anbieter sollen weniger Macht über das Marktergebnis haben. Zu diesem Zweck werden bisher isolierte nationale Märkte physisch und wirtschaftlich verknüpft. Bei Netzengpässen zwischen Gebotszonen (z.B. zwischen Deutschland/Österreich und Frankreich/Deutschland) werden die Kapazitäten mittels Auktionen vergeben.

Die Preisfindung über die Gebotszonen hinweg soll dazu führen, dass die verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten effizient genutzt werden. Monopolgewinne aus den Auktionen werden abgeschöpft und für den Netzausbau verwendet.

Ausbau der erneuerbaren Energien

In vielen Mitgliedstaaten haben die erneuerbaren Energien Priorität im Netz. Sie werden vorrangig transportiert, die nichterneuerbaren Energien stehen dann hinten. Dazu kommen weitere Massnahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien, basierend auf den Nationalen Aktionsplänen (NREAP): Einspeisevergütungen, Zertifikate- und Quotenlösungen sowie die Reduktion der CO₂-Emissionen durch das Europäische CO₂-Emissionshandelssystem.

EU energy and climate targets (%)				
	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 1 EU-Ziele für CO₂-Reduktionen und erneuerbare Energien (Platts)²

Die Fortsetzung des Ausbaus der erneuerbaren Energien wurde letztmals im November 2014 von der Europäischen Union politisch bestätigt.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch soll bis 2030 auf 27 Prozent ansteigen. Dies bedeutet – so eine Schätzung des Marktbeobachters Platts –, dass der erneuerbare Anteil im Stromsektor auf 45 Prozent steigen könnte, was grob zu einer Verdoppelung der erneuerbaren Stromerzeugung entsprechen würde.

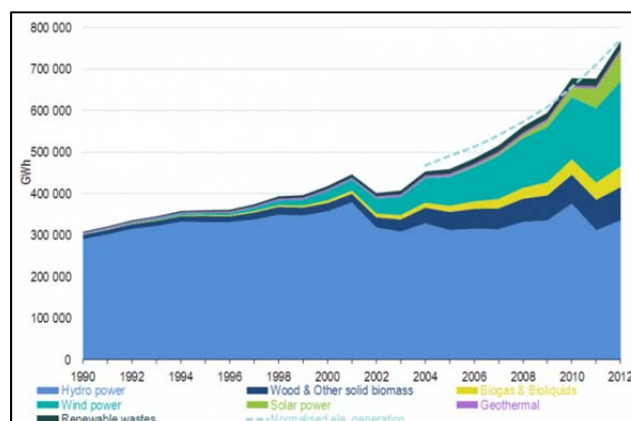


Abbildung 2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union

Im Jahr 2013 lieferten die erneuerbaren Energien 23.2 Prozent der Stromerzeugung in der Europäischen Union.³

	TWh	Anteil am Stromverbrauch	Quelle
Wasserkraft 2013	345.5	10.5%	BP Statistical Review of World Energy June 2014
Windenergie 2013	257	7.8%	EWEA (European Wind Energy Association): Wind in power 2013 European statistics, February 2014
Photovoltaik 2013	80	2.4%	EPIA (European Photovoltaic Industry Association): Market Report 2013
EU-Verbrauch	3280	100%	EWEA a.a.O.

Abbildung 3 Stromanteile 2013 Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik (EU-28)

Ende 2013 war der Anteil aus Windenergie und Photovoltaik (10,2%) knapp ebenbürtig mit dem Anteil aus Wasserkraft (10,5%). Per Ende 2014 hat die Windenergie die Marke von 10,2 % des Verbrauchs überschritten und leistet zusammen mit Photovoltaik grössere Beiträge an die Stromerzeugung als die Wasserkraft.⁴

Die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien auf rund 45 Prozent dürfte zu einer Verdoppelung bis Verdreifachung der Wind- und Solarenergie führen.

Dies wird das Profil der Stromerzeugung im tageszeitlichen und im saisonalen Verlauf je nach Witterung stark beeinflussen.

Neue Strommarktstrukturen und die Integration der erneuerbaren Energien

Die Verbesserung des Marktzugangs, der Wegfall von Monopolerträgen aus dem Netzbetrieb und der Ausbau von erneuerbaren Energien haben den Wettbewerb bisher deutlich verschärft.

Der Strommarkt besteht inzwischen aus mehreren hoch spezialisierten Teilmärkten, die kurz-, mittel- und langfristige Preissignale aussenden, an denen sich Erzeugung und Verbrauch ausrichten müssen. Dies bedeutet, dass die klassischen Energieversorger von Preissetzern zu Preisnehmern mutiert sind, die sich der Nachfrage anpassen müssen, wollen sie überleben.

Der Differenzierungsgrad der Märkte nimmt weiter zu. Diese dient der Integration der neuen erneuerbaren Energien, die dargebotsabhängig anfallen und sich per Knopfdruck nur abschalten, aber nicht zuschalten lassen. Unter den konventionellen Kraftwerken werden jene den grössten Markterfolg haben, die sich flexibel als Backup-System (Residualleistung) zuschalten lassen und die geringsten Kosten aufweisen.

Erneuerbare Energien werden zum Leitsystem, bekannte Strukturen lösen sich auf, Höchstlast bleibt.

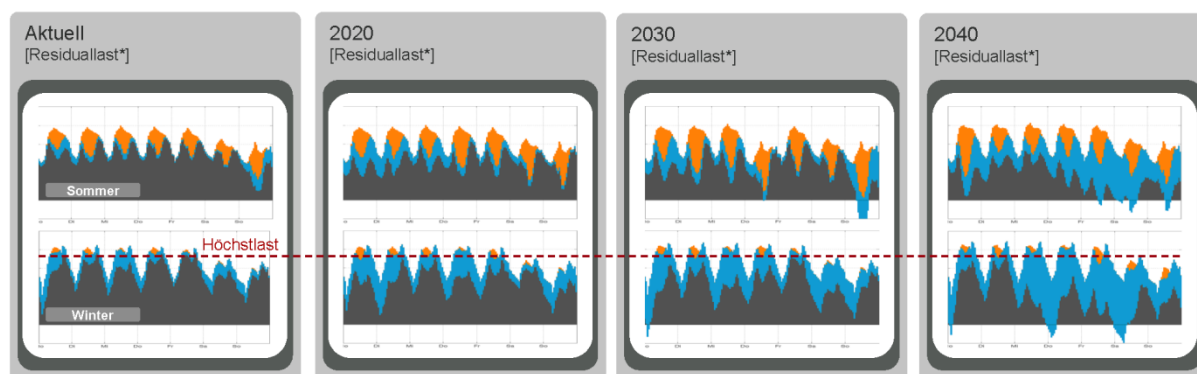


Abbildung 4 Veränderte Rolle der konventionellen Kraftwerke 2014-2040 (Enervis)⁵

Die Bedarfsspitzen bleiben vorerst die alten. Aber das Angebot wird sich im Tages- und Jahresverlauf schneller verändern. Der Bedarf nach flexiblen Backup-Kapazitäten steigt an.

Auch der inner- und zwischenstaatliche Ausbau der Netze dient der Integration der erneuerbaren Energien. Die Vergrößerung der miteinander verknüpften Strommärkte erweitert den Perimeter über unterschiedliche Wetterzonen, was über den Merit order Effekt (Zuschaltung der jeweils günstigsten Kraftwerke) kostensenkende Ausgleichseffekte erzeugt.

Der Netzausbau verbessert zudem den Zugang zu bestehenden oder neuen Speichern (zB. Pumpspeicherwerke in Skandinavien und Alpen), die bisher ungenügend mit den Zentren der Stromerzeugung und des -Verbrauchs verknüpft waren.

Strom wird an der Strombörse und ausserbörslich gehandelt. An den Strombörsen (*European Energy Exchange EEX in Leipzig und European Energy Exchange EPEX SPOT in Paris*) werden standardisierte Produkte in einem transparenten Verfahren ge- und verkauft. Viele EVUs schliessen aber weiterhin Lieferverträge direkt mit den Stromerzeugern ab. Diese ausserbörslichen Lieferverträge werden „Over the Counter“ (OTC) genannt. Sie orientieren sich aber ebenfalls an den Futures der Strombörse.

Regelenergiemarkt

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem steuert die Synchronisierung. Die Übertragungsnetzbetreiber beheben Netzengpässe mittels Netzausbau und übergangsweise mit Hilfe von Redispatch-Massnahmen. Sie gleichen unvorhersehbare Abweichungen mit dem Zukauf von Regelleistung aus. Am Regelenergiemarkt nehmen auch grosse Verbraucher teil, die mittels Lastabwurf bei Engpässen zur Stabilisierung der Spannung beitragen können.

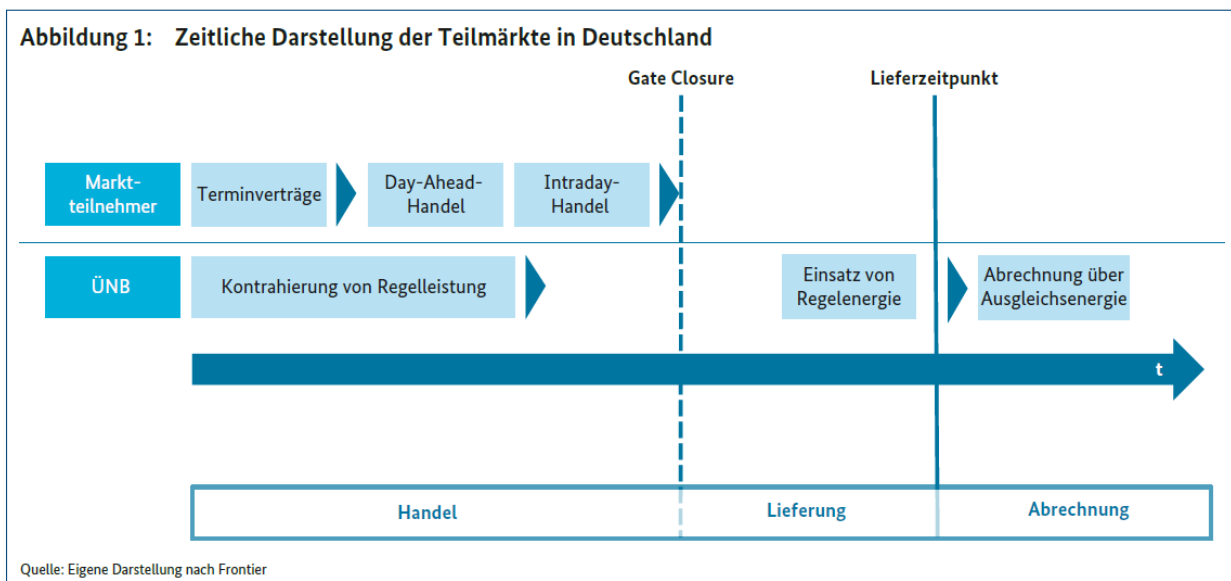


Abbildung 5 Marktstruktur Deutschland (BMWi 2014)

Der Handel mit Strom erfolgt am Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt. Auf dem Terminmarkt können Unternehmen Lieferungen bis zu sechs Jahre im Voraus vereinbaren, wobei insbesondere die jeweils drei nächsten Jahre sehr liquide gehandelt werden. Die entsprechenden Produkte heissen an der Börse „Futures“, im Over-the-counter-Handel „Forwards“.

Merit order, Day-ahead-Markt und Intraday-Markt

Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead- und dem Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt werden die Stromlieferungen für den kommenden Tag auktioniert. Anbieter und Nach-

frager müssen ihre Gebote jeweils am Vortag bis 12 Uhr abgeben; die Auswahl an Bestellungen an der Strombörse ergibt die Merit order (Einsatzreihenfolge) der Kraftwerke. Das teuerste Kraftwerk (Grenzkraftwerk) bestimmt den Preis in einer Regel- bzw. Preiszone.

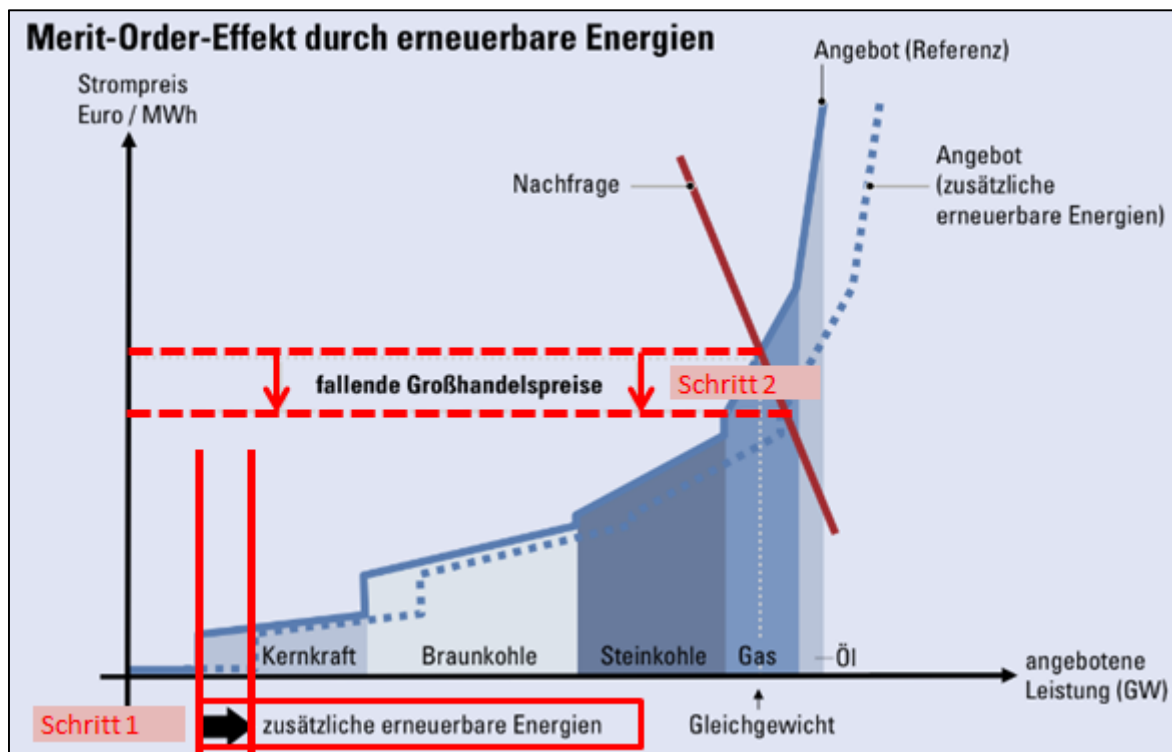


Abbildung 6 Merit order und Merit order Effekt: Kraftwerke mit tiefen variablen Kosten verdrängen das teurere Angebot

Die erneuerbaren Energien verändern die Merit-Order. Scheint die Sonne oder bläst der Wind, verändert sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu Lasten der konventionellen Stromerzeugung (Gas, Kohle, Uran). Die Kraftwerke mit den höchsten variablen Kosten (zumeist Gaskraftwerke oder Kohlekraftwerke) werden vom Netz genommen.

Wasserkraftwerke, Solarstromanlage und Windkraftanlagen werden nicht oder höchst selten abgeregelt. Sie weisen variable Kosten von null auf, was sich aus dem Fakt ergibt, dass ihre Abschaltung nicht zu einer Kostensenkung führt. Scheint die Sonne oder bläst der Wind, sinken tendenziell die Strompreise – in extremis bis auf null oder sogar darunter (negative Strompreise).

Für eine Preisstabilisierung am Strommarkt spielt deshalb das Management der Erzeugungs-Kapazitäten eine entscheidende Rolle.

Intraday-Handel und OTC-Handel

Um Fehlmengen oder Überschüsse so gering wie möglich zu halten und die verfügbaren Erzeugungsanlagen kosteneffizient einzusetzen, können die Marktteilnehmer nach Abschluss der Day-Ahead-Auktion auf dem Intraday-Markt inzwischen sehr kurzfristig mit Strommengen für Zeitspannen von Viertelstunden bis Stundenblöcken handeln.

- An der Börse endet der Intraday-Handel 45 Minuten vor der Lieferung („Gate Closure“).
- OTC können Unternehmen bis 15 Minuten vor der Lieferung handeln.

Die Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen aus. Um das physikalische Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu sichern, berechnen die Übertragungs-

netzbetreiber, welche Regelleistung sie für die Systemsicherheit benötigen. Über Ausschreibungen am Regelleistungsmarkt erwerben sie die entsprechenden Kapazitäten im Voraus und haben damit die Möglichkeit, Erzeugung oder Verbrauch kurzfristig anzupassen. Dabei werden drei Arten von Regelleistung unterschieden:

- Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen,
- Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten und
- Minutenreserve (Tertiärregelleistung) innerhalb einer Viertelstunde.

Es gibt positive und negative Regelleistung. Positive Regelleistung wird durch höhere Erzeugung oder geringeren Verbrauch erbracht. Negative Regelleistung wird hingegen durch geringere Erzeugung oder höheren Verbrauch erbracht.

3. Der Streit um den „richtigen“ Kraftwerkpark

60 Gigawatt (GW) Überkapazität in Mitteleuropa: (entspricht 60 „Gösgen“)

Der Kopplung nationaler Märkte hat dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und gehandelt wird, und dass weniger Kraftwerke benötigt werden als in isolierten nationalen Stromsektoren. Dadurch sind Überkapazitäten entstanden.

Fast alle deutschen und schweizerischen Studien haben im letzten Jahrzehnt den Bedarf an konventionellen Kraftwerken dramatisch überschätzt (Abbildung).

Table 2: Overview of studies on German power sector from 2002-2008.

Year	Study	Estimate of new conventional plant capacity required	Notable aspects of study
2002	Enquete Commission "Sustainable Energy"	40-60 GW will need to be added by 2025 "unless power demand drops significantly."	Coal power production expected to increase up to 2020 but decrease afterwards until 2050. Backup capacity mentioned as requirement for wind power; solar not mentioned yet, and PV is tiny sliver in scenarios.
2004	DLR/IFEU/Wuppertal Institute	References Enquete's estimates, warns that new capacity will need to be flexible for wind power.	Compares overview of scenarios for wind power growth from five studies, without such a comparison for PV. In its own scenarios, the study includes solar power under "other."
2005	dena Grid Study I	New capacity needs to be built to replace upcoming decommissions.	PV subsumed under "Other." Growth of off-shore wind greatly overestimated, and peak wind power production expected to peak at up to 40 GW by 2020, more than is likely.
2007	"Leitstudie" (Official Roadmap of the Energiewende)	38.3 GW of new capacity expected, 15.6 of which is hard coal and lignite.	Warning about shortfall in generation capacity, with total falling by 19.9 GW from 81.9 GW to 62.0 GW if only 17.3 GW is added.
2007	EWI/Prognos	Coal capacity to drop by 40 percent from 2005-2020 during transition to natural gas.	Average load factor of coal plants to drop as renewable power grows "mainly because of the less favorable residual load profile left behind after renewable electricity, which has priority on the grid."
2008	Consentec/EWI/IAEW	Great need for new power plant capacity expected for Germany.	Warning that Germany will be "a net power importer in the extended nuclear power scenario, though not until 2020 – and much less so than in the scenario with a nuclear phaseout."
2008	Federal Network Agency Monitoring Report	30.5 GW scheduled to be added by 2020, though only 20 GW is needed.	Firms should go ahead with all plans because "delays are always possible, especially in light of citizen protests against coal plants."

Abbildung 7 Deutsche Bedarfsprognosen für Kohle- und Gaskraftwerke 2002-2008

Nicht zuletzt wurde der Zubau postuliert, um die angeblich notwendige Ergänzung von erneuerbaren Energien während Schwach-Leistungs-Zeiten sicherzustellen („notwendige Residualleistung“). Die Ausgleichseffekte, die sich in verknüpften Strommärkten ergeben, wurden ignoriert oder stark unterschätzt.

Heute sind im europäischen Strombinnenmarkt mehr als ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden, aber nicht die „richtigen“.

Nach Angaben des aktuellen „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (SOAF-Bericht) der europäischen Aufsichtscommission (ENTSO-E) betragen die Überkapazi-

täten an gesicherter Leistung in Europa derzeit mindestens 100 Gigawatt.^a Davon liegen rund 60 Gigawatt in dem für Deutschland und die Schweiz relevanten Strommarktgebiet.⁶

Fehleinschätzungen in der Schweiz

In der Schweiz pflegt die Elektrizitätswirtschaft bis heute die These einer bevorstehenden „Versorgungslücke“. Sie dient stets und ausschliesslich dazu, den angeblichen Bedarf von neuen Kernkraftwerken oder den Weiterbetrieb alter Atomanlagen zu untermauern. (Sobald man mit Verantwortlichen über den Zubau von erneuerbaren Energien diskutiert, ist die „Versorgungslücke“ jeweils verschwunden).

Die Axpo pflegt eine besonders offensive Öffentlichkeitsarbeit. Der Konzern kommuniziert eine marktferne Wahrnehmung. Mit Berufung auf „Versorgungssicherheit“ investierte die Axpo in eine Vielzahl von Kraftwerken und in nukleare Bezugsverträge im europäischen Ausland, deren Rentabilität inzwischen nicht mehr gegeben ist. Der Axpo-Geschäftsbericht 2013/2014 spricht von 2,5 Milliarden Franken Sonderabschreibungen in den letzten drei Jahren. Diese Wertberichtigungen führten 2013/2014 zu einem Jahresverlust von 730 Mio. CHF. Andere Verbundwerke (Alpiq, BKW) kämpften mit ähnlichen Problemen. Die Denkfehler waren ähnlich gelagert wie in Deutschland:

- **Versorgungslücke.** *„Die Schweiz steht vor einer Versorgungslücke und ist mit ähnlichen Problemen konfrontiert wie das übrige Europa.“ (Axpo: Strom für heute und morgen (2006) Seite 9)*
- **Steigende Strompreise.** *„Die Preise von fossilen Primärenergien und damit auch die Strompreise werden langfristig ansteigen. Dies ist eine Konsequenz des global steigenden Primärenergieverbrauchs einerseits und der Endlichkeit der fossilen Energieträger anderseits.“ (Axpo: Strom für heute und morgen (2006) Seite 9)*
- **Ohne Kernenergie keine Versorgungssicherheit.** *„Falls europaweit nicht genügend rasch der notwendige sowie politisch akzeptierte Ersatz der Stromproduktionskapazitäten aufgebaut werden kann, ist die Versorgungssicherheit in ganz Europa gefährdet. (Axpo: Strom für heute und morgen (2006) Seite 12)
„...Für Axpo steht die Versorgungssicherheit für ihre Kundinnen und Kunden an erster Stelle.... Das Produktionsportfolio soll deshalb beinhalten: neue erneuerbare Energien, Wasserkraft, fossilthermische Anlagen, Kernenergie.“ (Seite 98)*

«Teure erneuerbare Energien»

Bis zum heutigen Tag werden die erneuerbaren Energien in den Berichten der Axpo als teuer, subventioniert, unwirtschaftlich oder unerschwinglich denunziert. Die Axpo rechnet bis heute nicht damit, dass Windenergie und Photovoltaik die konventionellen Energien preislich je unterbieten könnten.

^a (1 GW = 1000 Megawatt Leistung. Das Atomkraftwerk Gösgen verfügt über 1000 MW und erzeugt während rund 8000 Stunden pro Jahr etwa 8000 GWh Elektrizität. 8000 GWh entsprechen 8 TWh (Terawattstunden). Der Jahres-Endverbrauch der Schweiz liegt derzeit bei ca. 60 TWh.)

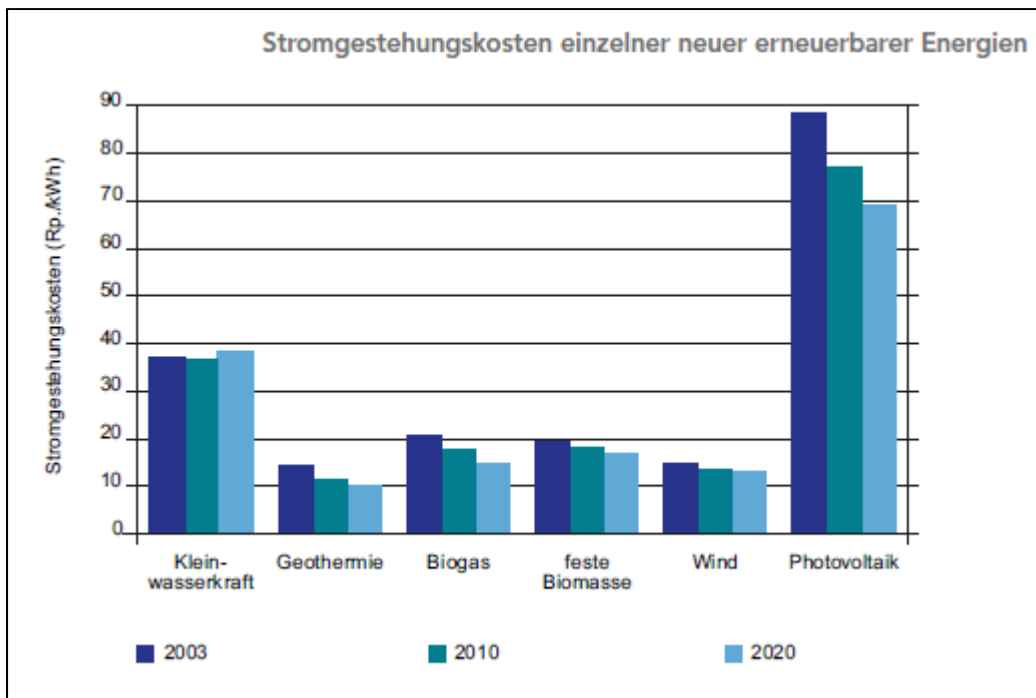


Abbildung 8 die Gestehungskosten der erneuerbaren Energien aus Sicht der Axpo (Axpo Stromperspektiven 2020» Seite 61)

Die Photovoltaik würde gemäss den „Axpo-Perspektiven 2020“ auch im Jahre 2030 noch über 60 Rp/kWh, die Windenergie verharret nach Ansicht der Axpo auch langfristig auf einem Preisniveau von über 10 Rp/kWh.

Dabei hätte man mindestens den Erfolg der Windenergie schon lange erkennen können. Schon im Jahr 2002 erhielten Windkraftanlagen in Deutschland Einspeisevergütungen von weniger als 10 €/C./kWh. Bezogen auf die gesamte Lebensdauer einer Windkraftanlage von ca. 30 Jahren ergeben sich mittlere Gestehungskosten von ca. 5-7 €/C./kWh.

Inzwischen ist in Europa ein Wind-Kraftwerkspark von über 120 GW Leistung entstanden, der im Übrigen beschleunigt weiter wächst. Dass ein Teil dieses Stroms irgendwann auch im Schweizer Markt ankommen wird, war zu erwarten, und dass die Strompreise bei Starkwind fallen, wurde in Dänemark schon vor 15 Jahren erkannt.

Vor allem aber hat die Axpo strategisch verkannt, dass sich die erneuerbaren Energien von den konventionellen darin unterscheiden, dass die Primärenergie (Wind, Sonne, Wasser) kostenlos ist. Weil die Nutzungstechniken (Solarmodule, Windkraftanlagen) immer billiger werden, war die Wettbewerbsfähigkeit dieser Energien absehbar. Bei steigenden Kosten der fossilen Energien oder der Verschmutzungsrechte war der Marktdurchbruch eher früher als später zu erwarten. Selbst die Kernenergie weist, wenn man die vollen Kosten der Entsorgung einbezieht, allein Brennstoffkosten von über 2,5 Rp/kWh auf, was sie im Vergleich zur Windenergie auch bei schuldenfreiem Betrieb der alten Atomkraftwerke unattraktiv macht. Dazu kommen die Ausgaben für Nachrüstung und die übrigen Betriebskosten, die höher liegen als bei Wasser-, Wind- oder Solarstrom.

Studie Swisselectric/IWSB: Energiewende kostet „100 Milliarden Franken“

Doch die Exponenten der drei Atomkonzerne in der Schweiz geben ihren Kampf gegen die erneuerbaren Energien nicht so leicht auf. Diese Schlussfolgerung muss man ziehen, wenn man die neusten Elaborate analysiert, die von Swisselectric (Axpo/Alpiq/BKW) veranlasst wurden. Just vor Beginn der Energiedebatte im Nationalrat hat „IWSB – Institut für Wirt-

schaftsstudien Basel“ eine Studie *Energiestrategie 2050: eine institutionelle und ökonomische Analyse* veröffentlicht, die alle alten Vorurteile wiederholt.

Zum Autorenteam gehört der emeritierte Basler Professor Silvio Borner, der seit Jahrzehnten als Berater und Lobbyist von „Swissnuclear“ fungiert, und seit Jahren auch von Swisselectric mit „Studien“ beauftragt wird.⁷ Die Kernbotschaften der neuen Studie (2014) sind folgende:

„Die Ziele [der Energiestrategie] sind entweder unrealistisch oder volkswirtschaftlich viel zu kostspielig.“ (Seite 32)
Der Investitionsbedarf für den in der Energiestrategie 2050 vorgesehenen Umbau der Stromversorgung ...ergibt einen Investitionsbedarf von über 100 Mrd. Franken.Der Investitionsbedarf für einen Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke durch Kernkraftwerke der 4. Generation beläuft sich etwa auf einen Drittel. (Seite 74)

Die Leistung der erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind beträgt bei Vollbetrieb etwa 15 GW. Theoretisch muss für jedes Megawatt fluktuierender Einspeisung ein Megawatt Reservekapazität zur Verfügung stehen.“ (Seite 100)

„Der zusätzlich erforderliche Ausbau von Pumpspeicher-Kapazitäten dürfte gar nicht realisierbar sein. Davon abgesehen, liegen die damit verbundenen kalkulatorischen Kosten im Bereich von 25-35 Rp. pro kWh....“ (Seite 75)

„Die Stromkonsumenten, welche gleichzeitig auch Bürger und Steuerzahler sind, werden in mehrfacher Hinsicht geschädigt: die Strompreise steigen, die Versorgungssicherheit nimmt ab, das Vermögen des Kantons und der Gemeinde sinkt...“ (Seite 38)

Man kann bei PV- und Windstrom 20-30 Rappen pro kWh zu den Gestehungskosten hinzuaddieren. Wenn es nicht zu einem massiven Durchbruch in den Speichertechnologien kommt, wird PV- und Windstrom immer sehr teuer bleiben. “ (Seite 114)

„Für Länder ohne ausreichende Möglichkeiten, die in einem zunehmenden Masse benötigte elektrische Energie mit Wasserkraftwerken zu erzeugen, werden die fossilen Energieträger Öl, Gas und insbesondere Kohle aus Kostengründen noch lange Zeit für die Versorgung mit Energie unentbehrlich sein.“ (Seite 55)

„Die Energiestrategie 2050 basiert auf lückenhaften oder wissenschaftlich nicht fundierten Entscheidungsgrundlagen...Ihre negativen Folgen - stark steigende Energiepreise und externe Kosten, sinkende Stabilität des Stromsystems, zunehmende Auslandsabhängigkeit, erodierende internationale Wettbewerbsfähigkeit - werden sich erst nach und nach zeigen. (Seite 123)

Worum es den Autoren in Wirklichkeit geht, illustriert die folgende Abbildung aus dem IWSB-Papier:

Penetration level		10%		30%	
Technology		Wind	Solar	Wind	Solar
Load losses	Gas turbine (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Gas turbine (CCGT)	-34%	-26%	-71%	-43%
	Coal	-27%	-28%	-62%	-44%
	Nuclear	-4%	-5%	-20%	-23%
Profitability Losses	Gas turbine (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Gas turbine (CCGT)	-42%	-31%	-79%	-46%
	Coal	-35%	-30%	-69%	-46%
	Nuclear	-24%	-23%	-55%	-39%
Electricity price variation		-14%	-13%	-33%	-23%

Tabelle 3: Auswirkungen des Zubaus von Wind und Solar auf die Auslastung und Profitabilität von steuerbaren Kraftwerken (Quelle: OECD/NEA 2012)

Abbildung 9 Sinkende Profite der konventionellen Kraftwerke wegen erneuerbaren Energien (IWSB 2014)⁸

Die Marktpenetration von Windenergie und Solarstrom senkt die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken. Die Profitabilität der Kernenergie sinkt um 23 bis 24%, wenn die neuen erneuerbaren Energien einen Marktanteil von 10 % erreichen, der in der EU inzwi-

schen überschritten wird, und sie sinkt um 39 bis 55% bei einem Marktanteil der Wind- und Solarenergie von 30 Prozent. Quelle dieser Daten ist eine Studie der Nuclear Energy Association (NEA).

Es ist diese Mechanik, die der Atomindustrie zu schaffen macht: Der Rückgang des Bedarfs an Bandenergie und der damit einher gehende Preiszerfall. Um die Positionierung der Kernkraftwerke zu verbessern, werden die erneuerbaren Energien fälschlicherweise als Kostentreiber dargestellt.

Leistungsprofil und Volllaststunden verwechselt

Die IWSB-Studie konstruiert Sachverhalte, die nichts mit der Realität zu tun haben. Aus der Tatsache, dass Windkraftwerke Solarkraftwerke 1000 bis 2000 Voll-Last-Stunden aufweisen^b, konstruiert die Studie einen gigantischen Speicherbedarf.

Dahinter stecken methodische Fehler:

- Windkraftwerke laufen während der meisten Zeit des Jahres auf Teillast (Abbildung).
- Dies gilt auch für Solarstromanlagen. Sie liefern zudem meistens höchstens 70% ihrer Nennleistung (Temperatureffekte)
- Sonne und Wind liefern nie gleichzeitig volle Last. Es hat entweder viel Wind oder viel Sonne, aber nie beides gleichzeitig, wie die deutsche Erzeugerstatistik zeigt.
- Auch die vermeintliche Winterlücke besteht nicht, wenn sich der Zubau von Windenergie fortsetzt (was allein schon wegen den tiefen Gestehungskosten zu erwarten ist). Die Windenergie in Mittel- und Nordeuropa fällt zu zwei Dritteln im Winter an. Eine saisonale Speicherung von Solarstrom vom Sommer in den Winter erübrigt sich.

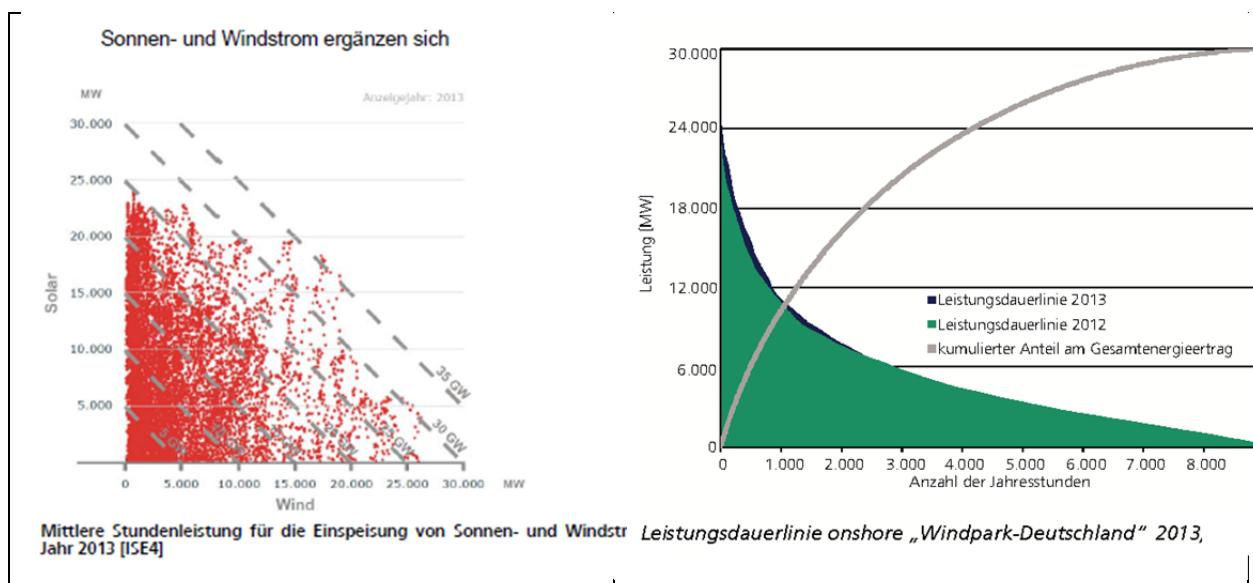


Abbildung 10 Verteilung von Windenergie und Solarstrom im Jahresverlauf (Quellen: Fraunhofer ISE/IWES (2014))⁹

Auch die Variation der Leistung schafft nicht annähernd die Probleme, welche die Autoren im Auftrag der Swisselectric der Bevölkerung weismachen wollen. Einen Leistungsabfall bei fluktuierender Produktion oder schwankender Nachfrage zu verhindern, ist das tägliche Brot

^b Unter Volllaststunden versteht man die Zahl der Stunden, die eine Windturbine oder ein Solarkraftwerk während eines Jahres zur maximalen Nennleistung erbringt. Läuft eine Windturbine während 4000 Stunden pro Jahr durchschnittlich auf halber Nennleistung, dann beträgt die Zahl der Volllaststunden 2000. Ein Auto mit einer Maximalgeschwindigkeit von 200 km/h, das pro Jahr 10000 km zurücklegt, erreicht 50 Volllaststunden.

eines jeden Netzbetreibers, und die Bedingungen für die Integration von erneuerbaren Energien sind in der Schweiz in besonderem Masse gegeben:

- Die Schweiz verfügt über flexible Speicher- und Pumpspeicherwerke. Sie können Primär-, Sekundär- und Minutenreserven anbieten.
- Biomasseanlagen können zunehmend Regelleistung erbringen.
- Wind- und Photovoltaik-Anlagen können mit Schwachwindturbinen oder Ost- West-Ausrichtung auf eine höhere Deckung der Nachfrage ausgerichtet werden. Die Volatilität der Stromerzeugung sinkt;
- Windturbinen im Meer weisen längere Laufzeiten auf als Anlagen im Binnenland.
- Die Teilnahme am Markt für negative Regelleistung wird auch für Wind- und Photovoltaikanlagen möglich sein.
- Eine Vielzahl neuer Speicher steht in Entwicklung oder ist bereits am Markt. Deren Kosten sinken.

Erneuerbare Energien senken die Strompreise

Ein zusätzlicher Bedarf nach Backup-Kapazitäten existiert in der Schweiz nicht. Professor Anton Gunzinger hat gezeigt, dass sich in der Schweiz ein Bestand von 18 GW Photovoltaik relativ einfach ins Netz integrieren lässt, wenn die Speicherseen wie bereits geplant auf eine Kapazität von 10 TWh ausgebaut werden.

Solarstromanlagen werden auch eine erhebliche Abdeckung des Winterbedarfs leisten können, besonders wenn sie in alpinen Regionen erstellt werden.¹⁰

Kostensenkungen dank erneuerbaren Energien sind nachweisbar

Der bisherige Ausbau der Photovoltaik hat – neben den anfänglichen Mehrkosten – zu handfesten Entlastungen für alle Konsumentinnen und Konsumenten geführt.

Die Strompreise sind dank erneuerbaren Energien nicht gestiegen, sondern gesunken. In Italien liegen dank Photovoltaik die Tagespreise inzwischen unter den Nachtpreisen. In der Schweiz ist die teure Mittagsspitze verschwunden. Konsumentinnen und Konsumenten erhalten also eine Gegenleistung, wenn sie Einspeisevergütungen finanzieren.

Die Netzgebühren sind zwar wegen der KEV-Umlage ein wenig gestiegen, andererseits sind Energiepreise gesunken, wovon neben den Grossverbrauchern immer mehr auch die gebundenen Konsumenten profitieren.

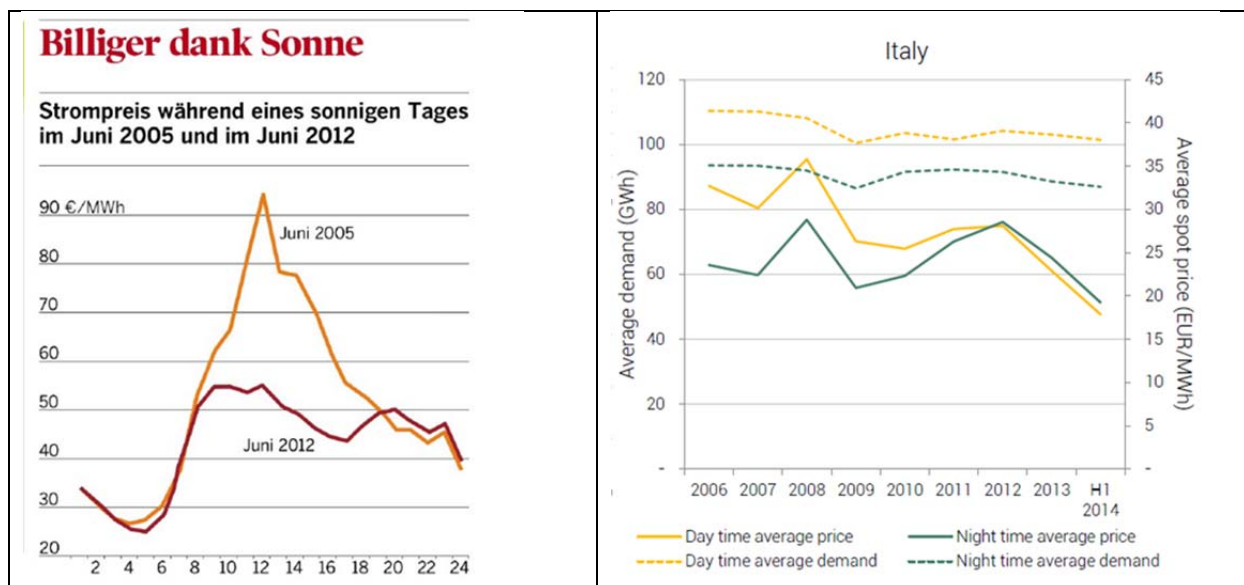


Abbildung 11 Strompreisprofil Schweiz und Italien 2005/2014 (BKW / Green Giraffe)

Die Annäherung zwischen Marktpreis und Tarifen ist ein gutes Zeichen für einen funktionierenden Wettbewerb.

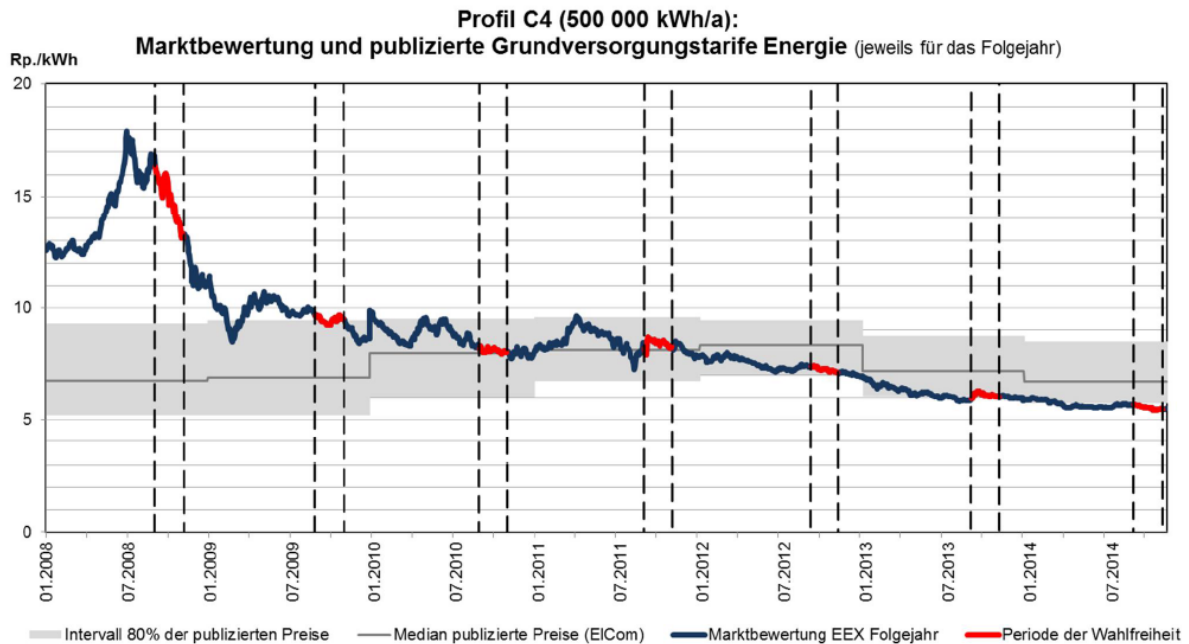


Abbildung 12 Strompreise (Energiepreise) in der Schweiz.

Quelle BET Dynamo Suisse, aus: Daniel Ramsauer, Geschäftsführer BET Dynamo Suisse AG, Referat bei der Basler Handelskammer, 16. Dezember 2014 („Der liberalisierte Strommarkt – funktioniert er schlecht oder recht?“)

Die jüngste Untersuchung des Strommarktes in der Schweiz durch das Marktforschungsinstitut BET Dynamo Suisse zeigt, dass die Energietarife in der Schweiz seit 2013 auch für die gebundenen Konsumenten sinken.

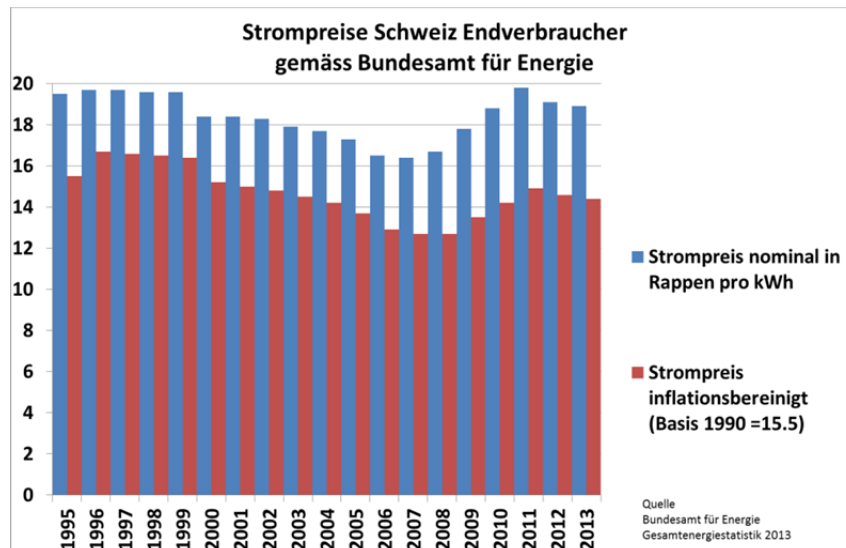


Abbildung 13 Strompreise in der Schweiz: Statistik Bundesamt für Energie

Ein real sinkender Verlauf lässt sich auch für die Gesamtkosten der Elektrizität nachweisen (Energiepreis+Netzgebühren+Abgaben), wie die Abbildung der Strompreise auf Basis der Gesamtenergiestatistik zeigt (Daten Bundesamt für Energie).

Erneuerbare Energien gehören zu den Least Cost-Techniken

Neuere Untersuchungen bestätigen, dass die Solarenergie und die Windenergie in grossen, geographisch weit vernetzten Märkten ausserordentlich günstig Strom erzeugen. Nur noch Investitionen in die Energieeffizienz sind billiger!

Im neusten Quervergleich der Beratungsfirma Lazard (*Lazard's Global Power, Energy & Infrastructure Group*) figuriert unsubventionierte Windenergie mit Gestehungskosten zwischen 3,7 und 8,1 US-Cents/kWh, die Photovoltaik zwischen 6 und 26,5 US-Cents/kWh. (LCOE= Levelized Cost of Energy Comparison)

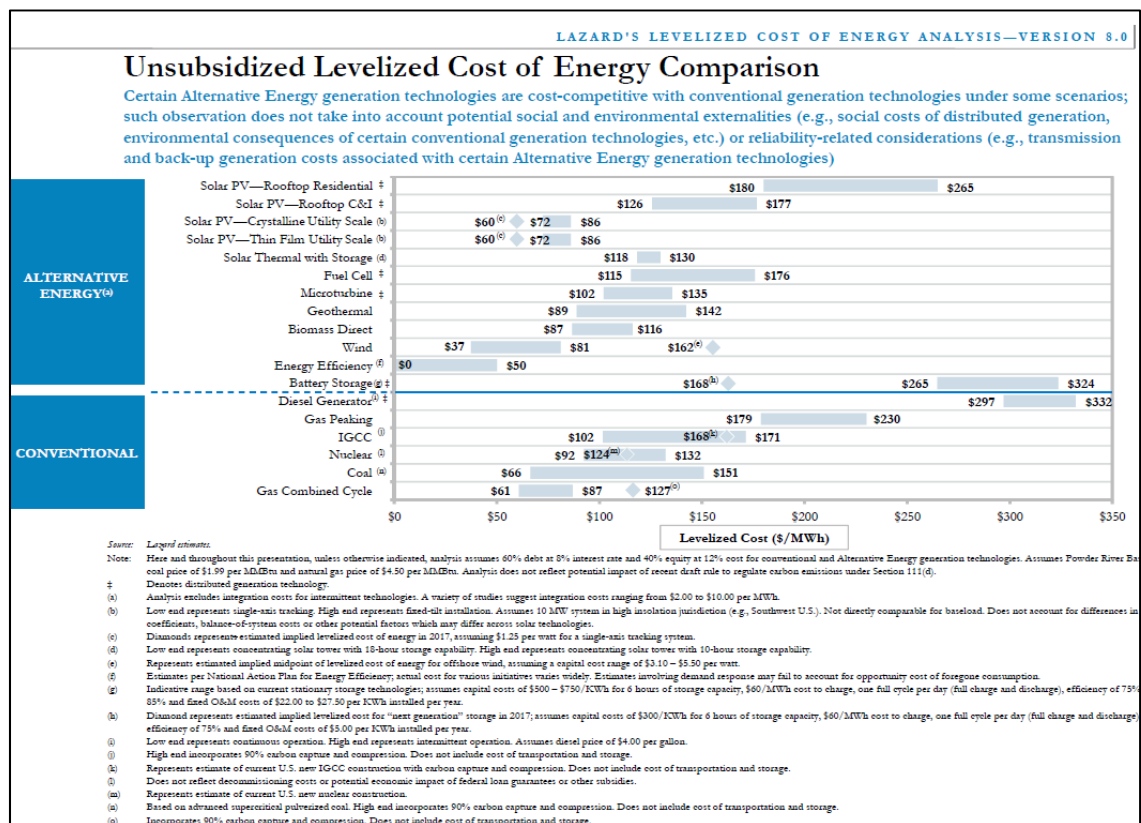


Abbildung 14 Gestehungskostenvergleich 2014 – (Quelle: Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis – Version 8.0)¹¹

Die Gestehungskosten von Photovoltaik- und Windkraftanlagen liegen tiefer als die Kosten neuer Atomkraftwerke und tiefer als die Kosten von neuen Gaskraftwerken oder Kohlekraftwerken, je nach Standortqualität. Der Photovoltaik kommt dabei zugute, dass sie bei Eigenverbrauch häufig „hinter dem Stecker“ einspeist und die Netze nicht beansprucht. So können Netzgebühren gespart werden, was die Rentabilität entscheidend verbessert.

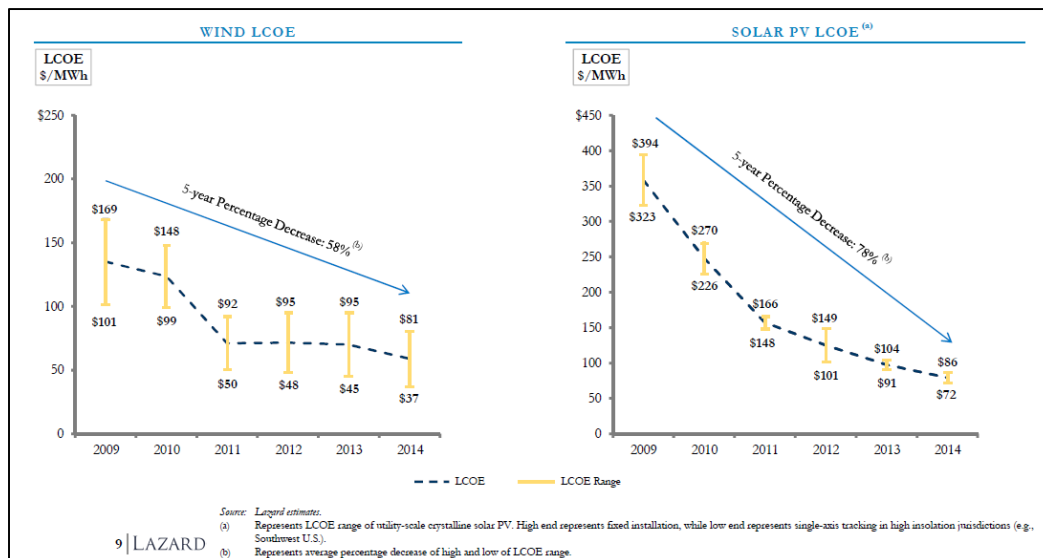


Abbildung 15 Gestehungskosten von Wind- und Solarstrom 2009-2014 (Lazard 2014)

Was in den schweizerischen Betrachtungen häufig fehlt, ist die Reflexion der jüngsten Kostensenkungen von neuen Windkraft- und Solarstromanlagen. Diese Kostensenkungen sind noch lange nicht beendet, während bei der Nukleartechnik Kostenschübe nach oben verzeichnet werden.

Neue Märkte dank neuen Regulierungen

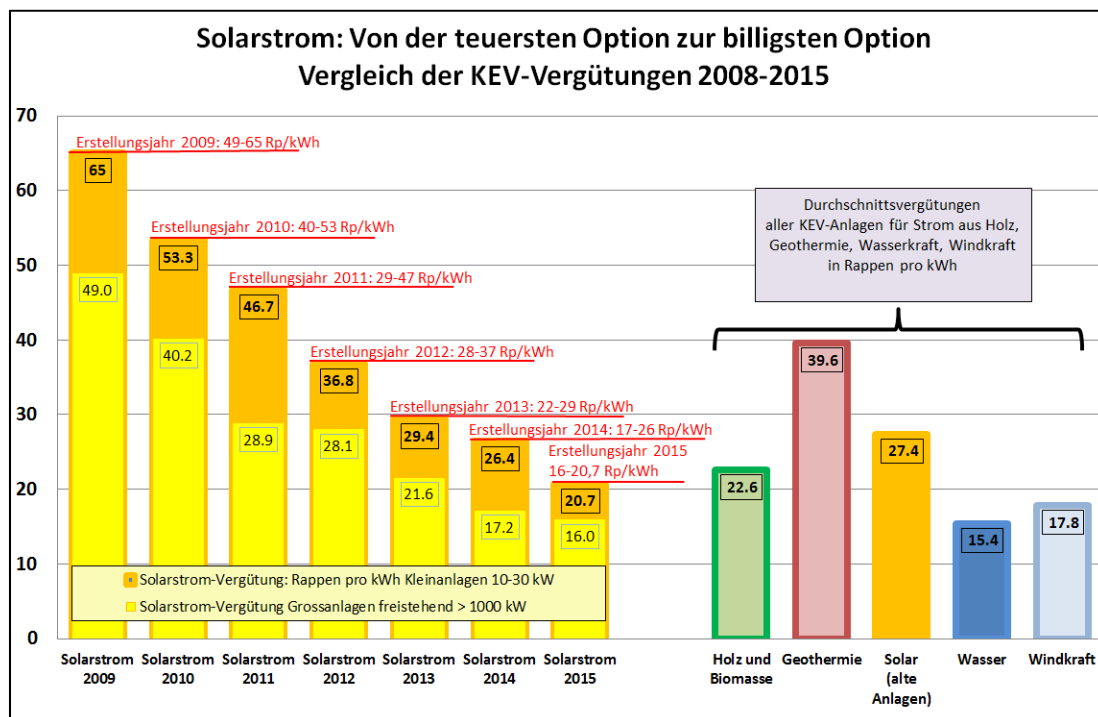


Abbildung 16 Entwicklung der Vergütungen für Solarstrom in der Schweiz 2008-2015

Die Photovoltaik, die gemäss den Simulationen von Prof. Anton Gunzinger für den Perimeter Schweiz unter allen neuen erneuerbaren Energien die grössten Potenziale aufweist, wird dank Preissenkungen und neu geschaffenem Förderregime ohne Wartefristen (Einmalvergütung) einen Ausbauschub erfahren. Die Kombination von Eigenverbrauch und Netzeinspeisung dürfte sich auf vielen Mehrfamilienhäusern als wirtschaftlich erweisen.

Die Kosten der Photovoltaik sind so stark gesunken, dass bei einer Einmalvergütung von nur noch 500 CHF/kW jede neu erzeugte kWh weniger Mittel aus dem Netzzuschlag beansprucht als alle anderen erneuerbaren Energien.^c Zudem sorgt die Einspeisung von Solarstrom am Mittag für eine Preissenkung in Zeiten hohen Bedarfs und erfolgt somit bis auf weiteres stets bedarfsgerecht.

Kosten der Integration

Kosten für die Integration von erneuerbaren Energien in die Stromnetze bestehen tatsächlich. Doch sie werden von den meisten seriösen Untersuchungen als unproblematisch eingeschätzt.

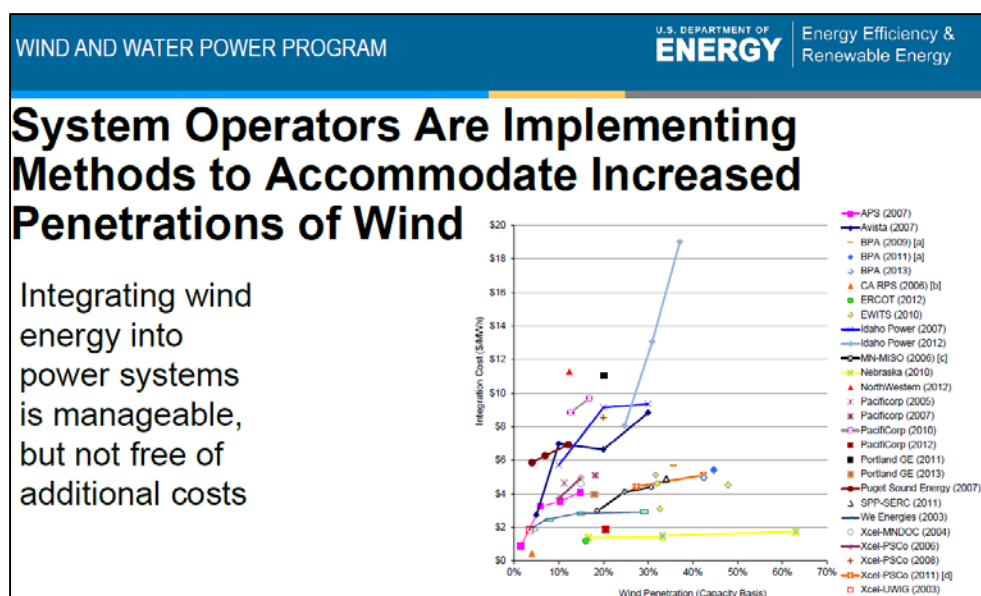


Abbildung 17: Kostenschätzungen der Integration von Windenergie (US\$/MWh /US-DOE)¹²

Eine Übersicht aus den USA schätzt die Kosten der Integration von Windenergie auf 0.2 bis 1.8 US-Cents/kWh. Die USA verfügen im Gegensatz zur Schweiz über sehr geringe Wasserkraft/Pumpspeicher-Kapazitäten.

Für die Schweiz darf man erwarten, dass keine zusätzlichen Kosten entstehen. Vielmehr steigt durch die Photovoltaik die Bereitstellung am Tag, während die Strom-Überschüsse durch Kernkraftwerke während der Nacht mit der Stilllegung der Atomkraftwerke abnehmen.

Die bestehenden Speicherwerke stellen bereits eine hohe Flexibilität sicher. Die Elektrizitätswirtschaft wird hierzulande mit der Volatilität der Windenergie nicht belastet, sondern kann dank den Preis-Volatilitäten gute Geschäfte machen.

In der Europäischen Union gibt es Hunderte regelbarer Wasserkraftwerke. Der Bestand an flexiblen Gaskraftwerken hat ebenfalls zugenommen. Die Anpassung der Residualleistung an die Must-run-Kraftwerke mit erneuerbaren Energien gehört zum täglichen, normalen Marktgeschehen.

^c 1 kW installierte PV-Leistung erzeugt über eine Lebensdauer von 35 Jahren in der Schweiz ca. 35'000 kWh Strom und erhält dafür nach aktuellem Recht eine Einmalvergütung von 700 CHF/kWh (ab 2017 noch 500 CHF). Die leistungsabhängige Einmalvergütung verbilligt den Solarstrom demgemäss um 2 Rp/kWh (ab 2017 noch 1,4 Rp/kWh). Dazu kommt die anlagenfixe Vergütung von 1400 CHF, was bei einer Anlage von 3 kW zu einem zusätzlichen Beitrag von 1,3 Rp/kWh führt, bei einer Anlage von 30 kW zu einem zusätzlichen Beitrag von 0,13 Rp/kWh.

Daraus eine Vermehrung der Kosten um „100 Milliarden Franken“ abzuleiten, während die Strompreise und die Gestehungskosten der erneuerbaren Energien in Wirklichkeit stetig sinken, widerspricht allen empirischen Erkenntnissen im Stromsektor.

Die wahren Kosten neuer Kernkraftwerke

Die IBSW-Studie behauptet: „.....Der Investitionsbedarf für einen Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke durch Kernkraftwerke der 4. Generation beläuft sich etwa auf ein Drittel. (Seite 74)“. Die Autoren präzisieren nicht, was unter einem Kernkraftwerk der 4. Generation verstehen, aber die Kosten der heute erstellten Kernkraftwerke der (angeblich) dritten Generation sind aufschlussreich.

Das geplante britische Atomkraftwerk Hinkley Point C kostet 16,6 Milliarden Pfund (25,5 Milliarden Franken). Die britische Regierung Cameron garantiert den Betreibern indexierte Einspeisevergütungen von 9,25 Pence/kWh. Das entspricht auf dem Papier einem offiziellen Anfangspreis von 14 Rp/kWh.

World Nuclear News schrieb: “The Hinkley Point C contract will last for 35 years, the strike price is fully indexed to inflation through the Consumer Price Index and the project will be protected from certain changes in law.” ⁽¹³⁾

Weil die Einspeisevergütung während 35 Jahren an den Konsumentenpreisindex gebunden wird, werden die Vergütungen ab Betriebsaufnahme von 14 Rp/kWh auf ca. 29 Rp/kWh ansteigen.¹⁴ Dies ergibt einen Mittelwert von 21 Rp/kWh Einspeisevergütung. Zudem leistet der Staat Bürgschaften und deckt einen Grossteil der Versicherungs- und Entsorgungskosten.

Die Einspeisevergütungen für Solarstrom und Windstrom werden in der Schweiz und in Deutschland nicht indexiert. Je nach Standort gelten frühestens nach fünf Jahren und längstens nach 20 Jahren für den eingespeisten Strom ein marktorientierter Bezugspreis.

Die Lebenserwartung neuer Solar- und Windstrom-Kraftwerke beträgt ca. 30-35 Jahre. Während über einem Drittel der Produktionszeit speisen die Betreiber ihren Strom zu Marktpreisen ins Netz, was wegen der geringen variablen Kosten von Sonne und Wind eine preissenkende Wirkung auf die Strompreise ausübt (Merit order Effekt).

Britische Kernkraftwerke erhalten somit doppelt so hohe Einspeisevergütungen wie Windenergie und Solarstrom in Mitteleuropa und eine etwa dreimal so hohe Entschädigung wie der Marktwert der eingespeisten Elektrizität.

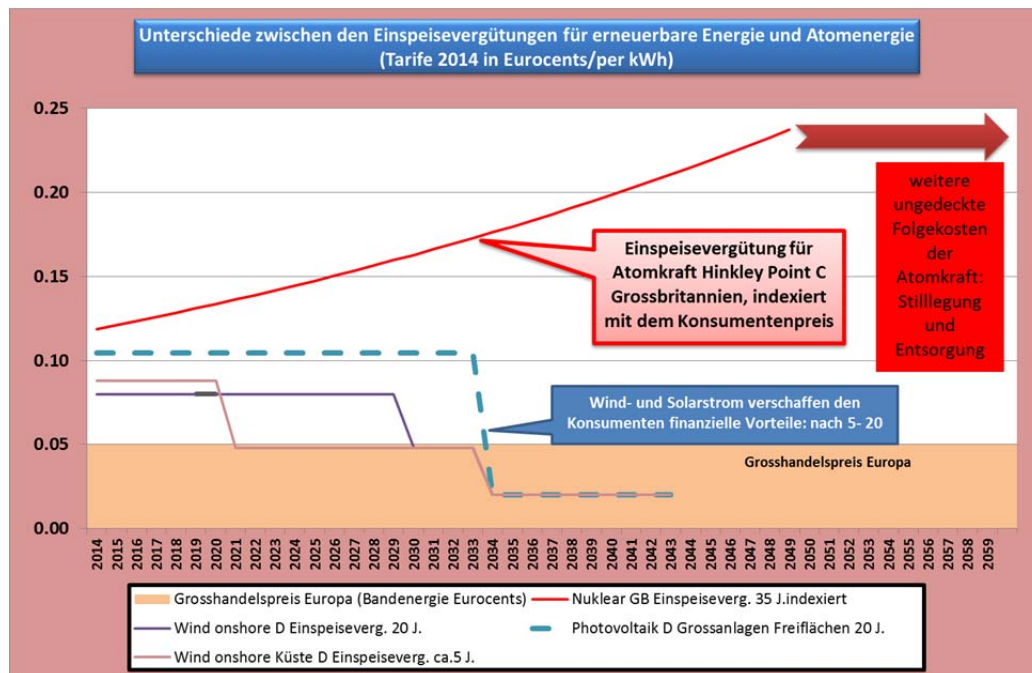


Abbildung 18 Einspeisevergütungen für Atomstrom in Grossbritannien

Keine Förderung der Kernenergie in der Schweiz

Kernkraftwerke erhalten in der Schweiz keine Staatshilfe mehr, wie in früheren Zeiten. Eine Quersubventionierung aus der Wasserkraft über den Mischtarif oder aus Monopolgewinnen von Netzegebühren ist unter den heutigen Verhältnissen nicht mehr in grossem Umfang möglich.

Das neue Ziel des Bundesrates ist es offensichtlich, langfristig eine Schliessung der Kernkraftwerke zu erwirken. Gemäss der neuen Doktrin ist die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke erwünscht, wenn diese nicht mehr sicher betrieben werden können.

Zu diesem Zweck wurde im Energiegesetz eine neue Bestimmung eingefügt, welche für die Wirtschaftlichkeit von Nachrüstungen entscheidend ist. Gemäss den neuen Beschlüssen des Nationalrats (Stand Dezember 2015) wird der Weiterbetrieb der Schweizer Atomkraftwerke nur noch in 10-Jahresschritten ermöglicht.

Alle zehn Jahre wird die Aufsichtsbehörde ENSI eine Prüfung der Sicherheit durchführen und neue Anforderungen für den Weiterbetrieb formulieren. Daraus ergibt sich, dass auch Investitionen in die Nachrüstung innert zehn Jahren abgeschrieben sein müssen, will man keine nicht amortisierbaren Investitionen riskieren.

Diese neuen Bestimmungen werden die Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken beeinflussen. Sie könnten – wie Axpo-CEO Andrew Walo selbst betont – zu einer Verkürzung der Laufzeiten beitragen.¹⁵

4. Strompreise als Indikator von Nachfrage und Angebot

Entwicklung der Marktpreise und der Märkte

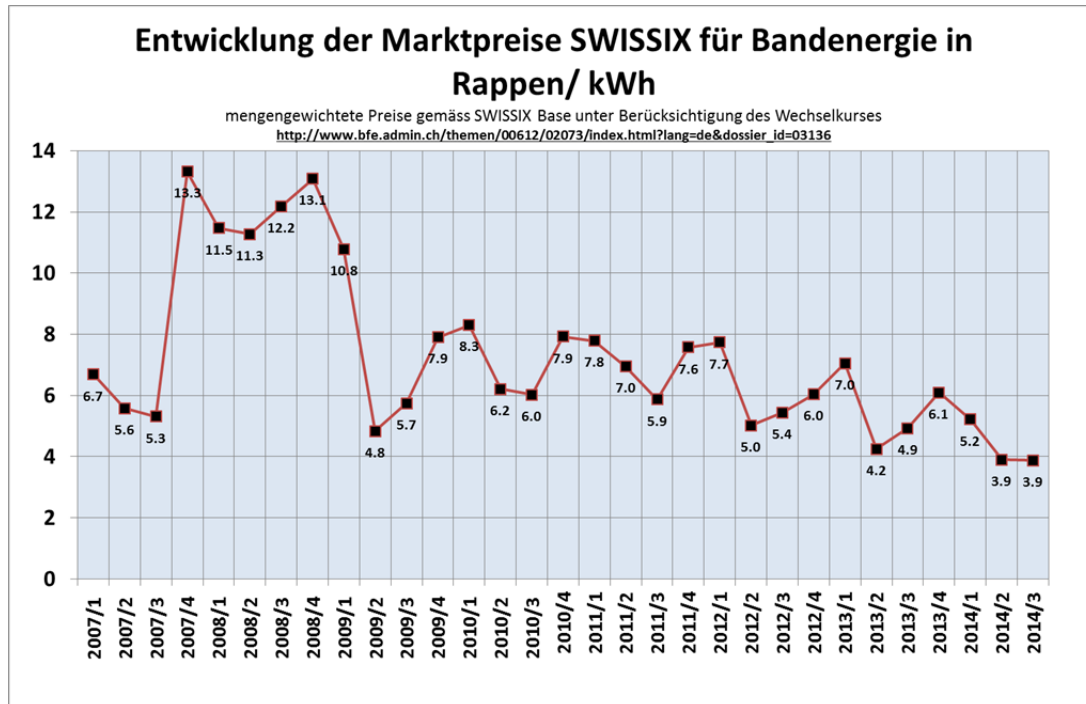


Abbildung 19 Marktpreise für Elektrizität 2007-2014 (Daten BFE)¹⁶

Die Strompreise auf dem europäischen Markt sind stark gesunken. Für Bandenergie wurden an der Strombörse SWISSIX im Jahresdurchschnitt 2014 nur noch 4,4 Rp/kWh bezahlt.¹⁷

Eine Refinanzierung des Baus neuer Kraftwerke auf Basis von Markterlösen ist nicht länger möglich. Allerdings profitiert der Ausbau der erneuerbaren Energien von besonderen gesetzlichen Massnahmen und dürfte sich deshalb fortsetzen. Unterstützt werden dürfte diese Entwicklung durch die Ausserbetriebnahme alter Kernkraftwerke und durch die Reformen des Europäischen CO₂-Emissionshandelssystems, welche den Zubau von fossilen Kraftwerken unattraktiver machen werden als bisher.

Neue Kraftwerke mit erneuerbaren Energien erhalten in den meisten EU-Ländern Mindestpreise, in Grossbritannien auch die Kernenergie. Dazu kommen neu Kapazitätsmärkte und spezielle Kapazitätsreserven (in der Verfügungsgewalt der Übertragungsnetzbetreiber). Der Effekt dieser Leistungsentschädigungen wird sein, dass Kraftwerke für ihre Leistungsbereitschaft entschädigt werden und dadurch neben den Stromerlös an der Strombörse (energy-only-Markt) weitere Zusatzeinnahmen realisieren werden.

Die Stromversorgung ist zunehmend gekennzeichnet durch Kraftwerke mit hohen Kapitalkosten und sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten. Einspeisevergütungen und neue Märkte für Kapazitätsreserven verfolgen unter diesen Umständen einen doppelten Zweck:

- Die Erfüllung von Umweltzielen, insbesondere CO₂-Reduktionen
- Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Weil das steigende Angebot von Wind- und Solarstrom einen Kapazitätsfaktor von deutlich unter 50 % aufweist, wird die Volatilität des Angebots und der Preise zunehmen.

Typische Marktsituationen im Sommer und im Winter

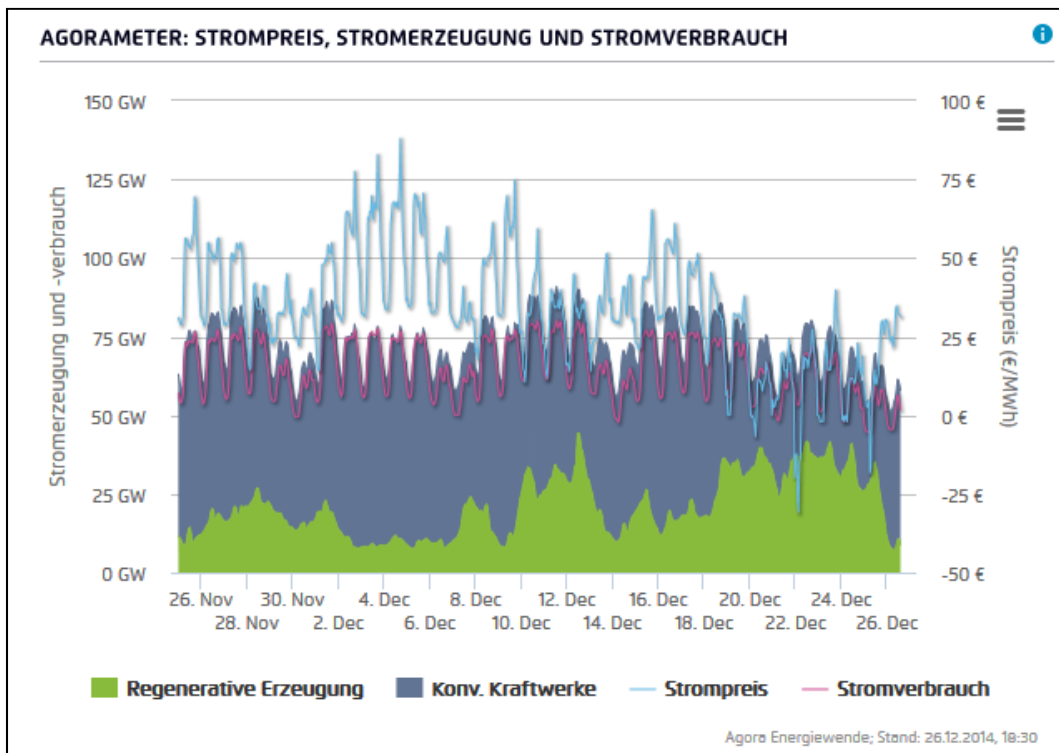


Abbildung 20 Strompreise und Stromerzeugung Dezember 2014 (Deutschland)¹⁸

Im Dezember 2014 lagen die Strompreise in Deutschland (und mit geringen Differenzen auch in der Schweiz) zwischen minus 3 €/kWh und +9 €/kWh. Die Mittelwerte lagen zwischen 3 und 4 €/kWh, deutlich tiefer als im Vorjahr. Die Grafik veranschaulicht, wie starkes Windaufkommen die Strompreise jeweils nach unten drückt.

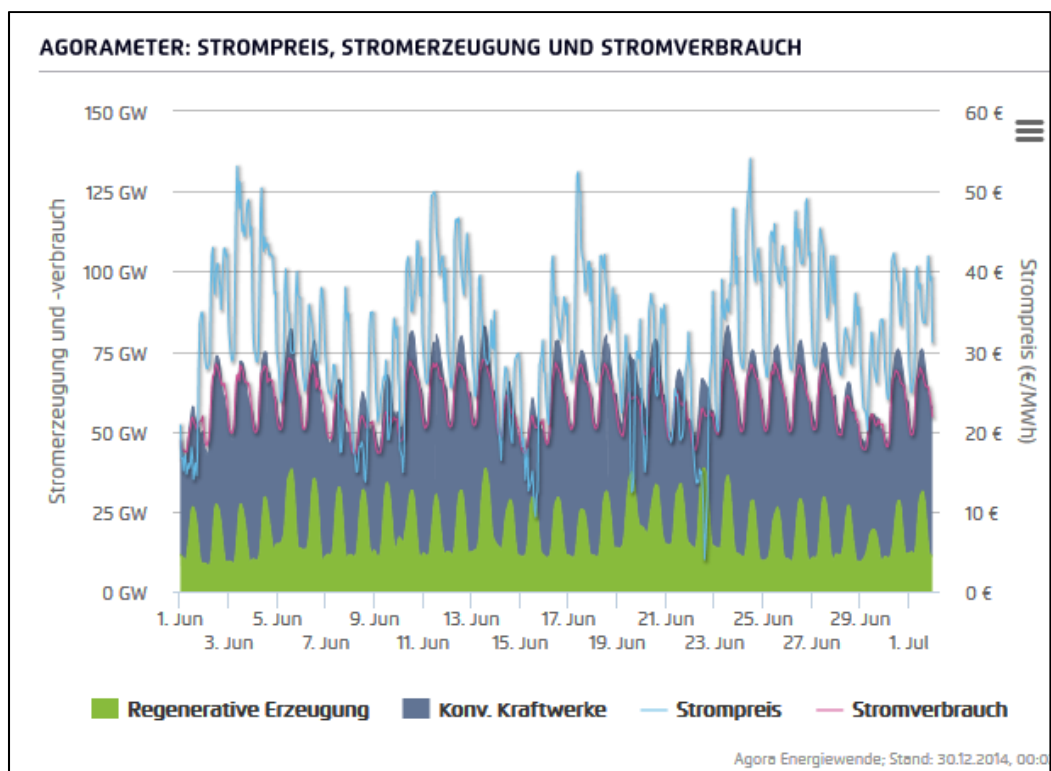


Abbildung 21 Strompreise und Stromerzeugung im Juni 2014 (Deutschland)¹⁹

Im Monat Juni schwankten die Preise zwischen 0.5 €/kWh und 5.5 €/kWh, abhängig vom Bedarf und vom Aufkommen an erneuerbaren Energien (grün).

An den Wochenenden sanken die Strompreise an der Strombörse jeweils auf Tiefstwerte. Im Unterschied zum Winter wurden keine negativen Preise registriert.

Feinauflösung: vier Tage im Juni 2014

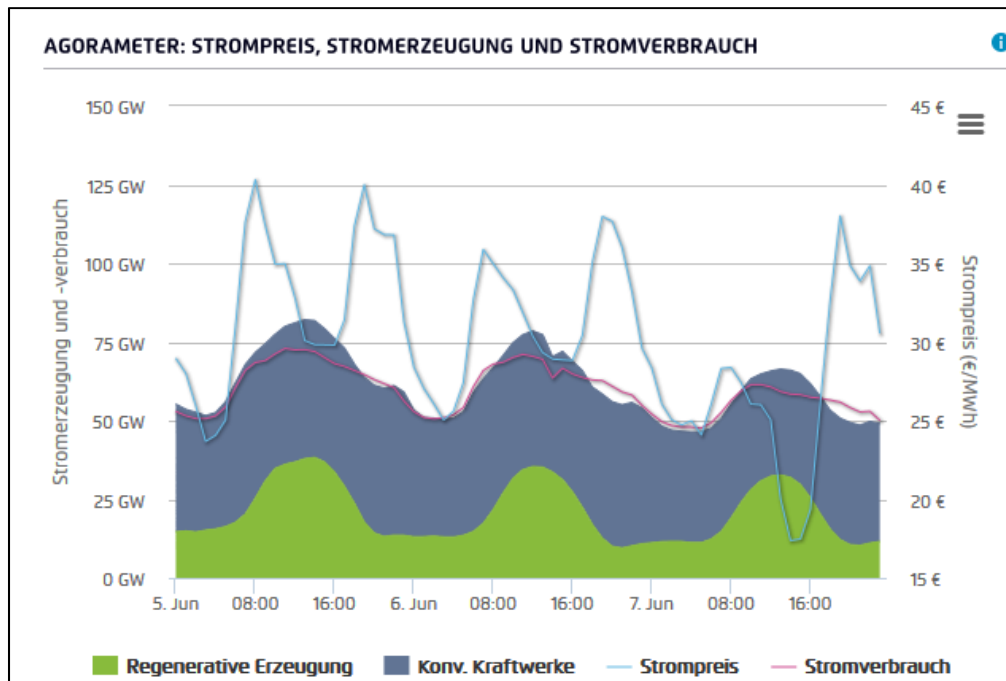


Abbildung 22 Stromerzeugung und Strompreise in Deutschland: Dezember 2014

Die Abbildung illustriert Stromerzeugung und Strompreise in Deutschland während vier Tagen im Juni 2014: vom Donnerstag 5. Juni bis Sonntag 8. Juni. Deutlich ist die Preissensitivität, wenn grosse Mengen an Solarstrom ins Netz gehen. Am Sonntag sinken die Strompreise bei schwacher Nachfrage auf unter 2 €/kWh.

Eine volle Bedarfsdeckung mit erneuerbaren Energien ist in Deutschland auch an besonders sonnigen und/oder windstarken Tagen heute noch nicht gegeben. Es ist die Inflexibilität der konventionellen Kraftwerke, die das Marktergebnis an der Strombörse nach unten treibt.

Wenn Strompreise gar negativ werden ist dies ein Indiz, dass ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und „smarten“, angebotsorientierten Nachfragern (inklusive Speichern) besteht:

- Das Angebot an fluktuierenden Energien wächst schneller die Nachfrage
- Der Ausbau der Netze und der Speicher-Kapazitäten für Stromüberschüsse verzögert sich.
- Die Tarifstrukturen für kleine Verbraucher wurden noch nicht an das volatile Preisgefüge angepasst. Die tiefen Preise werden somit nicht weitergegeben und Verhaltensänderungen sind deswegen nicht zu erwarten.

Solange die Marktsignale nicht auch an die Kleinen Kunden weitergegeben werden, wird sich die Preis-Volatilität verstärken, mit immer häufigeren Preisausschlägen gegen null oder gar in den negativen Bereich, und dies rein aus Gründen der Physik (Sonne, Wind, Regen).

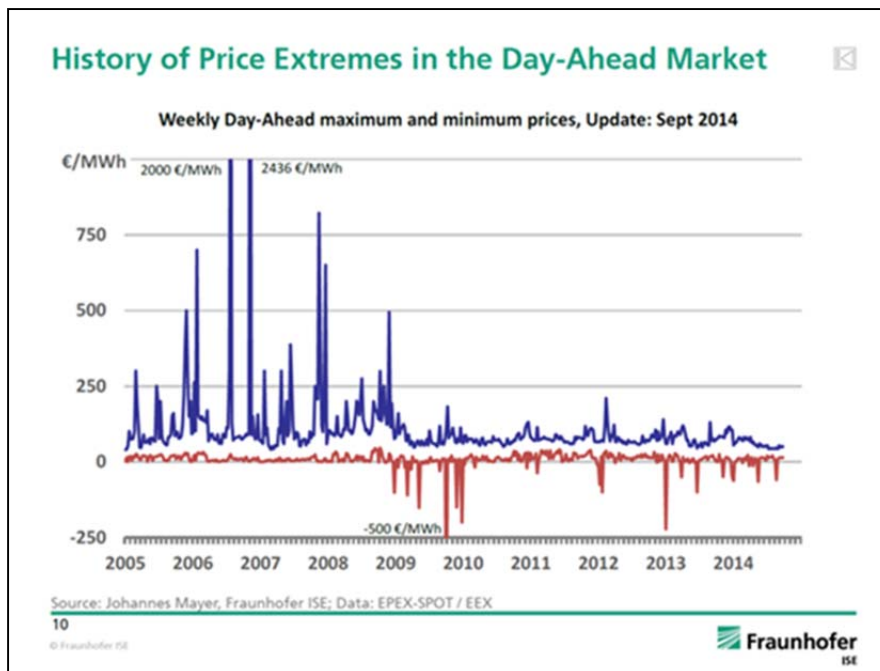


Abbildung 23 Entwicklung der Preisausschläge EPEX-Spotmarkt (Grafik ISE)

Für die Betreiber von Kraftwerken mit Bandenergie ist dies schmerzlich, denn es kommt zu immer größeren Ertragsausfällen. Die Preissprünge nach unten werden heute, wegen der Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken, nicht mehr durch Preissprünge nach oben kompensiert.

Strompreisniveau null – in Zukunft regelmässig?

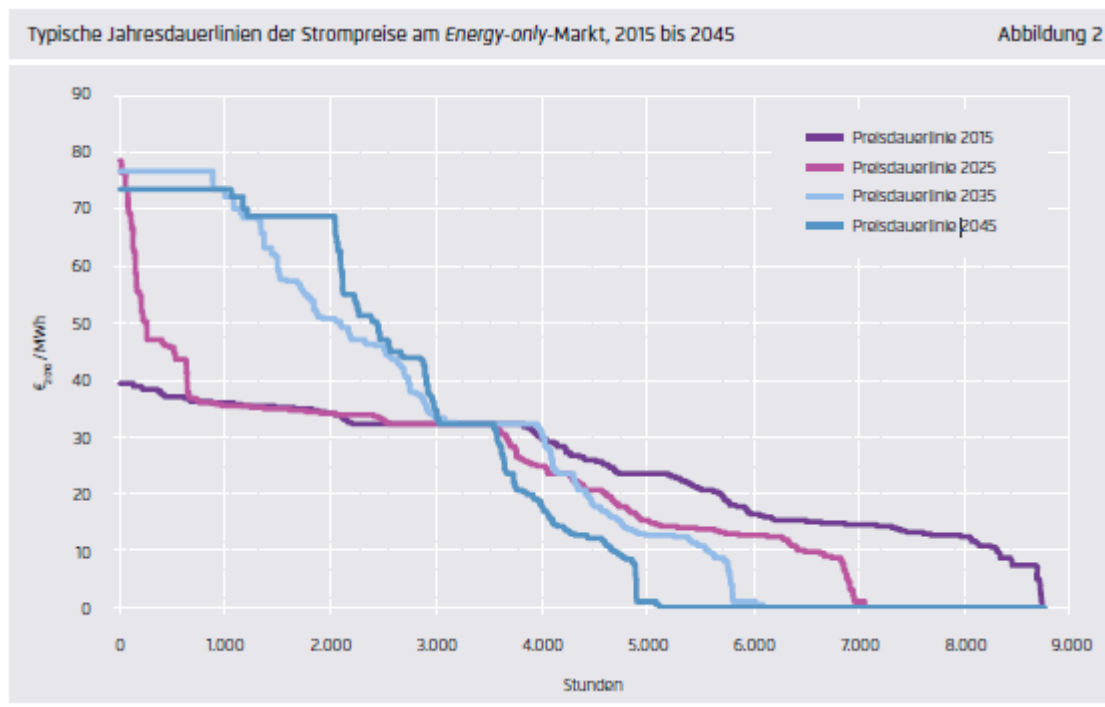


Abbildung 24 Jahresdauerlinien 2015-2045 (Agora Energiewende)²⁰

In Zukunft werden die Preisperioden, in denen keine Bedarf nach konventioneller Residualleistung mehr besteht, weiter zunehmen. Der regierungsnahe deutsche Think Tank *Agora*

Energiewende prognostiziert für den Zeitraum bis 2045 einen Anstieg auf 3900 Jahresstunden mit Preisen von nahe null an der Strombörse, wenn Sonnen-, Wind- und Wasserkraft die Stromnachfrage alleine nahezu vollständig befriedigen. Schon im Jahre 2025 wird von Agora erwartet, dass das Strompreisniveau null während ca. 1500 Stunden im Jahr gelten wird, was zu massiven Ertragsausfällen für Besitzer von Bandenergie-Kraftwerken führen wird.

Aus den aufgezeigten Gründen scheint die Agora-Perspektive plausibel:

- Die Gestehungskosten für Windenergie und Photovoltaik sinken weiter;
- Der Klimaschutz ist ein breit unterstütztes Anliegen. Die Zunahme der Wetterextreme könnte die Diskussion beschleunigen oder gar radikalisieren. Die Bereitschaft zu Massnahmen steigt.
- Die institutionellen Rahmenbedingungen verbessern sich. Die Entscheide im europäischen Emissionshandel sind zunehmend in Brüssel angesiedelt und verlaufen nach Mehrheitsprinzipien (anstelle der Einstimmigkeitserfordernisse für Energiesteuern). Mit dem Übergang von einer Mengen- zu einer Preissteuerung könnte der Zertifikatemarkt Impulse zur Schliessung alter Kohlekraftwerke geben.

Neue Anbieter im Geschäft: dezentrale Solarstromanlagen

Eine Marktanalyse der UBS schätzte schon 2013, dass die Grosshandelspreise für Bandenergie dauerhaft tief notieren werden, weil das Angebot von Solarstrom und Windstrom stark ansteigt.

Treiber dieser Entwicklung sei zunehmend der „nichtsubventionierte Solarstrom für den Eigenverbrauch“, der unabhängig von gesetzlichen Förderungen weiter wachse.

Dadurch reduziere sich der Kapazitätsfaktor (die Auslastung im Verhältnis zur Nennleistung um 7-10%.²¹

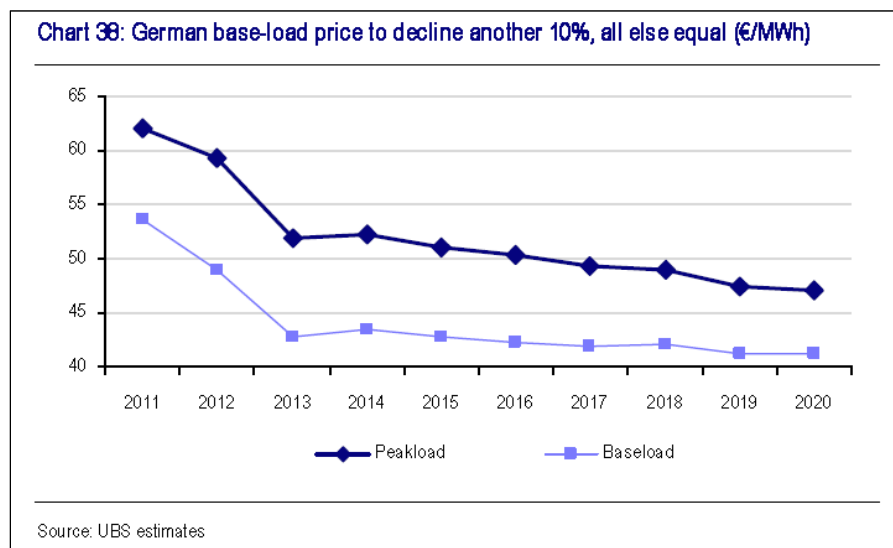


Abbildung 25: UBS-Bericht: "The unsubsidised solar revolution" (2013, Seite 32).

"The decrease in demand for electricity from thermal 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." (UBS)

Die Entstehung eines selbsttragenden Marktes für Solarstromanlagen bei den Retail-Kunden wurde von den Atomkonzernen lange Zeit nicht wahrgenommen oder ganz einfach bekämpft. Die Investitionen in Solarstromanlagen auf dem eigenen Dach sind selbst dann wirtschaftlich attraktiv, wenn ihre Gestehungskosten deutlich über den Grosshandelspreisen

liegen. Überall, wo Endverbraucherpreise (inkl. Netzgebühren und Abgaben) von 15-25 Rp/kWh substituiert werden können, geht die Rechnung für die Investoren auf.

Fortsetzung der Marktöffnung

Ein weiterer Faktor, der den Handlungsspielraum der Betreiber von konventionellen Kraftwerken reduziert, ist der steigende Preisdruck aufgrund der Fortsetzung der Marktöffnung. Die Schweiz wird ihre regulativen Bestimmungen der Europäischen Union anpassen müssen, wenn sie den Marktzugang im Strombinnenmarkt erhalten will.

Schon die bisherige Teilmarktöffnung erlaubt es Grossverbrauchern und Netzbetreibern, den Stromlieferanten frei zu wählen. Dies hat den Preisdruck enorm erhöht.

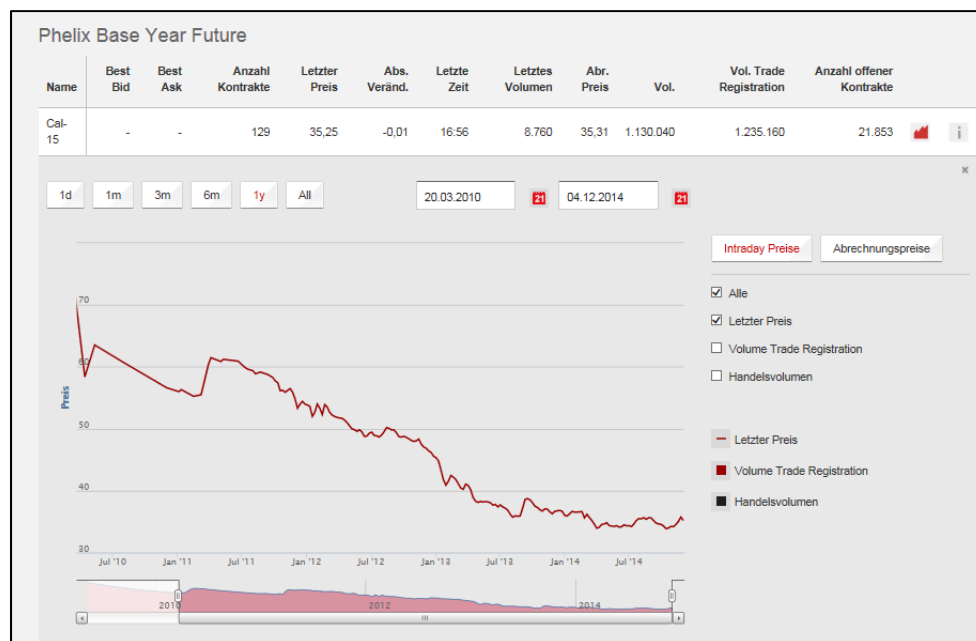


Abbildung 26 Futures-Preise an der Strombörse (Phelix) für Bandenergie Liefertermin 2015 ²²

Die gesetzlichen Anpassungen für eine volle Marktöffnung befinden sich derzeit in Vernehmlassung. Für kantonale Verteilnetzbetreiber können die Veränderungen einschneidend sein, denn der Wegfall von festen Kunden vergrössert die Risiken beim Neubau und Betrieb von neuen Kraftwerken:

- Die Elektrizitätswerke (Verteilnetzbetreiber) verlieren das Recht, den Strom zu Gestehungskosten an die gebundenen Kunden zu verkaufen.
- Die Versorgungssicherheit wird einer Vielzahl von Akteuren anheimgestellt.
- Der Regulator (ElCom) pflegt eine Marktbeobachtung, die Markt-Transparenz, kostenorientierte Netzgebühren und Vorsorge für Notlagen durchsetzen wird.
- Mit der angedachten Anreizregulierung verlieren die Netzbetreiber auch Einnahmen aus dem Netzgeschäft.

Hohe Netzkapazitäten erleichtern Belieferung aus dem Ausland

Die Schweiz ist wie kaum ein anderes Land in Europa mit den Märkten der Nachbarländer vernetzt. Fehlende Netz-Kapazitäten bilden keine Hürde für neue Zulieferungen.

Der Gesamtwert der Netto-Transfer-Kapazitäten (Net Transfer Capacities NTC) zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländer wird von ENTSO-E auf 10.45 GW beziffert (1.1 GW mit Österreich, 3.8 GW mit Deutschland, 1.7 GW mit Frankreich und 3.85 GW mit Italien). Gemessen an diesen NTC-Werten wäre selbst eine ganzjährige Übernahme der gesamten Versorgung aus dem Ausland technisch schon heute möglich.²³

Die Strompreise der Zukunft: noch 2-2,5 €C./kWh am Spotmarkt?

In einer Spezialauswertung hat ein europäisches Beratungsunternehmen ein Preismodell berechnet, welches einen weiteren starken Anstieg des Marktanteils der erneuerbaren Energien simuliert. Um die kostenminimalen Lösungen zu berechnen, wurden stundenscharfe Kombinationen bis 2050 für die Länder Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien mittels Szenarien verknüpft.

Generell zeigt die Übersicht, dass die Preisprognosen für die nächsten 35 Jahre seit 2010 stark rückläufig verlaufen. Besonders interessant ist jenes Szenario (rot), welches den bisherigen, starken Ausbau der erneuerbaren Energien fortschreibt, bis der Bestand an Photovoltaik im Jahr 2050 auf 600-1000 GW ansteigt (derzeit 90 GW), der Bestand an Windenergie von auf 700 GW Leistung (derzeit 130 GW). Bei einem solchen Ausbau der Leistung zeigt sich, dass nicht nur die Windenergie aus Deutschland und Frankreich, sondern auch die Photovoltaik in Italien die Preise an der Strombörse nach unten drückt.

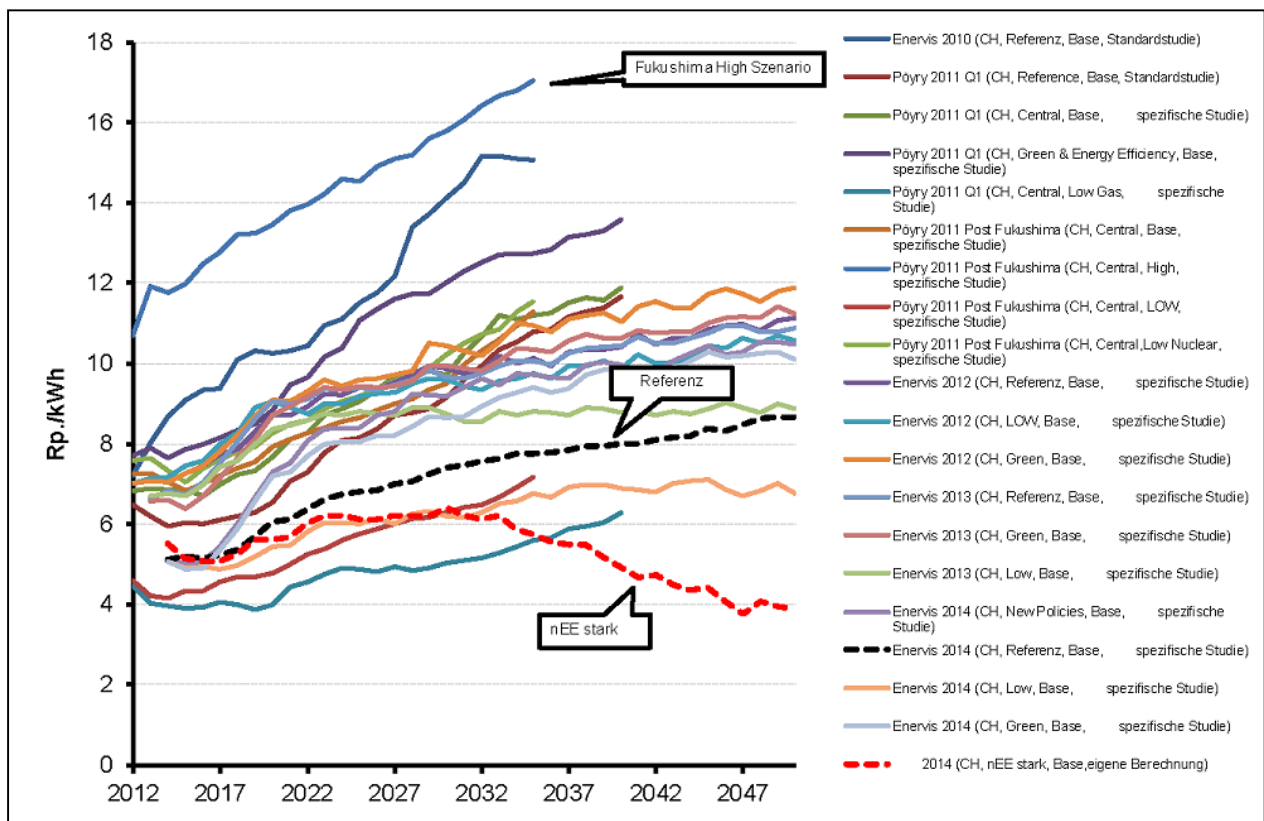


Abbildung 27 Strompreisprognosen 2010-2014 für Bandenergie in Rp/kWh

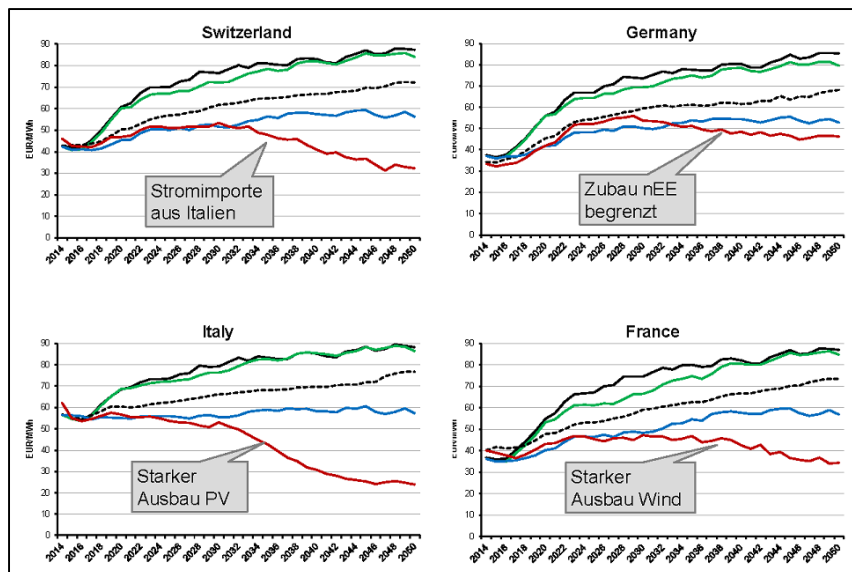


Abbildung 28 Entwicklung der Preise für Bandenergie (rot: hoher Anteil an erneuerbaren Energien)

Für die Konsumenten hoch interessant ist, dass die Preisszenarien mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien stets tiefer liegen als mit einem Ausbau der konventionellen Kraftwerke. Allerdings werden diese Kraftwerke nur erstellt, wenn auch die Anreize stimmen; diese Szenarien kommen deshalb nicht ohne einen KEV- bzw. EEG-Zuschlag aus, aber wahrscheinlich werden die grossen Anlagen nicht mehr mit festen kostendeckenden Vergütungen entschädigt, sondern mittels Fixpreisen in Auktionsverfahren (so bereits praktiziert in Frankreich und ab 2017 geplant für Deutschland).

Markterholung dank Revision des Emissionshandelssystems?

Eine gewisse Preiserholung für Elektrizität im Strombinnenmarkt ist mittelfristig möglich, wenn die Kosten der preisbestimmenden Kohlekraftwerke durch Anhebung der CO₂-Abgaben erhöht würden.

Es gibt Anstrengungen, den Emissionshandel mit CO₂-Zertifikaten zu verbessern (siehe auch Anhang 2). Die Axpo schreibt im Jahresbericht 2013/2014 Seite 40/41:

Dem Klimawandel als globalem Megatrend unserer Zeit kann nur durch internationales politisches Umdenken und Handeln entgegengewirkt werden. Dabei nimmt die Europäische Union eine Vorreiterrolle ein, indem sie 2005 das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) als wichtiges Instrument der Klimapolitik etabliert hat.

Mit der dritten Handelsphase des EU-Emissionshandelssystems ist es bei der Vergabe der Zertifikate zu wesentlichen Veränderungen gekommen. Es gibt keine nationalen Allokationspläne mehr, stattdessen gibt die Europäische Kommission eine EU-weite Gesamtobergrenze für CO₂-Emissionen vor. Diese betrug im Jahr 2013 2,04 Mia. Tonnen CO₂. Die Menge wird jährlich – beginnend mit 2014 – um 1,74% gesenkt.

Die Zuteilung unterscheidet nach der Art der emittierenden Industrien: Stromproduzenten müssen bereits seit 2013 alle benötigten Zertifikate bezahlen. Davon ausgenommen sind die Mitgliedstaaten, die erst 2004 der EU beigetreten sind und deren Kraftwerke einen vergleichsweise hohen Kohleanteil aufweisen; diese Ausnahme endet 2019.

Da die Preise für CO₂-Emissionsrechte gefallen sind, hat die EU 2013 eine künstliche Verknappung der Emissionsrechte um 900 Mio. Tonnen CO₂ beschlossen, das sogenannte «Backloading». Derzeit arbeitet die EU an einem Stabilisierungsmechanismus (Market Stability Reserve), der bei tiefen Preisen automatisch Emissionsrechte dem Markt entziehen soll bzw. bei steigenden Preisen Emissionsrechte in den Markt einspeisen soll. Dieser könnte ab 2020, eventuell aber schon ab 2017 greifen. Da die Gas-Kombikraftwerke der Axpo in Italien unter das Europäische Emissionshandelssystem fallen, wird dies zu einer Verteuerung der Stromproduktion führen.

Im Oktober 2014 wurde eine Grundsatzentscheidung für das Klima- und Energiepaket 2030 der EU gefällt. Die Staatschefs der EU-Mitgliedstaaten haben einen Beschluss über die Energiepolitik der EU bis zum Jahr 2030 getroffen. Die Entscheidung bildet den Rahmen für die Energiepolitik in der EU in den kommenden 15 Jahren:

- *Mindestens 40% weniger Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030*
- *Mindestens 27% Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis 2030*
- *Mindestens 27%ige Steigerung der Energieeffizienz bis 2030*

Das CO₂-Minderungsziel wird im Wesentlichen durch die Stromwirtschaft gestemmt werden müssen.

Backloading hilft den Atomkraftwerken und den Erneuerbaren

Eine massive Verteuerung der Strompreise durch Neugestaltung des Emissionshandels ist allerdings nicht zu erwarten. Aus wirtschaftspolitischen Gründen dürfte die Verteuerung des Kohlestroms maximal 1-2 Rp/kWh betragen, denn die europäischen Exportländer stehen mit China und USA im Wettbewerb und werden einer weitergehenden Regulierung nur zustimmen, wenn sich diese Länder ebenfalls an CO₂-Abgaben beteiligen.

Der Anstieg der Preise für Kohlestrom bliebe nicht ohne Folgen.

- Die Atomkraftwerke könnten mit einem Anstieg der Marktpreise um 1-2 Rp/kWh rechnen. Der Preis würde demgemäss von derzeit 4,4 Rp/kWh auf 5,5 - 6,5 Rp/kWh ansteigen.
- Neben der Kernenergie könnten aber auch die erneuerbaren Energien ihre Wettbewerbsposition verbessern.
 - o Die EEG-Umlage (KEV-Umlage) würde dank dem Anstieg der Marktpreise sinken.
 - o Es könnten mehr neue Kraftwerke mit erneuerbaren Energien unterstützt werden, bei gegebenem Mittelbedarf.
- Dank dem Preisanstieg wären Investitionen in Solar- und Windkraftanlagen generell wirtschaftlich attraktiver.

Fazit

Mit der Revision des europäischen CO₂-Emissionshandels würde sich die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke kurzfristig verbessern. Gleichzeitig dürfte der Ausbau der erneuerbaren Energien zusätzliche Impulse erhalten. Damit sinkt aber der Bedarf an Bandenergie weiter ab. Nach 2020 dürften sich die Preisphasen mit Strompreise bei oder nahe bei null deshalb trotz der Verteuerung der Kohlekraftwerke ausdehnen. Denn wenn keine Kohle mehr am Netz ist, spielt auch der Preis der CO₂-Zertifikate keine Rolle mehr.

Mittelfristig – ab 2020 – sind die Betreiber der Kernkraftwerke deshalb mit den gleichen Grundproblemen fehlender Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen konfrontiert wie heute. Zu den generell höheren Betriebskosten gesellen sich dann neue Kosten für die Nachrüstung alter Anlagen. Ein Patentrezept zur Rettung der Kernenergie ist die Reparatur des Emissionshandels deshalb nicht.

Teil II

Konsequenzen für Bund, Kantone und Elektrizitätswirtschaft

5. Auswirkungen auf Bund und Kantone (namentlich deren Risiken)

Interessen des Bundes: Sicherheit, Versorgungssicherheit und Vermeidung der Nachschusspflicht

Die Interessenlage des Bundes ist in sich etwas widersprüchlich.

Als Oberaufsichtsbehörde über die Sicherheit der Kernkraftwerke ist der Bundesrat an einer Reduktion der Risiken für Bevölkerung und Wirtschaft interessiert.

Die alten Atomkraftwerke stellen jedes andere Risiko in den Schatten; die Kosten eines „Tschernobyl in der Schweiz“ wurden vom Bundesamt für Zivilschutz auf 4200 Milliarden Franken veranschlagt.²⁴ Selbst mittelschwere Katastrophen wie in Fukushima würden zur dauerhaften Evakuierung einer Fläche des Kantons Zürichs führen, die Trinkwasserversorgung für lange Zeit ruinieren und enorme Sachwerte zerstören. Es ist bloss eine Frage der Zeit, bis sich die Weltgemeinschaft mit einer neuen Atom-Katastrophe konfrontiert sieht. Dann werden die Fragen nach der Sicherheit neu gestellt und die Besitzstände der Betreiber geraten erneut unter Druck.

Aus sicherheitstechnischer Hinsicht hat der Bundesrat zwei in sich widersprüchliche Optionen:

- Als oberster Beschützer vor Unfällen müsste er eigentlich darauf drängen, dass die Betreiber mehr in die alten Anlagen investieren. Dadurch werden die Atomkraftwerke allerdings noch unrentabler als bisher.
- Die Alternative ist, auf eine Stilllegung der Anlagen hinzuwirken nach dem Motto „lieber ein Ende mit Schrecken als ein Schrecken ohne Ende“. Jede neue Investition will abgeschrieben werden und könnte zu einer riskanten Verlängerung der Restlaufzeiten führen. Aus Angst vor nicht amortisierbaren Investitionen war der Bundesrat bei Forderung nach Nachrüstungen bisher zurückhaltend und das ENSI konnte schalten und walten wie es wollte, zu oft im voraus-eilenden Gehorsam der AKW-Betreiber.

Den Erlass klarer Restlaufzeiten hat das Parlament aus Angst vor Entschädigungsfragen abgelehnt. Eine Entschädigungspflicht schliessen die Rechtsabteilungen des Bundes bei Investitionen für die Sicherheit aus, nicht jedoch bei „politisch“ festgelegten Restlaufzeiten.^d Nach geltendem Recht und Interpretation des Justizdepartementes sind der Bundesrat und das ENSI jederzeit befugt, die Sicherheitsbestimmungen neuen Erkenntnissen anzupassen. Der Weg, den Parlament und Bundesrat mit den laufenden Beratungen der Energiestrategie 2050 eingeschlagen hat, besteht darin, Nachrüstungen alle zehn Jahre durchzusetzen, um irgendwann aus Kostengründen die Schliessung der Anlagen zu erreichen.

Zwar drohen die Betreiber auch für diesen Fall mit Entschädigungsforderungen, aber laut den aktuellen Gutachten sind diese kaum zu erreichen. Eine gesetzliche Ausnahme besteht einzig bei den Belastungen für den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (siehe unten).

Als Zwischenfazit darf man festhalten, dass für die Nachrüstung von Atomkraftwerken einzig die Kantone zuständig sind und dass die Chancen, bei „falschen“, nicht amortisierbaren Investitionen, vom Bund entschädigt zu werden, relativ klein sind.

Unterstützung des Bundes: nur für Stilllegung und Entsorgung

Der Bund, bzw. die Steuerzahler, also die Gesamtheit der Steuerpflichtigen, stehen über das Kernenergiegesetz unmittelbar im finanziellen Risiko, wenn es um die Leistungen des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds geht.

Gemäss Art. 80 Abs.4 Kernenergiegesetz (Nachschusspflicht) gilt folgendes: «Ist die Deckung des Differenzbetrages für die Nachschusspflichtigen wirtschaftlich nicht tragbar, be-

^d siehe Berichte des Bundesamts für Energie und des Bundesamtes für Justiz in Anhang 8

schliesst die Bundesversammlung, ob und in welchem Ausmass sich der Bund an den nicht gedeckten Kosten beteiligt.»

Warnung der EFK: „Lösung im Konkurs“

Die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) hat im November 2014 darauf hingewiesen, dass die Betreiber der Atomkraftwerke für die Entsorgung der Anlagen mit dem geltenden Art. 80, Abs. 4 Kernenergiegesetz „faktisch eine Defizitgarantie des Bundes“ besitzen und dass die Betreiber-Gesellschaften möglicherweise eine „Lösung im Konkurs“ anstreben könnten.²⁵

Die Finanzierungslücke für Stilllegungs- und Entsorgungskosten beträgt offiziell rund 10 Milliarden Franken (sog. Over-night-Kosten), wird aber von Kennern der Materie weit höher veranschlagt.

Der Basler Finanzexperte Kaspar war Co-Autor einer Entsorgungskosten-Analyse für die Europäische Union.²⁶ Er ist der Meinung, dass nicht mit 10 Milliarden, sondern besser mit 20 Milliarden Franken ausstehender Mittel kalkuliert werden sollte.

Seine Begründung: Die offiziellen Berechnungen unterschätzen die zu beobachtende Kostensteigerung der Atom Müllbehandlung, sie überschätzen die Zinseinnahmen der beiden Fonds (Annahme des Bundesrates: 3,5 % Rendite) und sie treffen zu optimistische Annahmen über die Höhe des nötigen Reservezuschlags (ausführliche Darstellung im Anhang 4).

Zu ähnlichen Beobachtungen kommt die Eidg. Finanzkontrolle (EFK). Die Wahrscheinlichkeit, dass die Kosten für die Betreiber der Kernkraftwerke "wirtschaftlich nicht mehr tragbar" sein könnten, „schätzt die EFK als hoch ein, insbesondere vor dem Hintergrund des Margenzerfalls des Stroms, aber auch aufgrund der rechtlichen Struktur einzelner Werke, welche als separate Betreibergesellschaft mit einem Aktienkapital von 350 Millionen haften“. (EFK 2014, Seite 4).

Auf das mangelnde Eigenkapital der Atomkonzerne hat der Basler Finanzexperte Kaspar Müller wiederholt hingewiesen. Die Betreiber der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sind faktisch überschuldet, weil von Anfang an eine Buchungspraxis gepflegt wurde, die die Verpflichtungen der AKW-Betreiber für die Kosten von Stilllegung, Entsorgung und Nachbetriebsphase nicht voll abbildete.

Nach offiziellem Stand der Kosten (Basis Kostenstudie 2011) sind heute 10,2 Mrd. CHF der Gesamtkosten ungedeckt, das heisst nicht in Form von liquiden, geldwerten Vermögensanlagen vorhanden.

Gesamtübersicht	KKB / CHF	KKG / CHF	KKL / CHF	KKM / CHF	Zwilag	Total / CHF
Ausstehende Mittel für Entsorgungskosten	1'298'590'057	2'305'924'771	2'912'144'435	675'700'424	-	7'192'359'687
Ausstehende Mittel für Stilllegungskosten	242'578'625	117'267'112	242'325'565	598'586'818	76'017'478	1'276'775'598
ZU deckende Kosten der Nachbetriebsphase	475'000'000	455'000'000	460'000'000	319'000'000	-	1'709'000'000
Total ausstehende Mittel	2'016'168'682	2'878'191'883	3'614'470'000	1'593'287'242	76'017'478	10'178'135'285

Abbildung 29 Übersicht der ausstehenden Mittel für die Entsorgung der Kernkraftwerke

Revision Entsorgungskosten-Verordnung

Es ist wohl kein Zufall, dass die Diskussion der Rentabilität der Kernkraftwerke zeitlich zusammenfällt mit den neuen Anforderungen des Bundes über die Finanzierung der Entsorgungskosten. Die generell fehlende Rentabilität der schweizerischen Atomkraftwerke wurde im Dezember 2014 auch in den Medien zum Thema.

So schrieb die Neue Zürcher Zeitung:

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 CO₂-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 einem Ergebnissrückgang 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 CO₂-Preise erhöht und so den Kohlestrom verteuert.²⁷

Die Anhebung der Einzahlungen in den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sind ein Indiz, dass der Bundesrat die Gefahr erkannt hat und seine Interessen gegenüber der Atomlobby etwas selbstbewusster wahrnimmt als bisher. Vorrangiges Ziel, so scheint es, ist die Deckung der ausstehenden Beiträge an die Entsorgungskosten. Ob dies gelingen wird, muss

hier offen bleiben, denn die Kostendeckung hängt massgeblich davon ab, welche Renditen die Fonds am Kapitalmarkt erzielen werden.

Wichtig ist aber eine Änderung der Entsorgungskostenverordnung, die erst 2014 beschlossen wurde. Die Betreiber von Kernkraftwerken können neu über den Ausserbetriebnahme-Termin hinaus auf Einzahlungen belangt werden:

„Müssen nach der endgültigen Ausserbetriebnahme Beiträge erhoben werden, so kann die Kommission Zahlungsfristen von bis zu zehn Jahren gewähren.“ (Artikel 9a Stilllegungs- und Entsorgungsfondsverordnung, SEFV)

Die Praxisänderung illustriert, dass der Bundesrat gewillt ist, sich so lange wie möglich an den Betreibern schadlos zu halten, mindestens so lange, wie diese noch über eigene Mittel verfügen.

Interessenlage der Kantone mit Beteiligungen an der Kernenergie

Das Interesse der Kantone mit Kernkraftwerken müsste es eigentlich sein, finanzielle Risiken so weit als möglich zu vermeiden und den Hals rechtzeitig aus der Schlinge zu ziehen. Dies würde konkret bedeuten

- Vermeidung von Atomunfällen und Haftungsklagen
- Vermeidung von finanziellen Belastungen durch Atomkraftwerke
- Vermeidung von finanziellen Altlasten für die Entsorgung

Allerdings kann von einer solchen Risikovermeidung keine Rede sein. Die meisten Axpo-Kantone nehmen die Betriebsverlängerungen einfach hin und sehen darin möglicherweise noch einen (wirtschaftlichen) Erfolg, in der Hoffnung, dank den Einnahmen aus Stromerlösen Belastungen zu vermeiden.

Im Verwaltungsrat der meisten Atomkonzerne befinden sich bisher zumeist Personen, die stets explizit an einem Weiterbetrieb der Kernkraftwerke festhalten wollen. Der strategische Ausschuss des Axpo-Verwaltungsrats ist mit zwei SVP-Vertretern bestückt. Es sind die einzigen Vertreter mit einem Parteibuch. Die SVP gehört zu jenen Parteien, die wie die FDP namhafte Zuwendungen von der Atomlobby erhält und das Festhalten an der Kernenergie (inkl. Neubauten) programmatisch anstrebt.

Alpiq-Aktionäre zur Kasse gebeten

Die Kosten, die mit dem Weiterbetrieb der Kernkraftwerke verbunden sind, werden von den Kantonen häufig übersehen. Doch die Rechnung der Betreiber ist nicht selten bereits eingetroffen. Eine erste Refinanzierung bei den Kantonen hat bereits stattgefunden.

Im März 2013 verlangte Alpiq von seinen Aktionären (darunter der Kanton Solothurn), sich an einem „hybriden“ Darlehen «von 800 Millionen bis 1 Milliarde Franken» zu beteiligen.²⁸ Diese Refinanzierung gelang. Im Jahresbericht ist die Aufstockung des Eigenkapitals wie folgt dokumentiert:

Das Eigenkapital beläuft sich per Ende 2013 auf rund 5,8 Mrd. CHF und liegt deutlich über dem Vorjahreswert (4,8 Mrd. CHF). Zur Bilanzstärkung wurde im Mai erfolgreich eine Hybridanleihe über 650 Mio. CHF am Markt platziert. Die Schweizer Hauptaktionäre beteiligten sich mit weiteren 367 Mio. CHF. Insgesamt wurde das Eigenkapital abzüglich Transaktionskosten mit 1 005 Mio. CHF gestärkt.²⁹

Weil solche Beteiligungen und Darlehen häufig im Finanzvermögen der Kantone verbucht werden (als ob es sich um eine liquide Kapitalanlage handelte), sind Parlamente und Bevölkerung bei der Kreditsprechung meist nicht beteiligt. Ein Referendum gegen solche „Darlehen“ ist nach geltendem Recht meist nicht möglich.

Die Atomkonzerne erklären den unbefristeten Weiterbetrieb zu ihren zentralen Zielsetzungen. Dahinter steht die Hoffnung, die unumgänglichen Kosten für Stilllegung und Entsorgung nach hinten zu schieben und irgendwann wieder schwarze Zahlen zu erreichen. Offensichtlich funktioniert diese Strategie heute aber nicht mehr, denn alle Atomkraftwerke können – trotz der übermässig verlängerten Abschreibungsfristen – ihre Kosten nicht länger decken.

Atomkraftwerke sind in jeder Hinsicht Auslaufmodelle: wirtschaftlich, technisch und als Anbieter von Bandenergie, die es im Markt nicht mehr braucht. Deutlich machen dies allein schon die hohen Wertberichtigungen auf den französischen Bezugsverträgen und der Verzicht auf die Ausschüttung einer Dividende bei Axpo und Alpiq. Wieso aber werden die Schweizer AKWs mittels Verlängerung der Restlaufzeiten faktisch aufgewertet, wenn alle Atombeteiligungen im Ausland beschleunigt abgeschrieben werden?

Diese Ungleichbehandlung lässt sich nicht erklären. Sie ist falsch.

Eine umfassende Analyse der Wirtschaftlichkeit würde die Betreiber der Atomkraftwerke möglicherweise veranlassen, die alten Atomkraftwerke beschleunigt abzuschreiben und einen raschen Ausstieg zu suchen.

In Wirklichkeit wird aber das Gegenteil praktiziert:

- Nur ausländische Beteiligungen an Kraftwerken werden abgeschrieben.
- Die Laufzeit der im Inland betriebenen Atomkraftwerke soll immer weiter verlängert werden, deutlich gemacht an der Ausweitung der Abschreibungsfristen von 50 auf 60 Jahre, ohne dass die für solche Restlaufzeiten nötigen Investitionen offengelegt werden.
- Sicherheitsprobleme werden konsequent dementiert, und die Betreiber der Kernkraftwerke können sich dabei auf die Aufsichtsbehörde ENSI verlassen, die wichtige Berichte (etwa zur Erdbeben-Sicherheit) nicht von sich aus offenlegt und punkto Sicherheit Kumpaneien mit den Betreibern pflegt.

Die Politik des „Kopf in den Sand“ könnte trotz aller Rücksichten Schiffbruch erleiden. Einerseits lassen sich die Kosten für Nachrüstungen nicht ewig mit buchhalterischen Tricks verbergen. Andererseits verändern neue gesetzliche Bestimmungen über den „Langzeitbetrieb“ die Ausgangslage.

Angesichts dieser neuen Ausgangslage sollten die Betreiber dringend mehr Transparenz schaffen:

- Eine ehrliche Rechnung würde aufzeigen, welche Nachrüstkosten (Investitionen) mit einem Weiterbetrieb während 60 Jahren zu erwarten sind.
- Statt die jährlichen Abschreibungen zu senken, müssten die Betreiber danach Reserven bilden, um genau diese Kosten zu decken. Es ist zweifelhaft, dass dies bei sinkenden operativen Erlösen gelingt.
- In dieser Situation müsste der Axpo Verwaltungsrat der Axpo die Möglichkeit erhalten, eigene Entscheide zu fällen, ob Investitionen in alte Kraftwerke, die von Anfang an hohe Verluste und Risiken generieren, überhaupt sinnvoll sind.
- Schliesslich müsste man auch die Stilllegungs- und Entsorgungskosten, sowie die 1,8 Milliarden Franken Kosten der Nachbetriebsphase endlich ehrlich budgetieren und bilanzieren und in die Abwägung einbeziehen.

Das nun aufgegleiste Unterfangen eines Weiterbetriebs während 60 Jahren oder mehr gleicht dem Versuch, einen Taxi-Betrieb mit Oldtimern zu betreiben, ohne die Kosten für den vorgeschriebenen Unterhalt gemäss Motorfahrzeugkontrolle zu budgetieren. Wer mit „ewigen Werten“ rechnet, muss in der Tat niemals abschreiben. Doch dieses Verfahren ist weltfremd. Die Betreiber budgetieren nur die Erträge, nicht aber die Kosten des Weiterbetriebs.

Das Risiko steigt, dass die Unternehmen immer tiefer in Schulden geraten, besonders wenn die heute tiefen Zinsen einmal ansteigen. Eines Tages werden die Kantone als Aktionäre zur Kasse gebeten werden, und der Bund wird für die Entsorgung bezahlen müssen.

Erneuerbare Energien mit non-recourse-Finanzierung

Es gibt einen entscheidenden Unterschied zwischen Atomenergie und erneuerbaren Energien. Windfarmen und Wasserkraftwerke werden von Banken direkt beliehen. Im Falle des

Konkurses erhalten die Banken den Sachwert der Anlagen als Pfand und können sich schadlos halten.

Die erneuerbaren Assets sind handelbar: sie können jederzeit an Dritte verkauft werden. Für die Kantone als Eigentümer sind die erneuerbaren Energien deshalb viel weniger problematisch. Zu Nachforderungen an die Eigner wird es kaum kommen.

Nicht so bei Atomkraftwerken. Städte wie Zürich oder Bern haben sich mit Volksmehrheit entschieden, sich für immer aus der Atomenergie zu verabschieden. Trotzdem können sie sich nicht von den alten Investitionen trennen, weil die versteckten Schulden zu gross sind. Niemand will ihnen diese „Assets“ abkaufen, im Gegenteil. Bisher mussten Verkäufer Geld *bezahlen*, damit sie ihre Beteiligungen an Atomkraftwerken verkaufen konnten.

«Im vollständig liberalisierten deutschen Markt... besteht keine Aussicht, die Energie aus Leibstadt kostendeckend zu verkaufen», kommentierte die Neue Zürcher Zeitung schon im Jahre 1999.³⁰

Damals bezahlten die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) 100 Mio. CHF und die Kraftübertragungswerke Rheinfelden AG (KWR) 120 Mio. DM, um ihren Anteil von je 5 Prozent am Atomkraftwerk Leibstadt zu verkaufen. Mit den inzwischen gesunkenen Strompreisen ist die Situation wieder dieselbe, aber diesmal werden sich die Strompreise – wegen den tiefen Kosten der erneuerbaren Energien – kaum je wieder substantiell erhöhen.

Die Atomkraftwerke greifen schon heute auf Staatsgarantien zurück. Swisselectric hielt in ihrer Stellungnahme zum Bericht der EFK fest:

*Zur Finanzierung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten stehen die beiden Fonds zur Stilllegung und Entsorgung zur Verfügung. Deren Beiträge werden periodisch den aktuellen Kostenprognosen angepasst. Zusätzliche Sicherheit bietet die Substanz der Betreiberunternehmen und Eigentümer der Schweizer Kernkraftwerke.*³¹

Eigentümer von Axpo, Alpiq, BKW und den beiden Atomkraftwerken Gösgen und Leibstadt sind die Kantone und Städte.

Es wäre dringend nötig, der Frage einmal genauer nachzugehen, welche Kredit-Garantien die Kantone heute effektiv geben oder gegeben haben, damit die Betreiber von Atomkraftwerken ihr Kredit-Rating aufrechterhalten können.

Diese Frage ist unmittelbar für alle Kantone mit direkten oder indirekten AKW-Beteiligungen von geldwerter Bedeutung.

Für die Kantone bedeutet sie, dass nicht bilanzierte Schulden oder Eventualschulden entstanden sind. Für die Betreiber wäre der Rückzug der Kantone mit einer Verteuerung der Kredite verbunden, wenn sich das Kredit-Rating verschlechtert. Manche Investitionsentscheide in alte Atomkraftwerke würden dann vielleicht anders getroffen.

Tatsache ist, dass hier wenig Transparenz besteht. Und dass die Kantone zwar stolz ihre Beteiligungen im Finanzvermögen oder Verwaltungsvermögen aufführen, nicht aber die Garantien, Vorleistungen oder Eventualverpflichtungen, die damit verbunden sind.

Zu solchen Eventualverpflichtungen gehören auch die Kosten, die durch einen Atomunfall entstehen können. Die finanzielle Haftung wäre zwar beschränkt, bewegt sich aber trotzdem in Milliardenhöhe.

Dazu kommen dann alle konkreten Hilfeleistungen, die als Sachleistungen bei einem Unfall fällig würden, um Betroffene zu evakuieren, zu pflegen oder für Verluste zu entschädigen.

Interessenlage der Nicht-Atom-Kantone

ZU den Nicht-Atom-Kantonen gehören zum Beispiel Basel-Stadt und einzelne Gebirgskantone, die sich als Stromexporteure nie an Atomkraftwerken beteiligten.

Dazu kommt eine grössere Zahl weiterer Kantone, deren Atombeteiligungen sehr gering sind, deren Kantonswerke privat organisiert sind (zum Beispiel die Netzgenossenschaften im Kanton Baselland), oder die sich wie der Kanton Bern in wenigen Jahren ganz von der Kernenergie verabschieden werden (nicht aber vom verbleibenden Atommüll).

Sie müssen kaum oder gar nicht mit Rückforderungen durch Beteiligungen an alten Kernkraftwerken rechnen. Die Interessen dieser Kantone bestünden eigentlich darin, vor Unfällen und Kosten verschont zu werden.

Die Gebirgskantone haben zudem ein Interesse, dass Kernkraftwerke abgeschaltet werden, um der Wasserkraft Platz zu machen, sollten die Überkapazitäten an Bandenergie weiterbestehen, was zu erwarten ist.

Die Gebirgskantone haben erfolgreich Anstrengungen unternommen, um für die Erneuerung von Wasserkraftwerken in den Genuss von Leistungen aus dem Netzzuschlag zu kommen. Die Wasserkraft wurde so mit den übrigen erneuerbaren Energien gleichgestellt und erhält einen wirksamen Schutz im internationalen Wettbewerb.

Mit diesen gesetzlichen Anpassungen sind auch die Leistungen für Solar- und Windkraftanlagen politisch breiter abgestützt und die Betreiber von Atomkraftwerken agieren zunehmend isoliert. Auf dem eidgenössischen Parkett wird deshalb die Zahl jener Kantone tendenziell wachsen, die die Kosten für Kernenergie bei den Verursachern belassen wollen.

6. Auswirkungen auf Axpo, Alpiq und BKW

Gemeinsame Betroffenheit – unterschiedliche Reaktionen

Alle drei grossen Stromkonzerne, die an Atomkraftwerken beteiligt sind, erleiden durch die gesunkenen Strompreise ganz massive Einbussen bei den Stromerlösen.

BKW: Schliessung von Mühleberg 2019

Die BKW ist jene Gesellschaft, die am meisten Endverbraucher direkt bedient hat und deshalb einen Teil der Kosten – dank fehlender Marktöffnung und Gestehungskostenprinzip – auf die Kleinkunden überwälzen konnte.

Viel früher als die Axpo schon hatten sich die Bernischen Kraftwerke (BKW) mit Kostenfragen auseinandergesetzt. Der Weiterbetrieb von Mühleberg hätte den Bau eines ergänzenden Notkühlungssystems für mehrere Hundert Millionen Franken erforderlich gemacht.

Den Auflagen des ENSI gingen rechtliche Auseinandersetzungen bis vor Bundesgericht voraus, wobei die BKW formal obsiegte und eine unbefristete Betriebsbewilligung erhielt, materiell jedoch mit so hohen Kostenfolgen für Nachrüstung konfrontiert war, dass sie auf einen Weiterbetrieb verzichtete.

Noch vor Erteilen der unbefristeten Bewilligung für Mühleberg hatte die Aufsichtsbehörde ENSI – nach Fukushima unter Druck – schriftlich zahlreiche Investitionen und Nachrüstungsauflagen eingefordert und öffentlich publiziert.

Das ENSI machte zudem deutlich, dass eine neue, generelle Überprüfung der Sicherheit bereits wieder für das Jahr 2022 in Aussicht stand, welche zu neuen Forderungen betreffend Nachrüstung führen könnte.

Vor diesem Hintergrund entschied der BKW Verwaltungsrat am 31. Oktober 2013, anstelle von neuen Investitionen die Schliessung des Werks im Jahre 2019 anzustreben.

Ob das ENSI den Weiterbetrieb bis 2019 akzeptiert, nachdem es ursprünglich eine Frist bis 2017 für die neue Notkühlung gesetzt hat, ist noch unklar.

Unterschiedliche Interessenlage

Die drei Atomkonzerne Axpo, Alpiq und BKW sind miteinander über eine Solidarhaftung zur Deckung der Entsorgungskosten verbunden.

Seit dem Schliessungsentscheid für Mühleberg ist die BKW stark daran interessiert, nicht noch für die Entsorgungskosten der übrigen Betreiber zur Kasse gebeten zu werden.

Dies mag der Grund sein, weshalb BKW-Präsident und Nationalrat Urs Gasche bei den Beratungen der Energiestrategie 2050 erfolgreich eine Änderung der neuen Gesetzesbestimmungen beantragt hat, wonach auch bei einer Schliessung von Atomkraftwerken im Rahmen der zehnjährigen Revisionen Klagen auf Entschädigungen nicht vollständig ausgeschlossen sein sollen.

Die BKW hofft offenbar, mit solchen Hintertürchen einer Solidarhaftung zugunsten von Axpo oder Alpiq ausweichen zu können, sollten die Entsorgungskosten für das eigene Werk in Mühleberg eines Tages getilgt sein, jene der übrigen Betreiber aber nicht. Unter den Betreibern von Atomkraftwerken wurde das Verlustrisiko somit klar erkannt, während die Eigner-Kantone den Betreibern weiterhin die Stange halten, ohne die Risiken des Weiterbetriebs zu erkennen.

Unrentabler Betrieb der laufenden Kernkraftwerke

Axpo und Alpiq haben sich bisher öffentlich kaum zur Wirtschaftlichkeit ihrer Atomkraftwerke geäußert. Die Axpo bedient kaum Endverbraucher, sie ist punkto Preisdruck exponiert.^e Dieser Konstellation ist zu verdanken, dass die Elektrizitätswerke im Axpo-Versorgungsgebiet als Stromabnehmer zunehmend Druck ausübten:

- Die Stadt Winterthur als einer der grössten Stromabnehmer der Axpo kündigte die bisherigen Lieferverträge und entschied sich über die deutsche Stromfirma Trianel für neue Lieferverträge.³²
- Weitere Gemeinden und Städte drohten mit dem Absprung aus den Axpo-Strombezügen.

Seit Einführung des Stromversorgungsgesetzes hat die im Axpo-Vertrag statuierte Bezugsverpflichtung somit nur noch symbolischen Wert. Die Axpo hat versprochen, alle Abnehmer ab 2014 zu Marktpreisen zu beliefern, auch jene Bezüglern, die über sogenannte feste Kunden verfügen. Ob sie dieses Versprechen einlöst, wird man sehen.

Unbekannte Deckungsbeiträge

Die zentrale Frage ist, wie hoch die Kosten des Weiterbetrieb von alten Atomkraftwerken ausfallen werden und ob diese Kosten, inkl. Nachrüstungen, Kosten für Stilllegung und Entsorgung usw., aus Stromerlösen gedeckt werden können.

Kernkraftwerke weisen variable und sprungfixe Kosten auf. Über lange Zeiträume hinweg sind die meisten Fixkosten ebenfalls „variabel“, weil sie Erneuerungsinvestitionen erzwingen. Die folgende Axpo-Grafik aus dem Jahr 2010 illustriert, wie die Axpo die Höhe der variablen Kosten für neue Kernkraftwerke eingeschätzt hat:

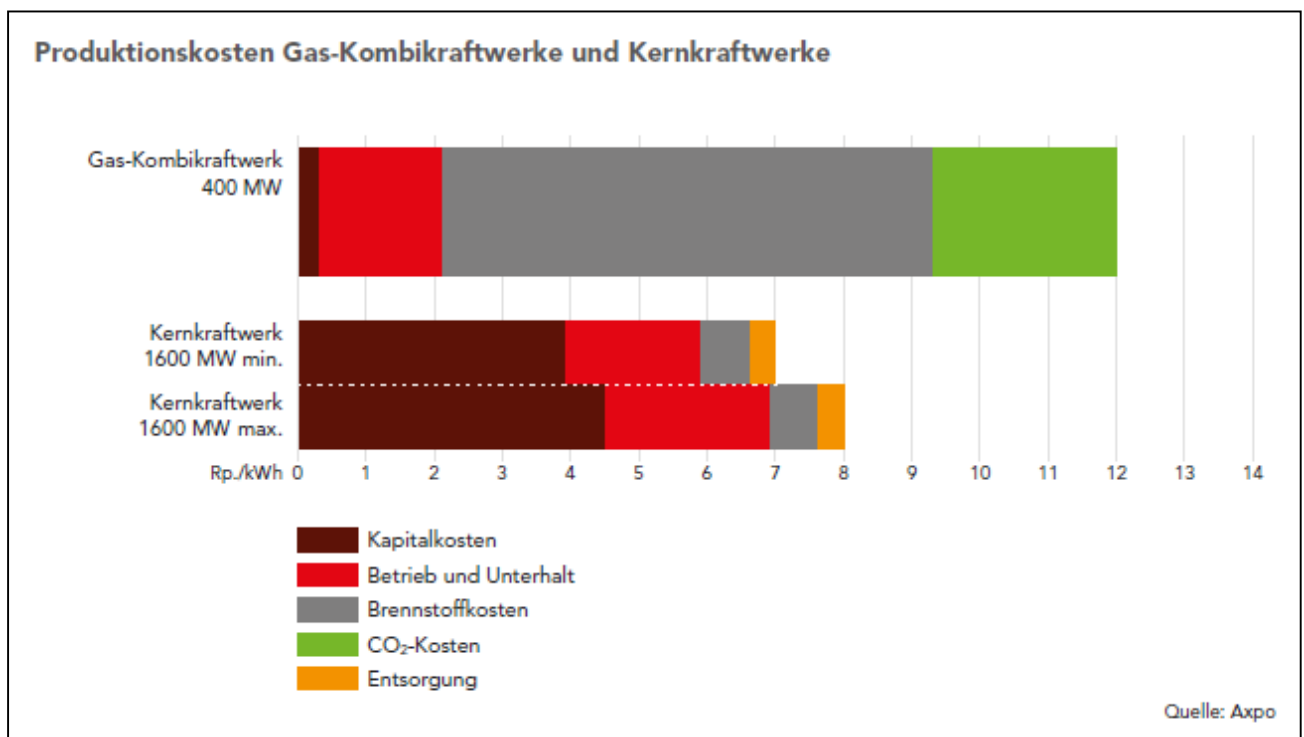


Abbildung 30 Quelle: Axpo: Strom für heute und morgen (6.9.2010)

Man darf davon ausgehen, dass die Kosten für Brennstoffe (inkl. Entsorgung), Betrieb und Unterhalt bei rund drei Rappen liegen. Doch auch in den Kapitalkosten sich variable Kosten versteckt, wenn es um aktivierte Leistungen für Nachrüstungen geht.

^e 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 aufgezungen würden.

Bei alten Atomkraftwerken liegen die variablen Betriebskosten deutlich höher als bei Neubauten, weil viele Bauteile, die in einem neuen Atomkraftwerk eben neu sind, ersetzt werden müssen.

Grundsätzlich sollten alle Reparaturen und Nachrüstungen als variable Kosten betrachtet werden, denn sie werden ja erst durch den Weiterbetrieb der Anlage verursacht.

Müssen nach neuem Recht Milliarden-Investitionen für Nachrüstung jeweils innert zehn Jahren abgeschrieben werden, ist es unwahrscheinlich, dass der Weiterbetrieb und die Nachrüstung der alten Atomkraftwerke bei den heutigen Strompreisen je rentiert

Selbst wenn es lediglich darum geht, Deckungsbeiträge einzuspielen, wird man von einer Deckung der Kosten weit entfernt bleiben.

Die Betreiber der Atomkraftwerke gewähren heute wenig Transparenz über ihre Kosten. Die geschuldeten Beiträge für den bisher erzeugten Atommüll gegenüber den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds werden in der Rechnungslegung der Kernkraftwerke nur unvollständig abgebildet; es dominieren buchhalterische Tricks anstelle von Klarheit. Dasselbe gilt für die Höhe der variablen Kosten, der Kosten für Nachrüstung und die Höhe des Eigenkapitals.

In den Bilanzen der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sind die Einzahlungen (Kurswerte) im Stilllegungs- und Entsorgungsfonds um 500 Millionen Franken zu hoch ausgewiesen. Diese Bewertungen über dem Verkehrswert widersprechen dem Obligationenrecht und sind illegal.

Das Hauptproblem der alten Atomkraftwerke ist, dass die laufenden Kosten heute über den Stromerlösen liegen. Die Atomkraftwerke arbeiten defizitär. Das würde sich erst ändern, wenn die Strompreise wieder dauerhaft ansteigen, doch ist dies wegen der Zunahme der erneuerbaren Energien wenig wahrscheinlich.

Beispiel Beznau

Die Nachrüstung des AKW Beznau war noch vor dem Unfall in Fukushima beschlossen worden. Damals wollte man die Anlage maximal 50 Jahre betreiben. Die Axpo entschied sich, unbeschadet der Preis-Entwicklung an der Strombörse und vom Unfall in Fukushima, die Nachrüstungen auszuführen. Schon damals zeichnete sich ab, dass das Werk nicht wirtschaftlich ist.

An einem Seminar im Jahre 2010 hatte die Axpo offengelegt, dass die Gestehungskosten aus damaliger Sicht bei knapp unter 7 Rp/kWh liegen werden.

Im Jahr 2010 rechnete die Axpo mit Kosten für die neuen Notstromaggregate von 150 Millionen Franken (neue Notkühlung). Dazu schreibt der Tages-Anzeiger:

«Fukushima hat die Beznau-Nachrüstung allerdings wesentlich beeinflusst: So verlangte die Atomaufsicht, dass das Notstromsystem künftig auch schweren Erdbeben und Überflutungen standhält. Statt 150 Millionen Franken wie 2010 geplant, musste die Axpo deshalb rund 500 Millionen Franken ins gestern den Medien vorgestellte Projekt investieren.» Gesamthaft wurden «über 700 Millionen Franken» in das AKW Beznau investiert.³³

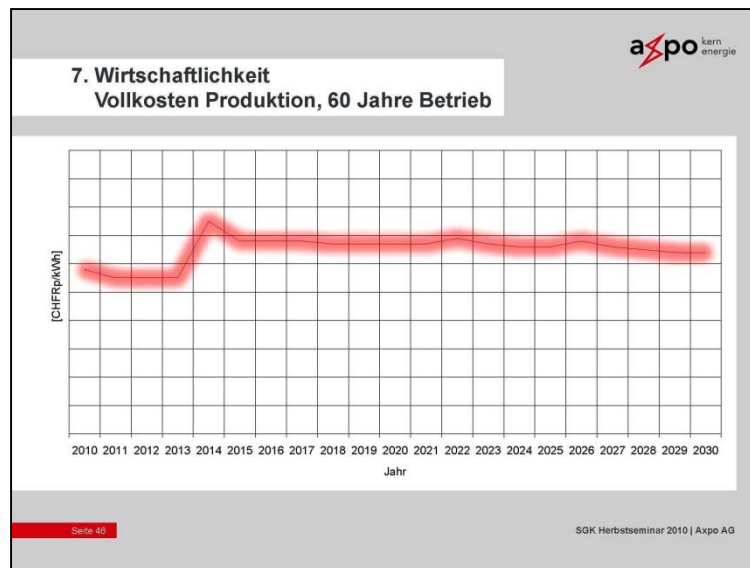


Abbildung 31 Gestehungskosten KKW Beznau (Axpo Originalgrafik 2010)³⁴

Realistischer weise muss man davon ausgehen, dass Beznau heute zu Gestehungskosten produziert, die über 7 Rp/kWh liegen.

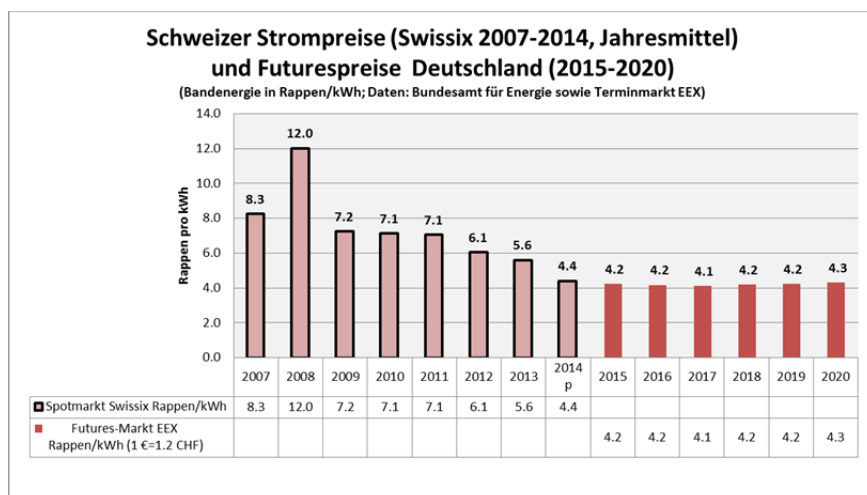


Abbildung 32 Börsenpreise für Bandenergie Schweiz (2007) und Futures-Preise Bandenergie in Deutschland (2015-2020)

Stellt man diesen Kosten die Futures-Preise gegenüber, wird deutlich, dass die **Gestehungskosten von Beznau bis 2020 rund 60 Prozent über den Marktpreisen liegen werden**. Die deutschen Strompreise sind zwar nicht identisch mit den Preisen in der Schweiz. Aber es ist unwahrscheinlich, dass die Preisdifferenz in den nächsten Jahren gross sein wird, weil die Netze in Europa weiter ausgebaut werden und die Preiskonvergenz zunehmen wird.

Unverkäufliche Beteiligungen

Im Unterschied zu kotierten Aktiengesellschaften findet eine transparente Kontrolle der Geschäftsleitung durch Verwaltungsrat und Aktionariat bei der Axpo nicht statt. Alle wichtigen Fragen werden unter Ausschluss der Öffentlichkeit diskutiert, und nach aussen wird nur über professionelle PR-Büros kommuniziert, die die wichtigen Fakten nicht offenlegen.

Die Eigentümer der Axpo können ihre Anteile faktisch nicht verkaufen. Und sie werden nie erfahren, wie unabhängige Investoren die Axpo-Führung beurteilen, denn Axpo-Börsenkurse existieren nicht (mehr). Sie fehlen, wären aber ein wichtiger Indikator für die Werthaltigkeit des Unternehmens.

Grossrisiko AKW-Nachrüstung

Unter den neuen Preisverhältnissen am Strommarkt wird es nicht mehr möglich sein, die Investitionen in die Kernkraftwerke zu amortisieren. Die Gefahr ist akut, dass sich die Axpo auf leisen Sohlen in immer grössere Verpflichtungen hineinbegibt, die mangels konsolidierter Betrachtung aber nur teilweise in den Büchern erscheinen.

Der Fall Beznau hat gezeigt, dass die Geschäftsleitung die Kosten der Notstromversorgung um einen Faktor drei unterschätzte. Auch in Zukunft riskiert der Verwaltungsrat, mit optisch kleinen Budgets für Nachrüstung in eine immens teure Kostenspirale zu geraten, von der er im schlechten Fall erst nachträglich erfährt.

Jedes Schweizer Atomkraftwerk ist wegen seines hohen Alters faktisch ein Unikat. Im Unterschied zu Windkraftanlagen oder Wasserkraftwerken besteht kaum Wettbewerb unter den Anbietern von Reparaturleistungen, weil es nur wenige zertifizierte Lieferanten gibt.

Kostenüberschreitungen bei Atomkraftwerken

Eskalierende Kostenüberschreitungen sind in der Atombranche beinahe der Normalfall, und nicht etwa die Ausnahme. Dabei geht es nicht um 10 oder 20 Prozent – nein, die Verdoppelung oder Verdreifachung der Kosten sind keine Seltenheit. Im Nachhinein müssen immer die öffentliche Hand oder die Stromkonsumenten die Mehrkosten tragen. Man hat keine Mühe, Beispiele zu zitieren:

Point Lepreau (Kanada)

*"New Brunswick's energy minister says it comes as no surprise to hear that Atomic Energy of Canada Ltd. incurred a \$638-million cost overrun during its refurbishment of the Point Lepreau nuclear power plant, but that won't stop the province's efforts to seek compensation from Ottawa for its own financial losses."*³⁵

Bruce (Kanada)

*"Bruce nuclear refit \$2 billion over budget...Restarting two reactors at Bruce Power's nuclear plant is \$2 billion over budget and behind schedule, says a major shareholder."*³⁶

Pickering (Kanada)

*"The cost of the Pickering A restart has escalated from \$800 million in 1999 to \$1.025 billion at the end of September 2002. It is estimated that the start-up of Reactor 4 will cost another \$230 million, and the additional three reactors will cost \$300 to \$400 million each. Thus the cost for restarting reactor 4 alone will be \$1.255 billion, with a likely additional \$1.2 billion for the other three reactors, totaling \$2.455 billion."*³⁷

San Onofre (Kalifornien/USA)

*"The problems at San Onofre centered on steam generators that were installed during a \$670 million overhaul in 2009 and 2010. After the plant was shut down, tests found some generator tubes were so badly eroded that they could fail and possibly release radiation, a stunning finding inside the nearly new equipment."*³⁸

Olkiluoto

*"Statt der budgetierten 3 Milliarden Euro dürfte der Bau des neuen Reaktors mindestens 8,5 Milliarden Euro verschlingen. Wer diese Mehrkosten tragen muss, darüber streiten sich Areva und die Betreibergesellschaft TVO derzeit vor Gericht."*³⁹

Vogtle und Summer Reaktoren in Georgia und South Carolina

*"Six rate increases already imposed on S.C. consumers, project now eating up estimated 11 percent of utility bills...COLUMBIA, S.C. – The \$1 billion cost overrun, lengthening project delays and construction problems at Southern Company's troubled Vogtle nuclear reactor project may get all the national headlines, but South Carolina Electric & Gas' V.C. Summer reactor project is now giving the well-publicized nuclear debacle in Georgia a run for its money. The growing list of problems at V.C. Summer include a half billion dollar cost overrun, pushed-back end dates for finishing the reactor and significant construction challenges, including with the reactor's critical shield building. The V.C. Summer and Vogtle projects are proceeding in parallel using the experimental Westinghouse AP1000 design."*⁴⁰

Flamanville

*"Flamanville is also years behind schedule and far over budget. Work started in 2007, yet similar problems with questionable quality control and design issues have dragged the completion date into 2016 (this for a project originally intended to last 4.5 years). The final bill for Flamanville is estimated to reach €8.5bn – exactly the same as the upwardly revised cost of Olkiluoto."*⁴¹

In kaufmännisch agierenden Unternehmen würden solche Erfahrungen dazu führen, dass man Renovationen mit äusserster Vorsicht, Transparenz und im expliziten Einvernehmen mit den Oberbehörden budgetiert.

Doch wenn es um Kernkraftwerke geht, haben die Besitzer, die die Rechnung am Ende bezahlen müssen – also Bund, Kantone, Städte und ihre Steuerzahler – keine Möglichkeiten zum Mitentscheid, ja nicht einmal zur Einsicht in die Kostenplanung der Konzernspitzen.

Es läuft hier offensichtlich etwas schief, wenn die Stimmberechtigten über Bau von neuen Kindergärten oder über Ausgaben für die Renovation von Schulhäusern abstimmen dürfen, nicht aber über die milliardenschweren Kosten der Renovationen für die Verlängerung der Restlaufzeiten. Denn es handelt sich hier wie bei neuen Schulen oder Strassen nicht um private Investments, sondern um öffentliches Eigentum, für welches Bund und Kantone gemeinsam haften.

Es ist auch kein Zufall, dass die börsenkotierte BKW den Entscheid fasste, das Atomkraftwerk Mühleberg ohne neue Investitionen stillzulegen, während die Axpo aus Angst vor den Medien die Gestehungskosten des AKW Beznau geheim hält, und im Fall von Gösgen und Leibstadt auch noch die Bilanzen fälscht.

Bei der Axpo werden offensichtlich alle Definitionen und Anforderungen an Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Gemeinwohl werden darauf ausgerichtet, den Weiterbetrieb der bestehenden Atomkraftwerke zu legitimieren, auch wenn die beim Bau budgetierte Lebenserwartung längst schon überschritten. Der Sündenbock für hohe Verluste, die angeblichen „Subventionen für erneuerbare Energien“ (wenn in Wirklichkeit keinerlei Staatsgeld im Spiel ist und wenn diese einfach dardurch überzeugen, dass sie weit billiger geworden sind als alte oder neue Atomkraftwerke) ist auch schon gefunden und wird auch in Zukunft als Persilschein für das eigene Versagen dienen.

Aus dem Geschäftsbericht 2013/2014 der Axpo

Überlebenshilfe für die Kernenergie scheint der zentrale Unternehmenszweck der Axpo zu sein. Um dieses Denken besser zu verstehen, ist es nützlich, einige Aussagen aus dem Geschäftsbericht herauszugreifen und zu kommentieren.

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
4	<i>Axpo leidet unter den politisch beeinflussten tiefen Grosshandelspreisen für Strom in Europa und muss deshalb ihre Kraftwerke und Bezugsverträge tiefer bewerten.</i>	Der Satz ist ein Eingeständnis, dass Axpo den Marktverhältnissen in Europa nicht mehr gewachsen ist. Welche Grosshandelspreise hier gemeint sind wird offen gelassen. Es könnte sich sowohl um Spotmarkt als auch Over- The-Counter oder Mehrjahresverträge handeln. Interessant ist, dass nur die Auswirkungen auf die Bewertung der Anlagen diskutiert werden. Die Auswirkungen auf das <u>operative Ergebnis</u> werden im gesamten Geschäftsbericht nicht erläutert. So ist es insbesondere unklar, zu welchen Kosten welche Kraftwerke produzieren und verkaufen können.
4	<i>Trotz der schwierigen Marktlage gab es im operativen Geschäft erfreuliche Fortschritte, vor allem bei der Umsetzung der Massnahmen zur Rentabilitätssteigerung, im Ausbau unserer profitablen Geschäftsaktivitäten in Europa sowie bei den laufenden Grossprojekten.</i>	Das operative Geschäft wird positiv beschrieben „erfreuliche Fortschritte“. Tatsache ist jedoch, dass die Axpo gezwungen war, ab 2014 den Strom zu Marktpreisen an die angeschlossenen Kantonswerke/Abnehmer abzugeben. Dies bedeutet schlechtere Konditionen, entsprechend dem Nachlass der Grosshandelspreise. Zur Sprache kommen auch „Massnahmen zur Rentabilitätssteigerung“. Hier hätte man gerne etwas genauer gewusst, <u>wie die einzelnen Beteiligungen</u> von Axpo sich rentabilitätsmässig darstellen.
2	<i>Der Axpo Konzern wendet für das Geschäftsjahr 2013/14 mehrere geänderte IFRS-Regelungen erstmalig an und hat dazu die Vorjahreswerte angepasst (Werte der Geschäftsjahre 2009/10 bis 2011/12 unverändert und nicht angepasst). Im Einzelnen betrifft dies IFRS 10 Konzernabschlüsse, IFRS 11 Gemeinschaftliche Vereinbarungen und die daraus resultierenden Änderungen von IAS 28 Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen sowie IAS 19 Leistungen an Arbeitnehmer. Damit verbunden ist der erstmalige Einbezug von sechs Partnerwerken in den Kreis der vollkonsolidierten Gesellschaften.</i>	Die neue Rechnungslegung führt zu zahlreichen Änderungen in der Abbildung der Vermögenswerte des Konzerns. Was genau die Konsolidierung von sechs Partnerwerken anbelangt, sind die Folgen nicht sehr transparent. Grundsätzlich verbessert die Konsolidierung die Transparenz. Sie wird aber nur selektiv gehandhabt. Es ergeben sich Fragen: Inwiefern wird das Eigenkapital dadurch erhöht? Wie stünde es, wenn alle die equity-bilanzierten Beteiligungen einbezogen würden? Ist die Fremdverschuldung der equity-bilanzierten Beteiligungen vollständig? Wo und in welchem Umfang sind die geschuldeten Entsorgungskosten bilanziert? Die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt, an denen Axpo zu mehr als einem Drittel beteiligt ist, fallen nicht unter die konsolidierten Gesellschaften. Dadurch erscheinen nur die Aktiven, nicht jedoch die Verbindlichkeiten in der Bilanz der Holdinggesellschaft. Müsste die Rechnungslegung von Leibstadt nicht voll konsolidiert werden, wenn Axpo dort offenbar die Mehrheit hält?

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
4	<i>Fallen die Strompreise weiter, so führt dies zu einem ersten Strom-Paradoxon: Durch die starke Förderung der erneuerbaren Energien mit Kostendeckender Einspeisevergütung wird der Strom auf Grosshandelsstufe so billig, dass es sich nicht mehr lohnt, Strom zu sparen und in Stromproduktion ohne Subventionen oder Stromeffizienz zu investieren.</i>	Dieses angebliche Paradoxon ist falsch, weil es die Endverbraucherpreise der Konsumenten nicht in die Betrachtung einbezieht. Richtig ist, dass das wetterabhängige Aufkommen von erneuerbaren Energien mit variablen Kosten von null die teureren Kraftwerke aus dem Markt drängt. Dies geschieht aber unabhängig von der Fördermethode und ist darauf zurückzuführen, dass die erneuerbaren Energien als „Must-Run-Kraftwerke“ tiefere variable Kosten aufweisen als alle anderen Kraftwerke. Solange der Zubau von erneuerbaren Energien anhält, werden sie unabhängig von der Finanzierungsmethode die teureren Kraftwerke aus dem Netz drängen (sog. Merit Order-Effekt). Die Grosshandelspreise an der Strombörse bilden aber nur einen Teil des finalen Strompreises ab. Insbesondere wird nach wie vor ein Grossteil der Energie Over-The-Counter und nicht auf Basis von Spotmarktergebnissen gehandelt. Dazu kommen Netzentgelte, Abgaben und neu auch die Kosten für Kapazitäts- und Leistungsentschädigungen in vielen Ländern Europas. Deshalb ist die Rückwirkung der tiefen Börsenpreise auf die Stromeffizienz geringer als behauptet.
4	<i>obwohl der Grosshandelspreis immer tiefer sinkt, steigt der Preis für den Endverbraucher, also den Haushaltskunden, weil er schliesslich die Kosten für die Subventionen tragen muss.</i>	Hier widerlegt die Axpo ihre vorangegangene Aussage gleich selber. Hier wird nun gesagt, dass der Preis für die Endverbraucher ansteige, insbesondere für die grosse Zahl der Haushaltskunden. Dies ist aber, wie die neusten Zahlen des Bundesamt für Energie zeigen, ebenfalls nicht der Fall. Selbst für die Haushaltskunden sind die Energiepreise in den letzten 20 Jahren eher gesunken oder real stabil geblieben. Dies sogar trotz der Kostenumlage, die für die erneuerbaren Energien aufgebracht werden muss. Hätte Axpo zudem die Vollkosten der erneuerbaren Energien unvoreingenommen betrachtet, käme sie zum Ergebnis, dass diese Kosten heute tiefer liegen als die Kosten der bis vor kurzem (und qua Rahmenbewilligungsgesuch noch immer hängigen) neuen Kernkraftwerke. Das britische AKW Hinkley Point C erhält eine <u>indexierte</u> Einspeisevergütung, die (bei einem historischen Mittelwert von 2 % durchschnittliche Jahresinflation) von 14,2 Rappen (Basis 2013) während 35 Jahren auf schätzungsweise 29 Rappen (35. Betriebsjahr) ansteigt. Der Mittelwert der Einspeisevergütung für dieses neue Kernkraftwerk lässt sich auf 21 Rp./kWh schätzen. Demgegenüber erhalten Wind- und Solarenergie in der Schweiz ab 2015 bereits tiefere und vor allem viel kürzere Preisgarantien, in Frankreich und Deutschland liegen die kostendeckende Vergütungen für diese zwei Techniken inzwischen bei 8 €/kWh.

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
4	<i>Es lohnt sich heute, im Ausland alte Kohlekraftwerke in Betrieb zu halten oder wieder in Betrieb zu nehmen, um die Netzstabilität mit vertretbaren Kosten gewährleisten zu können. Dies führt zu einem zweiten Strom-Paradoxon auf Kosten der Umwelt: Durch die starke Förderung der erneuerbaren Energien mit dem Ziel der CO2-Reduktion wird der Strom so billig, dass es sich nur noch lohnt, Strom in Kohlekraftwerken zu erzeugen, die den CO2-Ausstoss wiederum massiv erhöhen. Die nicht geförderte erneuerbare Wasserkraft bleibt aussen vor.</i>	Diese Vorwürfe an die deutsche Energiepolitik sind fragwürdig. Es ist richtig, dass es alte Kohlekraftwerke zu Hauf in ganz Europa gibt, die man relativ günstig betreiben kann, weil die Kosten der Emissionszertifikate derzeit tief sind. Allerdings ist es falsch zu behaupten, dass die CO₂-Emissionen in Europa ansteigen. Selbst in Deutschland sind sie rückläufig (siehe Infografik im Anhang). Der Wechsel von Gaskraftwerken zu Kohlekraftwerken ist ein Resultat der aktuellen Preisverhältnisse. Nicht übersehen sollte man dabei, dass die deutschen Kohlekraftwerke nur begrenzt flexibel betrieben werden. Bei grosser Stromerzeugung aus Wind und Sonne wird mehr exportiert, weil im Ausland teilweise bessere Bedingungen zur Abregelung von Kraftwerken herrschen, insbesondere in den Niederlande, wo eine grosse Zahl flexibler Gaskraftwerke betrieben wird. Wer nur die deutschen CO₂-Emissionen ansieht, unterschlägt die CO₂-Reduktionen, die durch Stromexporte ermöglicht wurden. Erst die Gesamtbetrachtung ergibt das richtige Bild, doch sind Daten dazu nicht einfach zu recherchieren. Dass die Wasserkraft (wie alle erneuerbare Energien) ebenfalls unter den tiefen Grosshandelspreisen leidet, ist richtig. Doch die meisten Wasserkraftwerke produzieren billiger als die alten Kernkraftwerke und ein Grossteil ihrer Kosten ist konventionell bedingt (Wasserzins und kantonale Abgaben) und nicht eine Frage der technischen Kosten. Die Axpo getraut sich offenbar nicht, über die mangelnde Rentabilität der AKWs zu sprechen, weil dann die Frage nach einer Schliessung virulent werden könnte. Also beklagt man sich über die Wasserkraft in der Hoffnung, über Förderbeiträge an diese Deckungsbeiträge für die Kernkraftwerke zu erhalten.
4	<i>Zum Stromhandel Die ausgezeichnete Position im europäischen Handel, aber auch die in zwanzig Ländern ausgebaute Präsenz im Origination- und teilweise auch im Endkunden-Geschäft werden so zu einem wesentlichen strategischen Asset der Gruppe im veränderten Marktumfeld. Die Marktverzerrungen bieten also für Axpo auch Chancen, neben den Nachteilen, mit denen die Gruppe im Produktionsbereich umgehen muss.</i>	Wie die meisten Akteure ist die Axpo im Stromhandel offenbar recht erfolgreich. Bei sinkenden Strompreisen ist es möglich, mit neuen Kontrakten Gewinne zu machen. Sollten die Strompreise eines Tages wieder ansteigen, können eingegangene Lieferpflichten zum Problem werden. Im Finanzbericht werden keine Angaben über die Risikostruktur und die Höhe der Risiken im Grosshandel gemacht. Grundsätzlich erfreut sich Axpo einer hohen Anpassungsfähigkeit. Sie ergibt sich aus dem diversifizierten Kraftwerkspark und dank der Präsenz in zahlreichen Märkten, was zu Arbitragegeschäften einlädt.

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
5	<i>Zur Energiewende</i> <i>Mit dem Verzicht auf eine substanzielle Stromproduktion im Inland handeln wir uns ein beträchtliches Versorgungsrisiko ein. Wer garantiert uns, dass wir bei einer grossflächigen Notlage – Stromknappheit im Winter oder gar Blackouts – wirklich mit gleicher Priorität beliefert werden wie das Land, aus dem wir importieren?</i>	Die Axpo spricht von der sog. Energiewende als einem „Verzicht auf eine substantielle Stromproduktion im Inland“. Sie unterschlägt dabei die Möglichkeiten, die aus den neuen Technologien erwachsen und von denen sie selber überrascht wurde. Auch wird das Thema der AKW-Sicherheit grosszügig ignoriert. Atomkraftwerke werden auch nach fünf Kernschmelzen noch als vermeintlich sichere Stromerzeugung dargestellt. Die Frage, mit welcher Priorität uns das Ausland in Notlagen beliefert, ist sicher berechtigt, stellt sich in einem offenen Markt aber anders als bisher. Strategische Reserven in der Disposition der Netzbetreiber lassen sich einfach und kostengünstig bereitstellen und gehören zum Repertoire der Massnahmen zur Versorgungssicherheit. Der Bundesrat könnte zudem in einem Energievertrag mit den Nachbarländern (auf Gegenseitigkeit) relativ einfach für zusätzliche Sicherheit sorgen. Die Schweiz wird die bisherige internationale Arbeitsteilung weiterentwickeln: Spitzenenergie aus Speicherkraftwerken, Sommer-Strom-Überschüsse aus Wasserkraft und aus Photovoltaik werden in Zukunft vermehrt in die nördlichen EU-Länder geliefert werden (wo diese Leistung tatsächlich auch nachgefragt wird). Im Winter wird die Schweiz vermehrt Strom-Überschüsse aus Windkraftanlagen beziehen, die angesichts des zu beobachtenden Ausbaus der Windenergie in immer grösseren Mengen zu erwarten sind. Axpo äussert im Geschäftsbericht mannigfache Befürchtungen, sagt aber nichts über den vom Bundesrat angestrebten Energie-Vertrag mit der Europäischen Union.
5	<i>Das gilt übrigens auch für den Preis. Heute kein Thema – aber wenn in Zukunft die europäischen Marktpreise wieder steigen, können wir nicht mehr mit einheimischer Produktion für günstige Preise für die Schweizer Wirtschaft sorgen, wie das lange Zeit der Fall war.</i>	Hier wird eine Abhängigkeit vom Marktpreis heraufbeschworen, die in dieser Form keineswegs zwangsläufig ist: Eine physikalische Stromknappheit ist angesichts der kurzen Bauzeiten und der preisgünstigen Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Wind und Sonne je länger je weniger wahrscheinlich. Zu berücksichtigen ist zudem die grosse Kaltreserve an alten Kohlekraftwerken, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien noch vergrössert wird und in Notlagen jederzeit eingesetzt werden kann. Der Regulator kann nach geltendem Recht (Stromversorgungsgesetz Artikel 9) die Stromlieferanten verpflichten, langfristige Bezugsverträge abzuschliessen, welche auf Basis von Gestehungskosten abgeschlossen werden. Diese Pflicht könnte alternativ auch den Bilanzgruppen auferlegt werden, welche gemeinsam Strom einkaufen. Entscheidend ist, dass für alle Lieferanten gute Rahmenbedingungen bestehen. Dann werden auch Kraftwerke gebaut. Mit der Opposition gegen Einspeisevergütungen und Energiewende bewirkt die Axpo das Gegenteil: Keine neuen Kraftwerke, keine erneuerbaren Energien, keine Energiewende für die Schweiz. Der Bundesrat könnte einen minimalen Eigenversorgungsgrad festlegen, wie er in vielen EU Mitgliedstaaten faktisch besteht. Der Anteil der erneuerbaren Energien in der Schweiz würde rasch gesteigert.
5	<i>Für die Schweizer Strombranche selber hat die akzentuierte Import-Strategie einen sehr unmittelbaren negativen Einfluss: Die Wertschöpfung wird ins Ausland verlagert, Arbeitsplätze sind gefährdet und die Fähigkeit, rechtzeitig in die künftige Versorgung zu investieren, wird entscheidend geschwächt. Der bewusste Entscheid für eine Import-Strategie ist für die Schweiz ein nicht zu unterschätzendes strategisches Risiko.</i>	Die Klage über die Verlagerung der Wertschöpfung ins Ausland ist merkwürdig, weil es ja Axpo selber war, welche Strombezugsverträge mit Frankreich abgeschlossen hat. Diese Verträge sind inzwischen zu einem Marktrisiko geworden. Sie belasten die Rechnung der Axpo. Dazu kommt: Mit der internationalen Vernetzung hat die Schweiz stets ein gutes Geschäft gemacht. Sie bildete die Basis für die Wertschöpfung der Pumpspeicherwerke und erlaubt auch in Zukunft einen preisgünstigen Stromeinkauf in Zeiten wetterbedingter Stromüberschüsse im umliegenden Ausland. Offenbar geht man zur Rechtfertigung der einheimischen Kernenergie zu einer Abwehrhaltung über. Dies kontrastiert zum erklärten Willen, in der „neuen Welt“ Fuss zu fassen, wie die (wenigen) Investitionen in Windkraftwerke, die Investitionen in Pumpspeicherkraftwerke (Linth-Limmern) und die Vermarktungs-Aktivitäten für spanischen Windstrom beweisen.

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
6	<i>Die marktverzerrenden Subventionen für neue Energien haben verschiedene einschneidende Folgen: Konventionelle Kraftwerke werden verdrängt, sie sind kaum mehr rentabel zu betreiben. Das Klima hat mehr CO₂-Emissionen zu verkräften und der Konsument höhere Strompreise.</i>	Der Begriff „Subvention“ ist nicht korrekt. Die Kosten der Preisgarantien werden von den Verursachern (den Stromkonsumenten) bezahlt. Auch die Atomkraftwerke und die Bezugsverträge in Frankreich profitierten von Preisgarantien, die die monopolistisch orientierten Partner leisteten (sog. Partnerwerke). Diese Preisgarantien gab es während Jahrzehnten und ohne sie wären die Kernkraftwerke nie erstellt worden. Die behauptete Zunahme der CO₂-Emissionen ist in einer mehrjährigen Betrachtung nachweislich falsch. Die CO₂-Emissionen in Europa sind gesunken, auch in Deutschland. Besonders stark gesunken ist dort auch die Erzeugung von radioaktiven Abfällen. Die Stromerzeugung aus Atomkraftwerken hat sich von 1826 Petajoule (2006) auf 1058 Petajoule (2014) zurückgebildet. Diese Tatsache mag der Axpo aufstossen, denn die Kernenergie wurde stärker als die Kohlekraft zurückgefahren. Zudem argumentiert Axpo punkto CO₂-Emissionen widersprüchlich, denn mit den Investitionen im Gasgeschäft und dem Bau der TAP-Pipeline bringt die Axpo selber und unnötigerweise neue CO₂-Träger in ihr Sortiment – für einen Staatsbetrieb doch einermassen fragwürdig, wenn bessere und billigere Alternativen zur Verfügung stehen. Durch die negative Rhetorik werden die grossen Leistungen Deutschlands bei der Verbilligung neuer Techniken despektierlich unter den Tisch gewischt, namentlich eine zweimalige Halbierung der Kosten für Wind- und Solarenergie in den vergangenen Jahrzehnten. Erst die Einspeisevergütungen haben diese Techniken wettbewerbsfähig gemacht, und in Zukunft (ab 2015/2017) werden massgebliche Teile dieser Strombeschaffung über Auktionen laufen, also nach wettbewerblichen Verfahren.
6	<i>Axpo sah sich im Geschäftsjahr 2013/14 einem Marktumfeld gegenüber, das unverändert von tiefen Grosshandelspreisen für Strom geprägt war. Der Preisdruck ist Folge der Subventionen für die unregelmässig produzierenden Wind- und Solaranlagen, vor allem in Deutschland. In jenen Stunden aber, in denen sie zu wenig oder keine Energie liefern, wird die Lücke bevorzugt mit Strom aus Kohlekraftwerken geschlossen. Diese profitieren von zu niedrigen Preisen für CO₂-Zertifikate.</i>	Auch hier wird die These von den subventionierten erneuerbaren Energien und vom Zubau der Kohle gepflegt. Bereits im Jahr 2001 hat das oberste Europäische Gericht verneint, dass es sich bei den Garantiepreisen für neue Kraftwerke um Beihilfen handelt. Die These, wonach die Lücke bei den erneuerbaren Energien „bevorzugt mit Strom aus Kohlekraftwerken geschlossen“ werde, ist fragwürdig. Tatsache ist, dass der Kohleanteil an der Stromerzeugung in der Europäischen Union rückläufig ist. Die Lücke bei den erneuerbaren Energien wird in jedem Land mit jenen (konventionellen) Kraftwerken geschlossen, die schon da sind und die am kostengünstigsten betrieben werden können. Hier kommt dann die Frage ins Spiel, weshalb die Atomkraft keine Regelenergie liefern kann. Atomkraftwerke lassen sich aus technischen Gründen nicht minuten- oder stundengenau ausregeln. Die Lebensdauer der Werke verkürzt sich, wenn starke Leistungsvariationen auftreten. Deshalb gibt es kein Miteinander von erneuerbaren Energien und Kernkraftwerken.
6	<i>Die Investitionen in Kohlekraftwerke sind oft abgeschrieben und das Angebot an Kohle ist weltweit vergleichsweise hoch. Resultat: Die CO₂-Emissionen sind gestiegen. Der Preis für Kohle, der im Berichtszeitraum mit knapp 18 Prozent deutlich sank, ist zum wichtigen Treiber der Strompreise geworden. Die Strompreise sanken in der gleichen Periode um rund 9 Prozent.</i>	Massgeblich für die Gestehungskosten von Kohle-Strom sind der Preis der Kohle und der Preis der Emissionszertifikate. Es gibt zahlreiche Anstrengungen, den europäischen Emissionshandel zu reformieren. Der kurzfristige Anstieg der deutschen CO₂-Emissionen im Jahr 2013 wurde bereits 2014 wieder nach unten korrigiert. Die Axpo Leitung verrennt sich und operiert ideologisch fixiert. Dies schadet dem ganzen Unternehmen.
6	<i>Anders präsentiert sich die Situation für die Endkunden, seien es Privathaushalte oder KMU. Sie zahlen mehr für Strom.</i>	Diese These ist falsch. In der Schweiz sind die Kosten der Privathaushalte nicht gestiegen, im Grosshandel sind sie sogar deutlich gesunken. Dies ergaben die neusten Untersuchungen von BET Dynamo Suisse im Auftrag des Bundesamtes für Energie (s. Infografik im Anhang).

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
6	<i>Die Netznutzung wird unter anderem wegen der Erhöhung des Systemdienstleistungsstarfs und anstehender Investitionen in den Netzausbau – u.a. bedingt durch die grosse Menge unregelmässig anfallenden Stroms – künftig noch mehr kosten. Bei den Abgaben schlägt etwa die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für neue erneuerbare Energien zu Buche, die ebenfalls angehoben wird. Hingegen werden die Grosshandelspreise in den nächsten Jahren auf tiefem Niveau verharren. Das zeigen die entsprechenden Terminkontrakte für Strom.</i>	Der Wahrheitsgehalt dieser Ausführungen ist zweifelhaft. In den Jahren ab 2008 sind die Netznutzungskosten leicht gestiegen, weil die Netze neu bewertet und häufig aufgewertet wurden. Hinter dem Anstieg der Strompreise stehen also buchhalterische Ursachen – zugunsten der Axpo und nicht zugunsten der erneuerbaren Energien. Das gleich gilt für den vom Bundesrat völlig übersetzt definierten WACC, der die Verzinsung des Eigenkapitals der Elektrizitätswerke festlegt. Während die Zinshöhe auf einem historischen Tiefststand stehen – mit verbreiteten Negativzinsen – wurde der WACC vom Bundesrat zugunsten der Stromkonzerne auf 4,7 Prozent festgelegt – ein wahres Geschenk an die Betreiber von Atom- und Wasserkraftwerken. Über die Kosten der Integration von neuen erneuerbaren Energien gehen die Schätzungen weit auseinander. Grundsätzlich entlasten dezentrale Kraftwerke die Hochspannungsnetze, weil sie Strom nahe dem Verbrauch erzeugen. Ab 2008 bezahlten viele Kunden ein zweites Mal für ein Netz, das sie früher schon einmal finanziert hatten. Demgegenüber sind die Investitionen für erneuerbare Energien einmalig und werden von der ElCom beaufsichtigt. Tatsache ist, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien zu tiefen Strompreisen geführt hat, weil die spezifischen Kosten (Rp./kWh) tiefer liegen als für neue Kernkraftwerke und weil die Produktion in Hochtarif-Perioden erfolgt (PV am Mittag, Windenergie im Winter). Die Futures für die Jahre 2015 bis 2020 bewegen sich deshalb im Bereich zwischen 3,5 und 3,6 Eurocents/kWh (Bandenergie, siehe Infografik), die Futures für Peak-Energie zwischen 4,4 und 4,7 Eurocents. Würden die erneuerbaren Energien den Strom verteuern, weil die Integration sehr kostspielig ist, wären so tiefe Strompreise nicht möglich.
6	<i>Diverse eigene Kraftwerke der Axpo und Anlagen, an denen sie beteiligt ist, produzieren mittlerweile über dem Marktpreis und sind damit unrentabel geworden. Axpo musste deshalb den Wert ihres Produktionsparks sowie jenen der Langfristverträge für den Bezug von Kernenergie aus Frankreich um netto insgesamt 1.5 Mia. CHF nach unten korrigieren.</i>	Hier wäre es interessant zu wissen, um welche Kraftwerke es sich genau handelt. Bei den Wasserkraftwerken sind die meisten Anlagen mit Gesteungskosten zwischen 3 und 5 Rappen unterwegs. Somit sollten die meisten gerade noch rentabel betrieben werden können. Anders bei den Kernkraftwerken. Der Hinweis, dass die Bezüge aus Frankreich unrentabel geworden sind, bestätigt dies. Wegen Brennstoffkosten (inkl. Entsorgungskosten), der notwendigen Nachrüstung und den Personalkosten produzieren die Atomkraftwerke tendenziell zu höheren variablen Kosten als die Wasserkraftwerke. Dies gilt auch für Neubauten, siehe die (indexierten) Gesteungskosten des geplanten Atomkraftwerks Hinkley Point C, die über 35 Jahre auf 21 Rp./kWh einzuschätzen sind.
6	<i>In der Schweiz sind davon vor allem Wasser- und Kernkraftwerke betroffen sowie Biomasseanlagen, die alle nahezu CO2-frei Strom produzieren. Im europäischen Ausland sind es die durch Kohlekraftwerke mehr und mehr verdrängten Gas-Kombikraftwerke sowie Windkraftanlagen.</i>	Die so genannten Biomasseanlagen sind tatsächlich betroffen, weil sie in manchen Fällen nicht über Einspeisevergütungen verfügen. Über grössere Gaskraftwerke verfügt die Schweiz nicht, und die entsprechenden Investitionen im Ausland hat die Axpo selber zu verantworten. Betroffen in der Schweiz sind indessen Wärmekraftkopplungsanlagen auf Erdgasbasis. Windkraftanlagen dürfte es in der Schweiz nur wenige geben, die nicht unter die KEV-Regelung fallen. Dank tiefen variablen Kosten von ca. 1,5 Rp./kWh sind sie nach Auslaufen der KEV wenig gefährdet.

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
6	<i>Trotz geplantem Ausstieg der Schweiz wird die Kernkraft weiterhin eine tragende Rolle spielen müssen, will das Land auf dem Weg in die Energiezukunft erfolgreich sein.</i>	Dieser Satz ist wohl die Hauptbotschaft, an welche sich die Axpo klammert. Sie akzeptiert den Ausstiegsbeschluss nicht und bekräftigt das Ziel, die Kernenergie nicht aufzugeben. Dass diese Botschaft auch unter dem neuen CEO getragen wird, mag darauf hindeuten, dass der Verwaltungsrat dies deckt. Der neue CEO hätte die Freiheit gehabt, mit einem kaufmännischen Blick gewisse Anpassungen einzuleiten und den Weiterbetrieb der Atomkraftwerke unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten neu zu beurteilen. Dies ist offensichtlich nicht geschehen, vielmehr werden Zwecklegenden konstruiert, wonach nur Kernenergie Erfolge bringt, während die erneuerbaren Energien den Strom verteuern und die CO₂-Emissionen angeblich erhöhen.
6	<i>Axpo fordert somit im Einklang mit dem Bundesrat eine weiterhin unbefristete Laufzeit für KKW, solange sie sicher und wirtschaftlich betrieben werden können. Nur so ist sichergestellt, dass laufende Investitionen in die Sicherheit (Betrieb und Versorgungssicherheit) sowie in die Effizienz der Kraftwerke getätigt werden.</i>	Die Forderung nach einer unbefristeten Laufzeit entspricht der geltenden Gesetzeslage, mit Ausnahme des AKW Beznau, wo eine Laufzeitbeschränkung von 60 Jahren im Gesetz verankert werden soll. Parallel dazu hat die Axpo kalkulatorisch alle Weichen so gestellt, dass nur der Weiterbetrieb während mindestens 60 Jahren zur Tilgung der Schulden und der selbst zu tragenden Entsorgungskosten (Kosten der Nachbetriebsphase) genügt. Begründet wird dies mit, der angestrebten Effizienz der Kraftwerke, und mit der Sicherheit. Offenbar sind die Investitionen in die Sicherheit bei kürzeren Laufzeiten nicht rentabel. Die eigentlich zentrale Frage wäre indessen, weshalb Atomkraftwerke, die bereits heute rote Zahlen schreiben, nachgerüstet und während 60 Jahren weiterbetrieben werden sollen. Dazu liefert der Axpo Jahresbericht keine nachvollziehbaren Angaben.
6	<i>Um die wirtschaftliche und sicherheitstechnische Beurteilung der Kernkraftwerke in den Büchern abzubilden, hat Axpo zusammen mit den KKW-Betreibern entschieden, die Abschreibungsdauer für das Kernkraftwerk Beznau sowie die Partnerwerke in Gösgen und Leibstadt von 50 auf 60 Jahre zu verlängern. Gemäss ENSI erfüllen die Schweizer Kernkraftwerke die technischen Voraussetzungen, um 60 Jahre betrieben werden zu können.</i>	Wenn es um Laufzeiten geht, beruft sich die Axpo sehr gerne auf das ENSI. Das ENSI hat sich in der Vergangenheit stets optimistisch zur Sicherheit der einzelnen Werke geäußert. Es spielte stets den verlässlichen Partner für die Axpo-Spitze und beweist damit wenig unabhängiges Profil. Selbst das ENSI wird indessen für den Weiterbetrieb während 60 Jahren nicht ganz auf Nachrüstungen verzichten können. Zudem ist damit zu rechnen, dass – wie in Mühleberg – neue Massnahmen auf dem Rechtsweg eingefordert werden. Was man von Seiten der Axpo nicht zu sehen bekommt, ist ein solides Kosten-Nutzen-Kalkül, das sich bei verschiedenen Strompreis-Szenarien alle Optionen offen hält und für den Fall schlechter Auslastung der Anlagen oder für den Fall hoher Nachrüstungskosten auch den Exit vor Ablauf von 60 Jahren in Betracht zieht. Die Positionierung zur Kernenergie bleibt eine ideologische und könnte von der schlechten Wirtschaftlichkeit entsprechend abgestraft werden.
8	<i>Erfolge bei Grosskunden ebnen Axpo wiederum den Weg zu klein- und mittelgrossen Betrieben, die sich innerhalb der Branche oft an den grösseren Unternehmen orientieren. In Italien versorgt Axpo bereits rund 100 000 Betriebe mit Strom und Erdgas – von mittleren bis zu kleinsten Gewerbebetrieben. In Spanien gelang Axpo jüngst der Einstieg in den Retailmarkt. Auch in Polen wurden bereits erste Verträge abgeschlossen.</i>	Hier geht es um den Stromhandel. Es ist nachvollziehbar, dass sich durch die steigende Volatilität der Strompreise und dank der Verfügbarkeit von grossen Speichern für die Axpo interessante Geschäftsgelegenheiten ergeben. Allerdings wären diese Geschäftsgelegenheiten möglicherweise noch interessanter, wenn die Axpo keine teuren, eigenen Atomkraftwerke als Altlasten mitschleppen müsste.

Seite	Originaltext im Axpo Jahresbericht	Kommentar
8	<i>Grosses Potenzial sieht Axpo auch im Windparkmanagement. In einigen Ländern ist sie bereits heute die Nummer eins unter den unabhängigen Abnehmern und Vermarktern von Windenergie. Im vergangenen Geschäftsjahr fasste der Konzern zudem Fuss in Grossbritannien und Österreich. Weitere Expansionsschritte sind geplant.</i>	Im Unterschied zu früher wird nun die Windenergie teilweise positiv thematisiert. Die (geringen) Investitionen in diesem Bereich zeigen, dass Axpo inzwischen Tuchfühlung mit den neuen erneuerbaren Energien aufnimmt. Ein gezielter Umstiegswille wie von anderen grossen Versorgungsbetrieben (E.on, RWE, Vattenfall) ist bei Axpo nicht sichtbar.
8	<i>Der Markt für das internationale Erdgasgeschäft gewann weiterhin kaum an Dynamik (verhaltene Konjunktur, Überkapazitäten am Strommarkt, Angebotsüberschuss an Erdgas, tiefe Preise für Kohle und CO₂-Zertifikate). Dennoch gelang es Axpo, den internationalen Handel mit Erdgas – namentlich in Südost- und Osteuropa – auszubauen.</i>	Die Liebe zum Erdgas kontrastiert mit den stets deklarierten Zielen, das Klima schonen zu wollen.
11	<i>Der Nachhaltigkeitsbericht basiert auf international anerkannten Standards.</i>	Axpo düpiert mit der Fixierung auf „international anerkannte Standards“ die Besitzerkantone und das Eidgenössische Parlament, die alle einen Ausbau der erneuerbaren Energien anstreben. Bei den Nachhaltigkeitskriterien gilt Rosinenpicken und man verlässt sich auf Organisationen, die auch die Kernenergie als „nachhaltig“ grünwaschen. Weiter hinten im Bericht werden dann Nachhaltigkeitskriterien „vor allem wirtschaftlicher Natur“ schwergewichtig gepflegt, wobei man auch dies hinterfragen müsste, denn Kernkraftwerke werden wahrscheinlich nie mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die Begrifflichkeit der Axpo vernachlässigt zudem die Gefährdung der Bevölkerung durch radioaktiven Abfälle und durch Unfälle in Kernkraftwerken. Hier gelten, nach fünf Kernschmelzen von 435 Kernkraftwerken weltweit, die alten Scheuklappen.
7	<i>Ferner investiert Axpo in den Ausbau neuer Energien, vorausgesetzt die zu erwartende Rendite stimmt. Im Oktober 2013 beteiligte sich das Unternehmen gemeinsam mit CKW zu 49 Prozent an einem Onshore-Windparkportfolio in Frankreich.</i>	Interessant ist der Hinweis auf die Rendite im Zusammenhang mit den „neuen (erneuerbaren) Energien“. Für die Kernenergie findet sich im Jahresbericht nirgends ein Hinweis auf eine erforderliche Rendite. Offenbar gelten hier zwei ganz unterschiedliche Standards.

Aus dem Geschäftsbericht geht deutlich hervor, dass die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit von Investitionen von der Axpo unterschiedlich streng gehandhabt. Geht es um Atomkraftwerke, bleiben Wirtschaftlichkeit, Risiken und Folgekosten in Nebel gehüllt. Geht es um neue erneuerbare Energien, kommen „harte“ Kriterien zur Anwendung. Legitimiert wird dies mit dem Argument der Versorgungssicherheit.

Das Upside-Potenzial der erneuerbaren Energien (Goldenes Ende nach voller Abschreibung) wird mit keinem Wort thematisiert, obschon es empirisch von der Wasserkraft bestens bekannt ist; umgekehrt bleibt auch das Downside-Potenzial der Kernkraftwerke (Nähr- und Entsorgungskosten) im Dunkeln.

Das Ausmass des drohenden Schadens

Der Axpo Verschuldungsgrad bei realitätsnaher Betrachtung

Im Geschäftsbericht 2013/14 spricht die Axpo von einer soliden Leistung, die durch den „positiven operativen Cashflow von 765 Mio. CHF“ zum Ausdruck komme.

Erwähnt sind die **2,5 Milliarden Franken Sonderabschreibungen** über die letzten drei Jahre.

Der Free Cashflow 2013/2014 erreichte mit CHF –14 Mio. nicht das Niveau des Vorjahres von +CHF 134 Mio.⁴² Zudem kommt es zu einem Rückgang flüssiger Mittel um 914 Mio. CHF.⁴³

Tatsache ist, dass die Axpo mit der Aktivierung von „Investitionen“, bei denen es sich effektiv um Unterhaltsarbeiten handelt, die Geschäftsergebnisse stark beeinflussen kann. Die tatsächliche Bonität lässt sich im Rahmen dieser Untersuchung nicht feststellen.

Die Frage stellt sich aber, welcher Free Cashflow sich in Zukunft einstellen wird. Die Axpo hat für alle Stromabnehmer ab 2014 Marktkonditionen angekündigt. Dies wird die Stromerlöse schmälern, sobald die laufenden Verkaufsverträge auslaufen.

Bei der heutigen Equity-Methode der Berichterstattung für Minderheitsbeteiligungen werden nur die Erträge der Tochtergesellschaften im operativen Ergebnis gebucht, nicht jedoch die für diese Erträge eingegangenen Verpflichtungen. Diese Praxis erlaubt es der Axpo, aus den Tochtergesellschaften Gewinne zu vermelden, ohne dass ersichtlich ist, welche Verpflichtungen die kommenden Erfolgsrechnungen belasten werden. **Die Ausdehnung der Abschreibungsfristen für Kernkraftwerke von 50 auf 60 Jahre müsste deshalb einer Sonderprüfung unterzogen werden,** denn sie führt zu einer Aufwertung des Unternehmenswerts, ohne dass die damit einher gehende Neuverschuldung (für Nachrüstungen) berücksichtigt wird, die zum Erreichen solcher Restlaufzeiten erforderlich sind.

Eigenkapitalposition schwächer als ausgewiesen

Es trifft zu, dass die Axpo auf dem Papier in der Bilanz (noch) über ein höheres Eigenkapital verfügt als andere Akteure auf dem Strommarkt. Doch die Bilanz zeigt nicht die ganze Wahrheit:

- Die dem Stilllegungs- und Entsorgungsfonds geschuldeten Beiträge sind nicht abgebildet. Korrekterweise müsste man sie alle als „aufgelaufene Kosten für erzeugten Atom Müll“ bilanzieren. Heute werden sie weder als Forderung noch als Eventualverpflichtung genannt. Doch die Abfälle sind da. Der Anteil der Axpo an diesen ungedeckten Entsorgungskosten beträgt über 5 Milliarden Franken (Abbildung).
- Die Axpo Beteiligungen (Partnerwerke) sind mit mehr als 6,4 Milliarden Franken verschuldet. Sind sie auch entsprechend werthaltig bei sinkenden Strompreisen?
- Die Bilanzen der Tochtergesellschaften KKG und KKL (Gösgen und Leibstadt) weisen den Wert ihrer Einzahlungen in den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds um 500 Millionen Franken höher aus als die Buchhaltung des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds. Bewertungen über dem Verkehrswert widersprechen dem Obligationenrecht.

Stilllegungs- und Entsorgungskosten Anteil Axpo	KKB / CHF	KKG / CHF	KKL / CHF	Zwilag	Total / CHF
Ausstehende Mittel für Entsorgungskosten	1'298'590'057	864'721'789	1'534'700'117		3'698'011'963
Ausstehende Mittel für Stilllegungskosten	242'578'625	43'975'167	127'705'573	40'137'228	454'396'593
Zu deckende Kosten der Nachbetriebsphase	475'000'000	170'625'000	242'420'000	-	888'045'000
Total ausstehende Mittel	2'016'168'682	1'079'321'956	1'904'825'690	40'137'228	5'040'453'557

Abbildung 33 Schätzung der ausstehenden Stilllegungs- und Entsorgungskosten auf Basis der Jahresrechnung 2013 der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds

Fasst man diese Kosten zusammen, dann erkennt man den Umfang der Verpflichtungen, die nicht in der Axpo-Bilanz verbucht sind, aber zum „positiven operativen Ergebnis“ beitragen:

Fremdkapital von Partnerwerken	6,44 Mrd. CHF
Geschuldete, aber nicht ausgewiesene Stilllegungs- und Entsorgungskosten	5.04 Mrd. CHF
Überbewertung Bilanz Gösigen und Leibstadt (Anteil Axpo)	0.25 Mrd. CHF
Total	11.73 Mrd. CHF

Abbildung 34 in der Bilanz nicht ausgewiesene Verpflichtungen der Axpo (eigene Berechnung auf Basis Geschäftsbericht der Axpo (Seite 62) sowie der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds)

Wenn man nun noch die Kosten der nicht budgetierten Nachrüstungen hinzuaddiert, dann wird der wahre Verschuldungsgrad zur Generierung der laufenden Erträge sichtbar. Und dann erweist sich das Eigenkapital der Axpo möglicherweise als viel zu niedrig. Hier wäre es am Verwaltungsrat, klare Verhältnisse zu schaffen. Doch hat man nicht den Eindruck, dass derzeit dafür ein grosses Interesse besteht.

Risikofaktor „Langzeitbetrieb“

Wie hoch werden die Belastungen steigen, wenn die Strompreise in Zukunft so tief bleiben wie heute oder gar weiter sinken? Um diese Frage abzuschätzen, wird eine hypothetische Rechnung durchgeführt: Den Kosten der Betriebsjahre 2005 bis 2013 werden Erträge bei verschiedenen Strompreisen gegenübergestellt und es wird berechnet, wie hoch die Gewinne/Verluste in dieser Zeit ausgefallen wären.

Jahreskosten (CHF/kWh)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Mittelwert
Beznau (geschätzt auf Basis Angaben Axpo)	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.062
Gösigen (gemäss Jahresrechnung)	0.043	0.041	0.036	0.040	0.046	0.042	0.040	0.047	0.050	0.043
Leibstadt (gemäss Jahresrechnung)	0.078	0.051	0.047	0.052	0.056	0.057	0.050	0.070	0.047	0.056
Produktionsdaten GWh/a	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Mittelwert
Beznau I	3069	2920	3045	2918	3025	2634	3022	2683	3012	2925
Beznau II	2796	3058	2894	3052	2742	2832	2715	2770	2846	2856
Beznau I+II	5865	5978	5939	5970	5767	5466	5737	5453	5858	5781
Gösigen	7530	8032	8087	7898	8013	7979	7859	8015	6832	7805
Leibstadt	5768	9367	9437	9308	9385	8784	9482	7884	9691	8790
Total										28157
Anteil Axpo an den Jahreskosten in Mio. CHF	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Mittelwert
Beznau I+II 100%	352	359	356	358	346	328	344	382	410	359
Gösigen 37.5% (davon CKW 12,5%)	123	124	110	118	139	124	117	141	128	125
Leibstadt 52.7 % (davon CKW 13.6%)	236	251	235	256	275	263	251	290	242	256
Total Jahreskosten	711	734	702	732	761	715	712	813	780	

Abbildung 35 Axpo-Anteil an den Jahreskosten von Gösigen, Leibstadt und Beznau gemäss Geschäftsberichten (soweit ausgewiesen, KKW Beznau geschätzt)

Die drei Atomkraftwerke Beznau, Gösigen und Leibstadt wiesen im angezeigten Zeitabschnitt mittlere Kosten zwischen 4,2 und 6,2 Rp/kWh aus.

Dazu ist festzuhalten, dass die Betreiber in dieser Zeit sehr tiefe („zu tiefe“) Beiträge in den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds leisteten. In manchen Jahren (ab 2008) waren die Beiträge sogar negativ. Sie wurden den Betreibern rückerstattet als man die Betriebszeit der Anlagen von 40 auf 50 Jahre erhöhte.

In Zukunft ist damit zu rechnen, dass Entsorgungskostenbeiträge von durchschnittlich 1,4 Rp/kWh anfallen werden.

Ab 2011 wurden die Betreiber der Atomkraftwerke vom Bundesgericht von den Kosten für Systemdienstleistungen entbunden; die Reservehaltung für Stromausfälle (deren Kosten für Atomkraftwerke rund 0,5 Rp/kWh betragen) wurden (entgegen dem Verursacherprinzip) auf die Netzgebühren überwält. Auch dies könnte sich mittelfristig ändern, wir vernachlässigen aber auch diese Kosten, ebenso wie die höheren Entsorgungskosten ab 2015.

Ergebnis

Stellt man die Kosten der Betriebsjahre 2005-2013 unterschiedlichen Strompreisen gegenüber, hätten sich folgende Defizite zu Lasten der Axpo ergeben:

Bei einem Strompreis von...	Betriebsergebnis in Mio. CHF (Mittelwert pro Jahr)	kumuliert über 10 Jahre
4,4 Rp/kWh	-153 Mio. CHF	1.5 Mrd. CHF
3,5 Rp/kWh	-273 Mio. CHF	2.7 Mrd. CHF
2,5 Rp/kWh	-406 Mio. CHF	4.1 Mrd. CHF

Abbildung 36 Geschätzte Axpo-Defizite aus Kernkraftwerken bei unterschiedlichem Marktpreis, Kostenbasis 2005-2013 (eigene Berechnungen)

Die Axpo muss bei einer Fortsetzung der bisherigen Strompreise über 10 Jahre mit einem Verlust von 1,5 Milliarden Franken rechnen, bei einem Strompreis von 3,5 Rp/kWh (Mittelwert für Bandenergie) mit 2,7 Milliarden Franken und bei 2,5 Rp/kWh mit 4,1 Milliarden Franken. Solche tiefen durchschnittlichen Strompreise für Bandenergie sind nicht auszuschliessen, denn durch die starke Erzeugung von Wind- und Solarstrom werden schon ab 2025 ca. 1500 Jahresstunden zum Preis von nahe null erwartet (siehe die Ausführungen in Teil I des Berichts).

Nachrüstungskosten berücksichtigen!

Die grössten Unsicherheiten bei der zukünftigen Kostenplanung liegen nicht bei den Preisen, sondern bei den Kosten für die Nachrüstung. Dazu macht die Axpo keinerlei Angaben. Die Aktionäre tapen im Dunkeln.

In den Gestehungskosten der Jahre 2005-2013 sind nur sehr geringe Ausgaben für Amortisation, Nachrüstung und Entsorgungskosten verzeichnet. Die Rechnung wurde immer wieder geschönt, indem die kalkulierten Abschreibungsfristen von 30 auf 40, dann auf 50 und schliesslich auf 60 Jahre ausgedehnt wurden. Dazu hat man Rückzahlungen aus dem Entsorgungskostenfonds erhalten statt einbezahlt(!); wie die EFK schreibt, wurde der Strom „zu billig“ verkauft.

Die Entsorgungskosten steigen nun ab 2014 um rund 0,6 Rp/kWh auf 1,4 Rp/kWh. Dazu kommen vermehrt Ausgaben für die Nachrüstung der Werke und möglicherweise längere Stillstandzeiten, wenn die Reparaturen umfangreicher werden. Die Electricité de France hat berechnet, dass die Laufzeitverlängerungen des französischen Atomparks teurer kommen wird als die damaligen Baukosten der Atomanlagen (Abbildung).

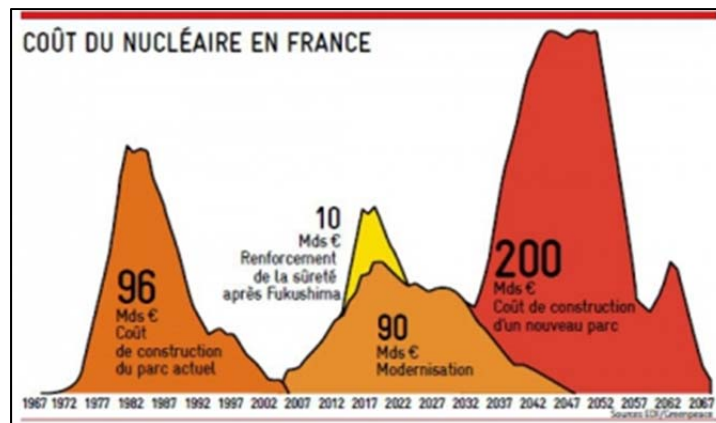


Abbildung 37 Geschätzte Nachrüstungskosten in Frankreich (Angaben Electricité de France, bearbeitet von Greenpeace France)

Grossrisiko für die Eigentümer-Kantone

Wenn man all den bisherigen und den zu erwartenden Verbindlichkeiten für die alten Atomkraftwerke sowie den Veränderungen am Strommarkt Rechnung trägt, dann mutiert die Beteiligung der Kantone an der Axpo von einer Cash Cow zu einer Hoch-Risiko-Investition.

Schon im Jahr 2011, kurz nach der Fukushima-Katastrophe prognostizierte eine Analystin der UBS: „*Steigende Nettoverbindlichkeiten in Kombination mit stagnierenden oder rückläufigen operativen Betriebsergebnissen führen zu höherem Leverage.*“⁴⁴

Das Versteckspiel mit aufgeschobenen Abschreibungen, versteckten Entsorgungskosten und unbekannten Kosten für Nachrüstung sollte rasch ein Ende finden.

Es sei an dieser Stelle die Empfehlung ausgesprochen,

- a) die Axpo-Buchungspraxis und die Investitionsplanung über alle Kraftwerke einer Sonderprüfung zu unterziehen und so zu gestalten, dass die vollen laufenden und zukünftigen Verpflichtungen aufgeführt werden
- b) diese Kosten sind den erwarteten Erträgen in mehreren Varianten gegenüberzustellen. Es sollte mit unterschiedlichen Strompreisen über die ganze erwartete Restlaufzeit gerechnet werden.
- c) Für die Kernenergie sollte eine saubere Spartenrechnung erstellt werden, wie dies gemäss den Rechnungslegungsnormen IRFS gefordert wird.

7. Vorschläge für eine Neuausrichtung der Axpo

Reorganisation AXPO

Eine völlige Neupositionierung der Axpo ist mittelfristig absolut notwendig, aus folgenden Gründen:

- Mit dem Übergang der Hochspannungsnetze an Swissgrid besteht kein Bedarf mehr für den Weiterbestand eines integrierten Stromkonzerns. Die Axpo hat ihre ursprünglichen Funktionen beim Stromtransport und in der Stromerzeugung verloren.
- Schon länger zeichnet sich ab, dass die Standortkantone lieber von ihrem Heimfallrecht für Wasserkraftwerke Gebrauch machen als diese an die Axpo abzutreten. Sie bevorzugen dabei gemischte Partnerschaften nach eigenem gusto.
- Immer mehr neue erneuerbare Energien drängen zu sehr tiefen Grenzkosten auf den Markt und verdrängen Anbieter mit höheren Grenzkosten. Die Rentabilität der Kernkraftwerke ist deshalb auch langfristig nicht mehr wahrscheinlich.
- Die Kantone wollen seit der Marköffnung im Stromsektor keine finanziellen Risiken mehr eingehen. Mit dem Ausfall der Dividende und der Begehung von Anleihen bei den Aktionären im Falle der Alpiq wird sichtbar, dass die goldenen Jahre vorbei sind.
- Die Risiken der Kernenergie sind schwer zu kalkulieren. Die Kosten für Nachrüstung verlaufen proportional zu neuen technischen Erkenntnissen und können bei einem Atomunfall, der sich irgendwo auf der Welt abspielt, auch in der Schweiz plötzlich prohibitiv hoch werden, umso mehr als man alle Schweizer AKWs bei der heutigen Marktlage jederzeit sofort abschalten und zu 100 Prozent ersetzen kann.

Handlungsspielraum der Kantone stärken

Trennung von guten und schlechten Vermögenswerten

Als erstes sollte der Verwaltungsrat der Axpo sich darauf konzentrieren, eine wahrheitsgemässe Buchführung des Konzerns zu erreichen.

Danach sollte man sich überlegen, wie die guten von den schlechten Assets getrennt werden können.

- Die Wasserkraftwerke können weitergeführt werden. Sie werden dank variablen Kosten von unter 3 Rp/kWh auch langfristig am Markt bestehen und erhalten bei Erneuerungen die nötigen Mittel aus dem Netzzuschlag.
- Die Kernkraftwerke werden früher oder später als „bad bank“ in eine einzige Holding übergeführt.
- Die Axpo könnte auf Basis einer ehrlichen Kostenrechnung mit dem Bund das Gespräch suchen, um den kostenminimalen Pfad zu definieren.
- Die Kantone müssten einen Finanzierungsmodus finden, um die nicht amortisierbaren Investitionen und Altlasten zu tilgen. Am ehrlichsten wäre es, einen befristeten Netzzuschlag auf den kantonalen Netzgebühren zu erheben, bis alle Altlasten getilgt sind. Der Bund müsste dazu Hand bieten und das Stromversorgungsgesetz entsprechend anpassen.
- Der Bund selber wird wohl oder übel einen Teil der Finanzierung übernehmen müssen. Darüber würde nach Artikel 80 Absatz 4 Kernenergiegesetz das Parlament beschliessen. Eine wichtige Bedingung dafür wäre aber, die Restlaufzeiten abschliessend zu regeln. Deshalb sollte die Kostenteilung als Teil einer Gesamtlösung dem Referendum unterstellt werden.

Zweck einer solche Aufteilung der Vermögenswerte wäre es, den Handlungsspielraum der Kantone zu erhöhen. Diese sollten nicht länger gezwungen sein, gutes Geld dem schlechten Geld nachzuwerfen für Investitionen in alte Kernkraftwerke, die nie rentieren können.

Unter den bisherigen Bedingungen drohen die Wasserkraftwerke im Portfolio der Axpo wegen der Kosten der Kernkraftwerke finanziell auszubluten. Unter dem Kostendruck der Kernenergie und der Entsorgungskosten sind die Mittel für einen sachgemässen Weiterbetrieb der Wasserkraftwerke gefährdet.

Die Aufteilung des Vermögens könnte allen Kantonen und Städten den Weg zum Ausstieg ebnen. Der Ausstieg aus der Axpo wäre mit einer „Schlusszahlung“ verbunden, wie beim Verkauf der Leibstadt-Aktien durch die SBB im Jahre 1999. Danach könnten die Kantonswerke wieder unbelastet ihre Aufgaben wahrnehmen. Ein Bericht zur Reorganisation des deutschen E.on-Konzerns findet sich in Anhang 5.

Neue Geschäftsfelder für die Axpo

Die Axpo selber könnte sich auf wenige Geschäftsfelder konzentrieren. Dazu könnten gehören:

- **Abwicklung der alten Atomkraftwerke (Vollzug der Schliessung)**
- **Stromhandel**
- **Energieeffizienz**
- **Neue erneuerbare Energien**

Geschäftsfeld Energieeffizienz

In einer zukunftsgerichteten Entwicklung der elektrischen Energieversorgung ist sowohl ein SSM Modell (Supply Side Management) wie auch ein DSM-Modell (Demand Side Management) notwendig. Die Axpo hat als Teilnehmer am internationalen Stromhandel breite Erfahrungen im Bereich des Supply Side Managements, sollte die Aufmerksamkeit aber ergänzend auch auf das Geschäftsfeld des Demand Side Managements richten, denn bei volatilen Strompreisen sind beide Seiten eng verknüpft. Die Effizienzpotentiale im elektrischen Bereich werden dank technischen Entwicklungen immer grösser. Die Grundzüge einer Energieeffizienzstrategie sind in Anhang 6 definiert.

Neupositionierung der Kantonswerke

Stärkung der Kantonswerke

Stromnetze bilden ein natürliches Monopol. Das Stromversorgungsgesetz erklärt die Kantone zuständig für Stromtransport und Grundversorgung,. Deshalb scheint es angemessen, die Verfügungsgewalt über diese Netze, soweit sie nicht Eigentum von Swissgrid sind, den Kantonswerken zurückzugeben.

Die kantonalen und kommunalen Netzbetreiber kennen ihr Versorgungsgebiet am besten. Sie haben in den letzten Jahren von der Marktöffnung stark profitiert. Als ungebundene Grossverbraucher hatten sie Zugang zum Markt und damit zu tieferen Preisen.

Es scheint prüfenswert und richtig, die Rolle der kantonalen und kommunalen Netzbetreiber zu stärken. Dazu gehört die Möglichkeit, Beteiligungen an Kraftwerken und den Abschluss von Bezugsverträgen selber zu bestimmen. Die Axpo könnte die Kantonswerke bei spezifischen Aufgaben – zum Beispiel im Stromhandel – unterstützen.

Graduell hat diese Entwicklung in den letzten Jahren ja bereits stattgefunden. Die Zunahme der dezentralen Stromerzeugung, die Stromliberalisierung und der Heimfall alter Wasserkraftwerke hat die Rolle der Kantonswerke verändert:

- Für Strom aus Wärmekraft-Kopplung im Versorgungsgebiet wurde ab 1990 eine Übernahmepflicht eingeführt.
- Der Heimfall von Wasserkraftwerken schuf Bedarf nach einem Anknüpfungspunkt für kantonale Beteiligungen. Meist wurden die Kraftwerke den Kantonswerken übereignet.
- Seit 2008 wird die Strombeschaffung vom Markt billiger. Manche kantonalen und kommunalen Verteilnetzbetreiber begannen mit Eigenbeschaffungen am Markt. Dies zwang die Axpo, ab 2014 marktorientierte Preise anzukündigen.
- Mit dem Ausbau der Photovoltaik gewinnt die Eigenproduktion im Versorgungsgebiet an Gewicht.

Mit der Ausgliederung einher ginge eine Reduktion des Haftungssubstrats, insbesondere für das Kernkraftwerk Beznau, welches sich direkt im Vermögen der Axpo befindet und durch

die übrigen Anlagen – Wasserkraftwerke - besichert ist.^f Besonders der Bund würde es wohl ungern sehen, wenn die Muttergesellschaften der Atomkraftwerke jene Anlagen, die noch über echte Substanz verfügen, aus ihrem Vermögen ausgliedern. Allerdings ist dies der Weg, den zum Beispiel der Stromkonzern E.on in Deutschland beschreitet. Mit der Ausgliederung der Kernkraftwerke und dem Gang an die Börse versucht der Konzern, die guten Anlagen zu retten und die Verantwortlichkeiten für die Altlasten auf neue Schultern zu verteilen.

Die Beteiligungen an Gösgen und Leibstadt sind allerdings bereits eigenständig und fallen damit juristisch nicht unter die Haftung der Axpo bzw. der beteiligten Kantone.⁴⁵

Schärfung der gesetzlichen Bestimmungen

Damit die Kantonswerke keine neuen unbezahlbaren Verpflichtungen oder Altlasten eingehen können, wären die gesetzlichen Kontrollen zu verschärfen:

- Die Bestimmungen über das Eigenkapital sollten klarere Vorgaben machen und das erforderliche Eigenkapital im Verhältnis zu den konsolidierten Assets definieren (unter Einbezug der Minderheitsbeteiligungen).
- Beteiligungen an Kraftwerken sollten, soweit nicht über Eigenkapital finanziert, nur auf einer non-recourse-Basis geschehen. (Bei Konkurs könnten sich die Kreditgeber am Objekt schadlos halten, nicht aber die Kantone belangen).
- Es sollten keine Investitionen mehr getätigt werden dürfen, die zu neuen Verpflichtungen mit ungeklärten Folgekosten oder Altlasten führen.

Veränderte Verfügungsgewalt der Axpo-Stimmrechte

Unter den neuen Bedingungen – Aufgliederung der Axpo und Schaffung einer „Bad Bank“ – wäre es sinnvoll zu prüfen, ob die Verfügungsgewalt über die Axpo Aktien vom Regierungsrat an die jeweiligen Kantonswerke übereignet werden soll. Mit Sicherheit würde das EKZ mit die Investitionen in Kernkraftwerke fachkompetenter und konservativer beurteilen als der Zürcher Regierungsrat, der sich in der Vergangenheit mehrheitlich stets als Partner der Atomlobby definierte.

Den Kantonswerken stünde es in Zukunft frei, im Versorgungsgebiet oder ausserhalb in erneuerbare Energien zu investieren oder diese von der Axpo zu beziehen.

Im Rahmen des WAS-Modells werden sie – im Unterschied zur Axpo – auch nach der vollen Marktöffnung einen festen Kundenstamm behalten.

Transparenz

Mehr Transparenz tut in vieler Hinsicht not:

- Die Aufsichtsbehörde ENSI sollte alle Berichte sowie die Angaben zur Revisionsplanung im Internet veröffentlichen. Nur so kann geprüft werden, ob die internen Einschätzungen der Betreiber mit jenen der Aufsichtsbehörde übereinstimmen und ob sie auch ausreichen, um internationalen Standards zu genügen.
- Die Atomkraftwerke sollten während der Restlaufzeit die Investitionsplanung offenlegen und bei einer Schliessung die vollen Kosten der Abwicklung. Darauf hat die Öffentlichkeit ein Recht, denn sie wird diese Kosten mitbezahlen.
- Zusätzlich zu den Publikationen von Ensi und AKW-Betreibern sollte eine unabhängige Fachstelle mit einem jährlichen Monitoring der Kosten alter Kernkraftwerke weltweit beauftragt werden. Dadurch soll die Einschätzung der laufenden und der zu erwartenden Kosten solcher Anlagen überprüfbar werden.
- Öffentliche Diskussion der Nachrüstungskosten: Über die Wahrhaftigkeit der Kostenschätzungen sollten jährlich öffentliche Hearings mit unabhängigen, in- und ausländischen Experten veranstaltet werden.

Entscheidungsrechte für Parlament und Bevölkerung über Finanzbeteiligungen

Die kantonale Finanzgesetzgebung sollte so geändert werden, dass die Kompetenzen über Kredite an Kraftwerken oder deren Muttergesellschaften gleich gehandhabt werden wie für andere Ausgaben. Im Zweifel soll die Bevölkerung die Möglichkeit haben, das Referendum

^f Der genaue Umfang dieser Besicherung Frage wäre juristisch genauer zu klären

gegen neue Beteiligungen zu ergreifen, wie dies für Windkraftanlagen wiederholt der Fall war (Volksabstimmungen in Zürich, Neuenburg, Winterthur usw.)

8. Handlungsbedarf auf Stufe Kanton Zürich / Stadt Zürich

Alle im vorherigen Kapitel gemachten Vorschläge gelten grundsätzlich auch für den Kanton Zürich. Sie werden hier aus Platzgründen nicht wiederholt.

Markttöffnung, Wettbewerb und der Verlust der Hochspannungsnetze verunmöglichen das Weiterbestehen der Verbundwerke in ihrer bisherigen Form. Für die Kantone wird es in erster Linie darum gehen, die Ära Atomenergie ohne grossen materiellen und finanziellen Schaden hinter sich zu bringen.

9. Anhang 1: Infografiken

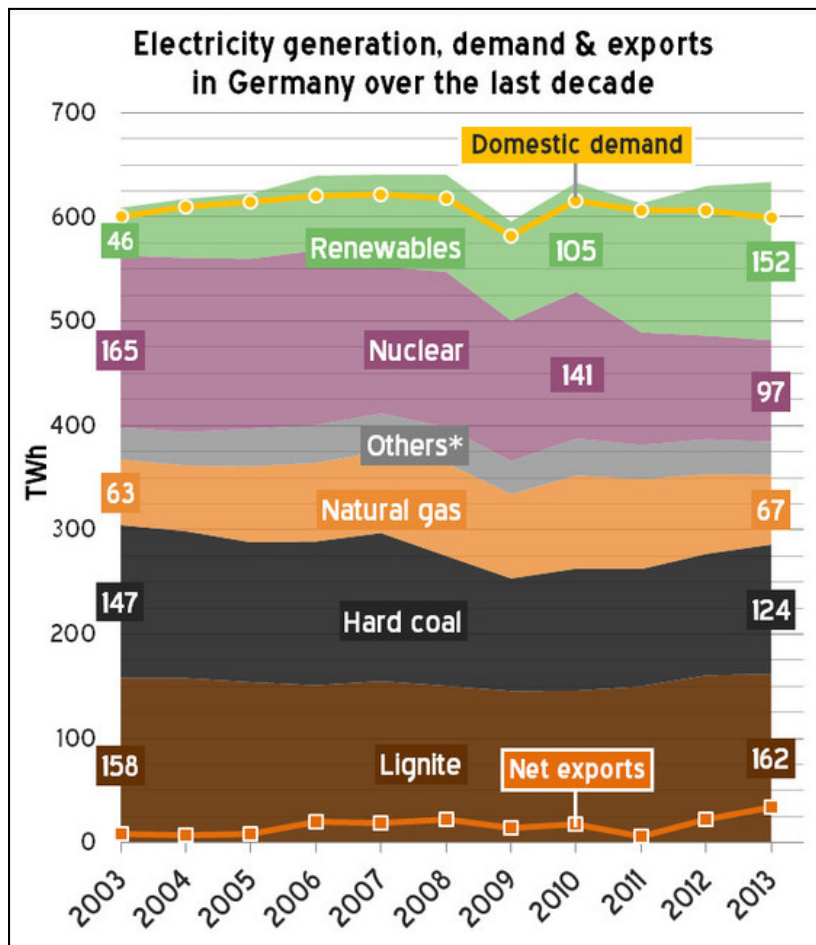


Abbildung 38 Strommix in Deutschland 2003-2013

www.energytransition.de

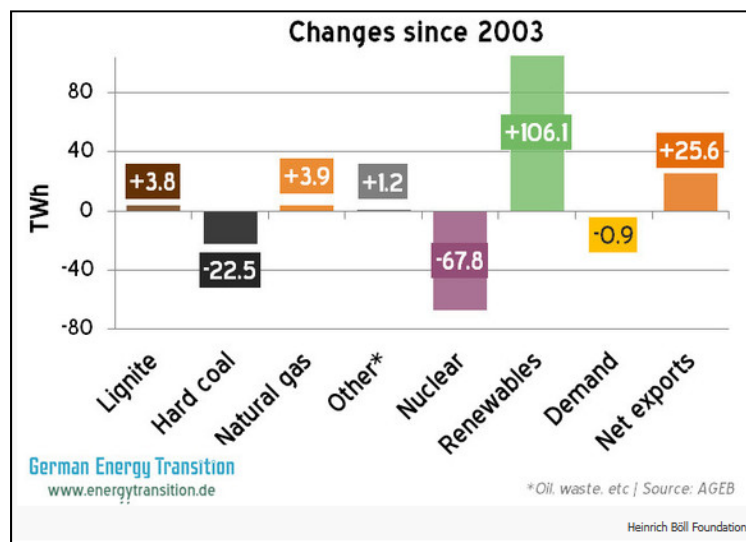


Abbildung 39 Veränderungen des deutschen Strommixes seit 2003

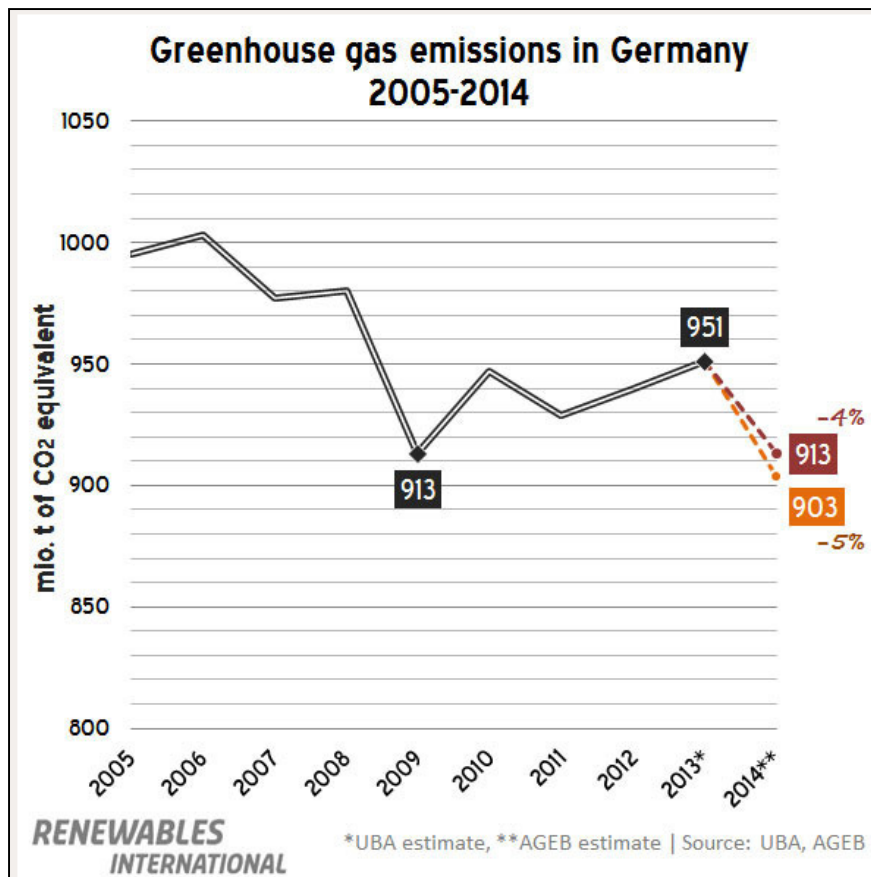


Abbildung 40 Treibhausgas-Emissionen Deutschland 2005-2014

<http://www.renewablesinternational.net/german-fossil-fuel-consumption-and-emissions-at-a-record-low/150/407/84356/>

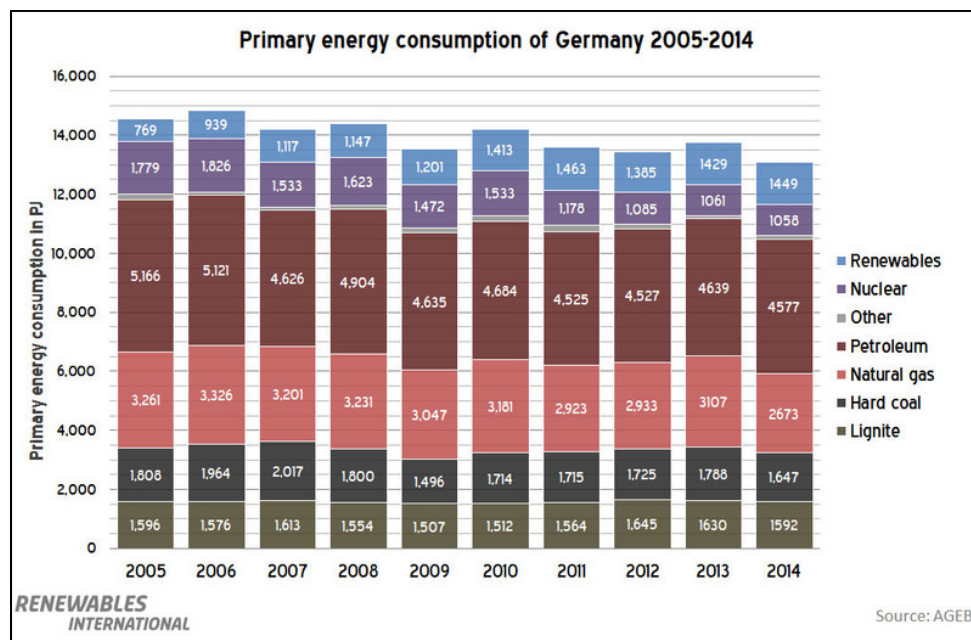


Abbildung 41 Primärenergieverbrauch Deutschland

<http://www.renewablesinternational.net/german-fossil-fuel-consumption-and-emissions-at-a-record-low/150/407/84356/>

Phelix Base Year Future												
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-15	-	-	129	35,25	-0,01	17:56	8.760	35,31	1.130.040	1.235.160	21.853	 
Cal-16	-	-	32	34,75	0,09	16:48	8.784	34,75	281.088	-	8.076	 
Cal-17	-	-	26	34,25	0,10	16:46	43.800	34,25	227.760	-	2.908	 
Cal-18	-	-	23	34,95	0,17	15:46	43.800	34,95	201.480	-	534	 
Cal-19	-	-	-	-	0,17	-	-	35,30	-	-	87	 
Cal-20	-	-	-	-	0,10	-	-	35,95	-	-	18	 
Phelix Peak Year Future												
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-15	-	-	15	45,50	-	16:02	12.528	45,35	46.980	15.660	4.098	 
Cal-16	-	-	5	44,60	0,01	15:53	3.132	44,60	15.660	-	2.653	 
Cal-17	-	-	1	44,15	0,25	15:57	3.120	44,08	3.120	-	687	 
Cal-18	-	-	-	-	0,10	-	-	45,00	-	-	136	 
Cal-19	-	-	-	-	-0,05	-	-	46,48	-	-	-	 
Cal-20	-	-	-	-	-0,10	-	-	47,73	-	-	-	 

Abbildung 42 Phelix Futures Handel: Preise für den Zeitraum 2015-2020 ⁴⁶

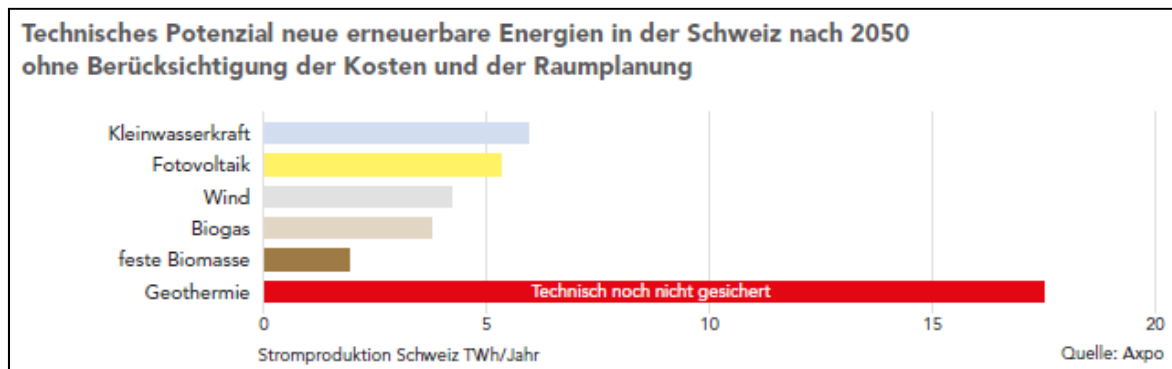


Abbildung 43 Quelle: Axpo: Strom für heute und morgen (6.9.2010)

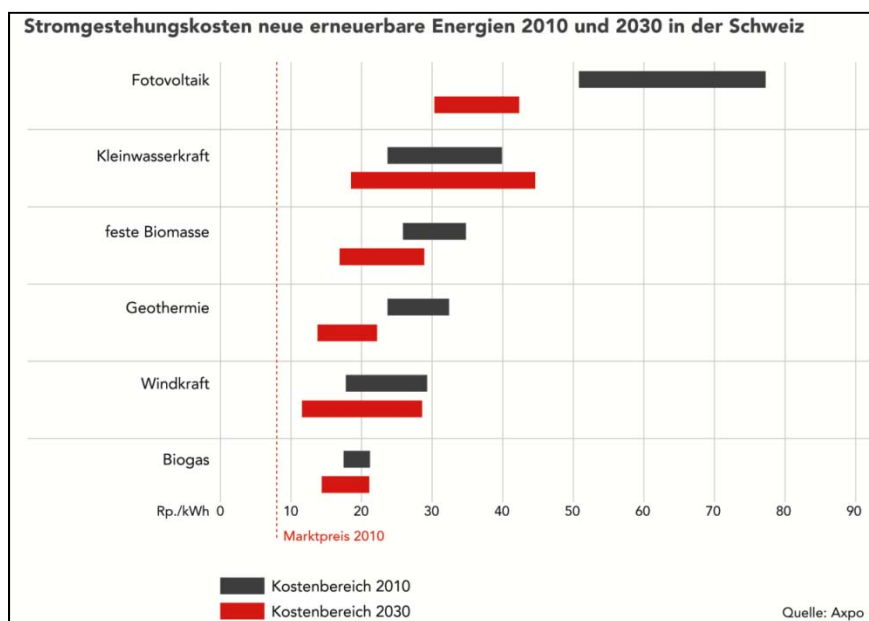


Abbildung 44 Quelle: Axpo: Strom für heute und morgen (6.9.2010)

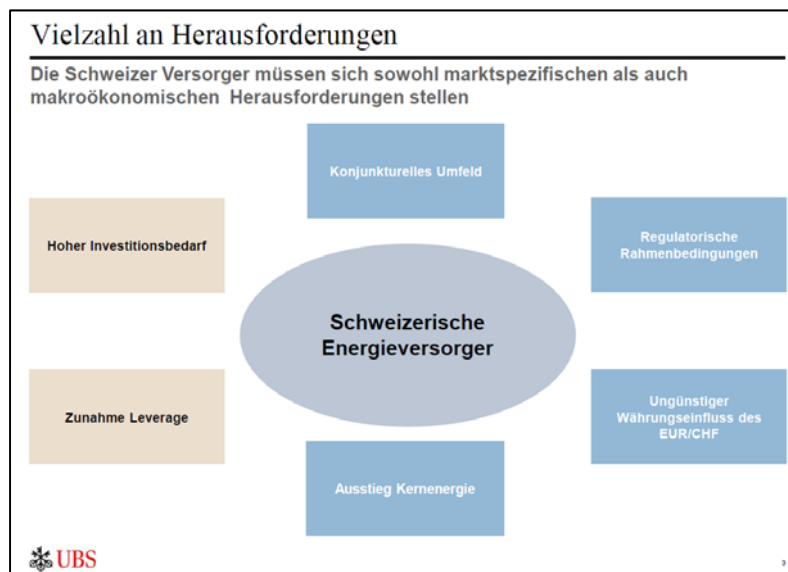
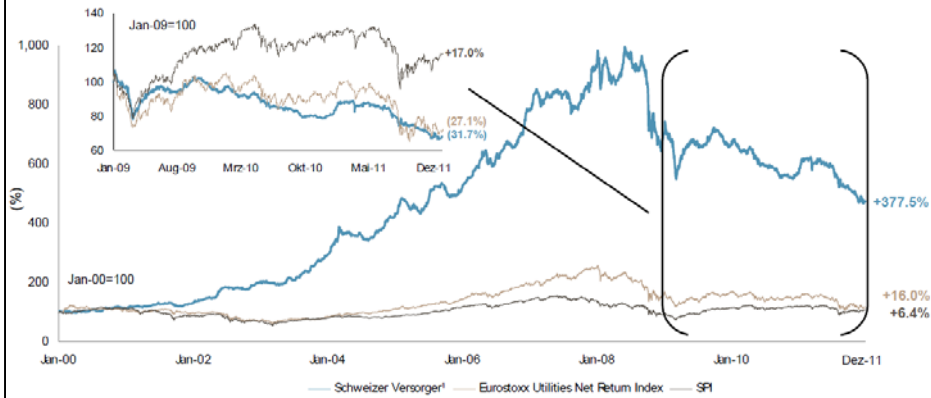


Abbildung 45 Herausforderungen aus der Sicht der UBS (2011)

Kursentwicklung widerspiegelt das schwierige Umfeld...

Nach einer signifikanten Outperformance der Schweizer Energieversorger gegenüber dem europ. Sektor und dem SPI...

Indizes-Vergleich



...war die Kursentwicklung in den letzten 3 Jahren im Gleichschritt mit den europ. Peers unterdurchschnittlich

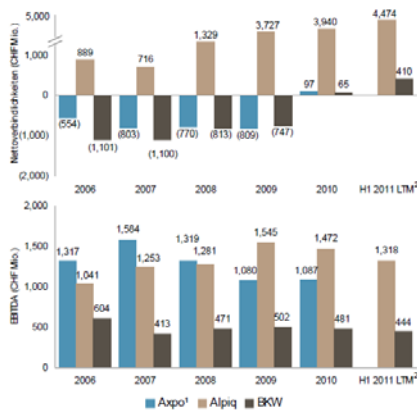
Quelle: Factset, Bloomberg per 31. Dez. 2011
Anmerkung: 1 Alpiq, BKW, CKW, EGL, Energiedienst, Repower, Romande Energie

Abbildung 46

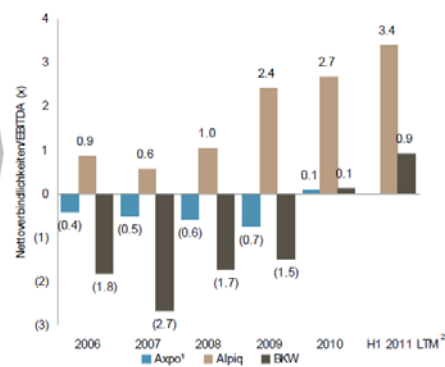
...wie auch die finanziellen Kennzahlen

Steigende Nettoverbindlichkeiten in Kombination mit stagnierenden oder rückläufigen operativen Betriebsergebnissen führen zu höherem Leverage

Entwicklung Nettoverbindlichkeiten und EBITDA



Entwicklung Leverage



Anmerkungen:
1 Axpos Geschäftsjahr endet am 30. September
2 LTM: Letzte 12 Monate („last twelve months“)

Abbildung 47

Alpiq Holding AG

[Add to watch list](#)
[Add to alarm list](#)
[Add to my charts](#)

Last trade CHF 90.00 1.01% Date / Time 30.12.2014 / 00:00:00

[Overview](#)
[Chart](#)
[Market data](#)
[Share details](#)
[Ratios](#)
[Company details](#)



BKW AG

[Add to watch list](#)
[Add to alarm list](#)
[Add to my charts](#)

Last trade CHF 29.45 0.00% Date / Time 30.12.2014 / 00:00:00

[Overview](#)
[Chart](#)
[Market data](#)
[Share details](#)
[Ratios](#)
[Company details](#)
[Analysts](#)



Repower AG

[Add to watch list](#)
[Add to alarm list](#)
[Add to my charts](#)

Last trade CHF 89.50 0.45% Date / Time 30.12.2014 / 00:00:00

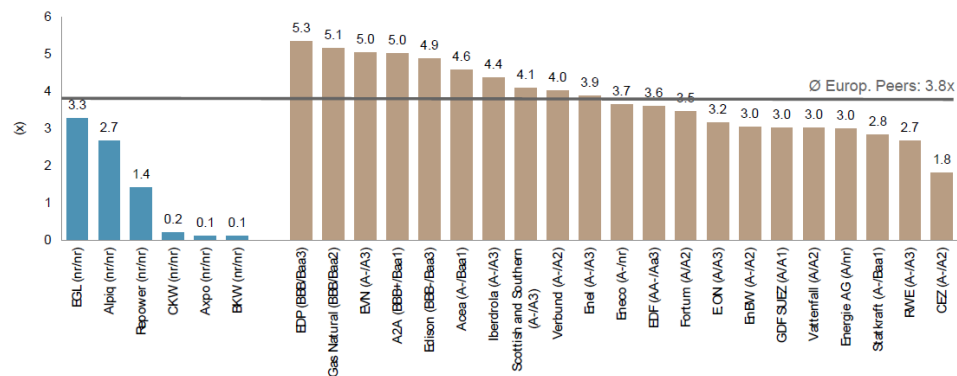
[Overview](#)
[Chart](#)
[Market data](#)
[Share details](#)
[Ratios](#)
[Company details](#)
[Analysts](#)



Rating-basierte Betrachtung der Schweizer Energieversorger

Die Schweizer Energieversorger weisen einen substantiell geringeren Leverage als ihre europäischen Mitbewerber aus

Leverage^{1,2}



Quelle: Standard & Poor's, Moody's, Unternehmensinformationen



Anmerkungen:

1. Basiert auf dem Geschäftsjahr 2010

2. Ratings in Klammern stammen von S&P/Moody's, Leverage ist definiert als Nettofinanzverbindlichkeiten / EBITDA

Eckpunkte der neuen Axpo-Strategie (2/2)

- Aufbau des neuen Zielfortfolios:
 - Wasserkraft im In- und Ausland
 - Investitionen in sicheren Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke
 - Neue Energien im In- und Ausland
 - Gas-Kombikraftwerke im In- und Ausland *)
- Energieeffizienz als Dienstleistung für Kunden sowie bei Axpo eigenen Anlagen, Kraftwerken, Gebäuden und Fahrzeugen

*) Inland aufgrund geltendes CO₂-Kompensationsgesetz momentan keine Option

10. Anhang 2: Reform des Emissionshandels

(Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit

<http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/emissionshandel/reform-emissionshandel/>)

Derzeit erfüllt der Emissionshandel seine Funktion als Klimaschutzinstrument nur eingeschränkt. Zwar funktioniert das Instrument und es werden die vorgesehenen Reduktionsziele erreicht, allerdings gehen wegen der im System aufgelaufenen Überschüsse an Berechtigungen zu geringe Anreize zur Emissionsminderung aus. Die Überschüsse haben im Wesentlichen zwei Ursachen: Die nicht vorhersehbare schwere Krise, dadurch Produktionsausfälle und geringerer Bedarf an Zertifikaten sowie zu hohe Nutzungsmöglichkeiten für Zertifikate aus Klimaschutzprojekten in Drittstaaten nach dem Kyoto-Protokoll. Die bei der Festlegung des Caps zugrunde gelegten Annahmen über den Ausbau der Erneuerbaren Energien und Verbesserungen bei der Energieeffizienz sind hingegen EU-weit richtig gewesen und haben keine Überschüsse verursacht. Um den Emissionshandel kurzfristig zu stabilisieren und nachhaltig zu stärken, werden drei Massnahmen auf EU-Ebene diskutiert:

- *Zurückhalten von Auktionsmengen zu Beginn und Rückführung am Ende der 3. Handelsperiode (so genanntes "Backloading") als kurzfristige Massnahme (bereits beschlossen);*
- *Einführung einer Marktstabilitätsreserve, die durch Anpassung der Auktionsmengen das Angebot im Hinblick auf Nachfrageschwankungen flexibilisiert und für Stabilität sorgt. Die EU-Kommission hat dazu einen Legislativvorschlag vorgelegt;*
- *Anhebung des Ambitionsniveaus des Emissionshandels im Rahmen der Festlegung der EU-Klimaziele für 2030.*

Damit nicht wertvolle Jahre für den Klimaschutz in den betroffenen Sektoren verloren gehen, ist es wichtig, den Emissionshandel mit den genannten Massnahmen zügig wieder auf Kurs zu bringen. Daher unterstützt die Bundesregierung den Kommissionsvorschlag zur strukturellen Reform des Emissionshandels, hält jedoch einen früheren Start bereits im Jahr 2017 für notwendig. Zudem sollten die im Rahmen des Backloading zurückgehaltenen Mengen direkt in die Reserve überführt werden, um die Überschüsse schnell abzubauen.

26. November 2014

Medienmitteilung

Stilllegungs- und Entsorgungsfonds: Prüfbericht basiert auf falschen Prämissen

Die Betreiber der Kernkraftwerke distanzieren sich vom Prüfbericht der Eidgenössischen Finanzkontrolle: Insgesamt treffen zentrale Darstellungen und Schlussfolgerungen und daraus abgeleitete Empfehlungen nicht zu, weil sie auf falschen Prämissen beruhen. Die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sind auf Kurs und das finanzielle Risiko für den Bund ist äusserst gering.

Die Eidgenössische Finanzkontrolle hat die Organisation der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds mit Blick auf das Haftungsrisiko des Bundes durchleuchtet. Resultat der Analyse ist ein Prüfbericht, der in der Finanzdelegation behandelt und anschliessend publiziert worden ist. Dem Bericht liegen wesentliche sachliche Mängel zugrunde, die zu falschen Darstellungen und Empfehlungen geführt haben:

- Die Entsorgung radioaktiver Abfälle ist Aufgabe der Verursacher, nicht des Bundes. Die Betreiber der fünf Schweizer Kernkraftwerke sind sich ihrer Verantwortung bewusst.
- Entgegen der Darstellung im Prüfbericht ist das finanzielle Risiko für den Bund äusserst gering, denn die Betreiber müssen notfalls mit ihrem ganzen Vermögen für die Kosten von Stilllegung und Entsorgung aufkommen. Die dafür notwendigen Gelder werden in die beiden Fonds ausgelagert, damit der Bund jederzeit den Zugriff darauf sicherstellen kann.
- Zur Finanzierung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten stehen die beiden Fonds zur Stilllegung und Entsorgung zur Verfügung. Deren Beiträge werden periodisch den aktuellen Kostenprognosen angepasst. Zusätzliche Sicherheit bietet die Substanz der Betreiberunternehmen und Eigentümer der Schweizer Kernkraftwerke.
- Die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sind auch nach schwierigen Börsenjahren auf Kurs. Von einer Finanzierungslücke kann nicht die Rede sein.
- Für die Tätigkeit des Bundes in Zusammenhang mit den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sind die Haftungsrisiken nach Verantwortlichkeitsgesetz äusserst gering. Die rechtlichen Anforderungen an eine solche Haftung dürften so gut wie nie erfüllt werden.
- Die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sind rechtlich verselbständigte Vermögen. Sie sind – entgegen der Darstellung im Prüfbericht – keine Organisation in Bundesverantwortung, in die eine Bundesaufgabe ausgelagert worden wäre. Weder Stilllegung und Entsorgung noch deren Finanzierung sind Bundesaufgabe. Die Anwendung der Corporate Governance-Grundsätze des Bundes auf die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds rechtfertigt sich daher nicht.
- Die Empfehlung, die Organe der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds ausschliesslich mit unabhängigen Mitgliedern zu besetzen, geht von der falschen Prämisse aus, dass die Fonds das Kosten- und Anlagerisiko tragen. Dieses liegt gemäss Kernenergiegesetz bei den Betreibern, denen auch die Mittel in den Fonds gehören. Es wäre unhaltbar, wenn die Betreiber nicht mehr in den Fonds vertreten wären.

<http://www.swisselectric.ch/de/2014- content---1--1069.html>

Bestimmungen im Kernenergiegesetz zur Nachschusspflicht für Entsorgungskosten

7. Kapitel:

Sicherstellung der Finanzierung der Stilllegung und der Entsorgung

Art. 77 Stilllegungsfonds und Entsorgungsfonds

- 1 Der Stilllegungsfonds stellt die Finanzierung der Stilllegung und des Abbruchs von ausgedienten Kernanlagen sowie der Entsorgung der dabei entstehenden Abfälle (Stilllegungskosten) sicher.
- 2 Der Entsorgungsfonds stellt die Finanzierung der Entsorgung der radioaktiven Betriebsabfälle und abgebrannten Brennelemente nach Ausserbetriebnahme der Kernanlagen (Entsorgungskosten) sicher.
- 3 Die Eigentümer von Kernanlagen leisten Beiträge an den Stilllegungs- und an den Entsorgungsfonds. Der Bundesrat kann Eigentümer von Anlagen mit geringen Stilllegungs- und Entsorgungskosten von der Beitragspflicht befreien.

Art. 78 Ansprüche

- 1 Jeder Beitragspflichtige hat gegenüber den Fonds einen Anspruch im Umfang seiner geleisteten Beiträge, einschliesslich des Kapitalertrags und abzüglich des Aufwands. Dieser Anspruch kann nicht veräussert, verpfändet, gepfändet oder zur Konkursmasse gezogen werden.
- 2 Übersteigt der Anspruch eines Beitragspflichtigen gegenüber einem Fonds die geleistete Zahlung, wird ihm der Überschuss innerhalb eines Jahres nach der Schlussabrechnung zurückerstattet.
- 3 Wird eine Kernanlage aus einer Konkursmasse übernommen, geht der Anspruch gegenüber den Fonds auf den neuen Eigentümer über; dieser hat diejenigen Beiträge zu leisten, welche die konkursite Gesellschaft den Fonds schuldet.
- 4 Wird die Gesellschaft nach Abschluss eines Konkursverfahrens mit Zustimmung des Departements im Handelsregister gelöscht und wird die Anlage nicht von einer anderen Gesellschaft übernommen, so fallen die eingezahlten Beiträge an die Fonds. Die Fonds verwenden diese Mittel zur Finanzierung der Stilllegungs- und Entsorgungsarbeiten für die betreffende Anlage. Der Bundesrat legt fest, wie ein allfälliger Überschuss verwendet wird.

Art. 79 Leistungen der Fonds

- 1 Reicht der Anspruch eines Beitragspflichtigen zur Deckung der Kosten nicht aus, deckt dieser die verbleibenden Kosten aus seinen Mitteln.
- 2 Weist der Beitragspflichtige nach, dass seine Mittel nicht ausreichen, deckt der Stilllegungs- oder der Entsorgungsfonds die verbleibenden Kosten mit den gesamten Mitteln. Dies gilt ebenfalls im Falle von Artikel 78 Absatz 4.
- 3 Der Entsorgungsfonds deckt die Kosten, die dem Bund durch die Entsorgungsleistungen nach Artikel 33 Absatz 1 Buchstabe b entstehen, aus den Beiträgen, die der Entsorgungspflichtige in den Fonds einbezahlt hat. Reichen diese Beiträge nicht aus, deckt der Fonds die verbleibenden Kosten mit seinen gesamten Mitteln.

Art. 80 Nachschusspflicht

- 1 Übersteigen die Zahlungen eines Fonds zu Gunsten eines Berechtigten dessen Anspruch, muss dieser dem Fonds den Differenzbetrag samt einem marktüblichen Zins zurückbezahlen.
- 2 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.
- 3 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.

4 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.

12. Anhang 4 Entsorgungskosten gemäss Kaspar Müller

WIRKLICH NUR 10 MILLIARDEN ?

Total Kostenschätzung 2011:	20 654 Mio. CHF ¹⁾
Bereits bezahlt (Entsorgungskosten)	– 5 100 Mio. CHF ^{2) 3)}
Noch offen (Overnight-Kosten):	15 554 Mio. CHF
Kostensteigerung 1.5 % p.a., 18 Jahre	20 334 Mio. CHF ⁴⁾
+ 30% Sicherheitsmarge	6 100 Mio. CHF ⁴⁾
Lücke Stand heute bis Ausserbetriebnahme	26 434 Mio. CHF
+70% auf 18 Jahre	

21 MILLIARDEN FEHLEN NOCH

1.5%, 18 Jahre, + 30% Sicherheitszuschlag ⁴⁾

Noch offen:	26 434 Mio. CHF
Gedeckt durch Fonds Ende 2013	5 269 Mio. CHF ⁵⁾
Lücke Stand heute bis Ausserbetriebnahme	21 165 Mio. CHF
Noch zu finanzieren durch:	
2 905 (1 709) Mio. direkt zu finanzierende Nachbetriebsphase	
4 080 (2 423) Mio. noch direkt zu fin. laufende Entsorgungskosten	
4 518 Mio. Ertrag bestehende Fonds (Annahme 3.5% p.a.)	
9 662 Mio. Zuwachs Fonds	
21 165 Mio.	

21 MILLIARDEN FEHLEN NOCH

Quellen

- 1) Kostenstudie 2011, Mantelbericht, swissnuclear, 13. Oktober 2011
& BFE Medienmitteilung vom 21. 11. 2012
- 2) BFE Medienmitteilung vom 6. 9. 2013
- 3) Faktenblatt Nr. 1 BFE vom 5. 9. 2013
- 4) Revision der SEFV: Erläuterungsbericht vom 21. August 2013
- 5) Information Finanzergebnisse der Fonds 4. Quartal 2013



«ATOMSTROM WAR NIE
WIRTSCHAFTLICH UND WIRD
ES NIE SEIN.»

Kaspar Müller, unabhängiger Finanzmarktextperte, deckt gravierende Mängel in der Bilanzierung der beiden AKW Leibstadt und Gösgen auf. Dies führt zu einer künstlichen Verbilligung von Atomstrom und zur Irreführung der Steuerzahler.

Magazin Greenpeace Nr.4-2014

Greenpeace: Herr Müller, Sie haben die Bilanzen der Schweizer AKW analysiert. Zu welchen Schlüssen sind Sie gekommen?

Kaspar Müller: Zu schier unglaublichen.

Die Kernkraftwerk Leibstadt AG (KKL) und die Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (KKG) tricksen in ihren Bilanzen und verstossen offensichtlich gegen das Obligationenrecht. Und das alles wird von den Revisionsgesellschaften KPMG und Ernst & Young abgesegnet. Für mich ist unverständlich, dass andere Finanz-, Rechnungslegungs- und Rechtsexperten sowie die Universitäten einfach schweigen dazu.

Warum sollten Gösgen und Leibstadt ihre Bilanzen frisieren?

Erstens brauchen sie die verfälschten Bilanzen, um für den Atomstrom zu tiefe Gestehungskosten auszuweisen. zweitens verschleiern sie damit die desolate wirtschaftliche Lage ihrer Unternehmen, die sie finanziell sanieren müssten.

Wie kamen Sie dazu, sich mit dem Thema zu beschäftigen?

Vor sechs Jahren hatte ich einen interessanten Auftrag der EU. Die verschiedenen Entsorgungs- und Stilllegungsfonds der EU-Länder wurden verglichen. Ich durfte einen Grossteil dieses Reports schreiben und musste mich dafür tief in die Materie einarbeiten.

Danach habe ich die Jahresberichte von Leibstadt und Gösgen angeschaut und konnte die Zahlen nicht nachvollziehen. Also habe ich mich immer weiter vertieft und viel Zeit investiert. Übrigens hat mich niemand dafür bezahlt. Ich habe das als Privatperson gemacht, weil ich verstehen wollte, was da abgeht.

Was läuft falsch?

Ich möchte betonen, dass ich nichts zu technischen Sicherheitsfragen sagen kann. Ich äussere mich nur zu Accounting und Finanzierung, damit beschäftige ich mich beruflich seit über dreissig Jahren. Zuerst möchte ich aber etwas zur ökonomischen Struktur sagen: Die beiden Kernkraftwerke sind Aktiengesellschaften – die Aktien gehören unter anderem den grossen Energieunternehmen Axpo, Alpiq oder BKW und somit einer Reihe von Kantonen und Städten. In diesen Aktiengesellschaften hat aber keiner die Mehrheit, deshalb wird auch niemand die Verantwortung übernehmen. Gerät nun eine AKW-Gesellschaft ökonomisch in Schwierigkeiten, müssen laut Gesetz die anderen AKW-Betreiber Geld einschiessen, sofern

sie das überhaupt noch können. Doch im Kernenergiegesetz steht auch, dass der Bund einspringt, wenn es für die Betreiber von Kernkraftwerken «wirtschaftlich nicht tragbar ist», dafür aufzukommen. Die Kernkraftwerke haben damit faktisch eine Staatsgarantie.

Das heisst, wenn ein AKW pleitegeht, zahlen die Steuerzahler?

Richtig. Und das würde sicher dramatisch, weil Kantone, die schon seit Längerem bewusst aus der Kernenergie ausgestiegen sind -wie zum Beispiel Basel-Stadt -, sicher nicht zahlen wollen. Dass die Kernkraftwerke einmal nicht mehr zahlen können, davon muss man ausgehen, weil die Kosten für den Atomstrom, aber auch für die Stilllegung der Reaktoren und die Entsorgung des radioaktiven Abfalls völlig unterschätzt werden. Der Bund geht davon aus, dass das Endlager bis ins Jahr 2116 in Betrieb ist – woher soll das Geld kommen, um in diesen hundert Jahren die Kosten zu decken? Wenn man alles sauber rechnet, sind es allein in den nächsten 18 Jahren mindestens 26 Milliarden, die aufgebracht werden müssten. Rund 5 Milliarden sind heute in die Fonds einbezahlt – es fehlen also noch 20 Milliarden.

Wie konnte es soweit kommen?

Man hat in den letzten Jahren zu optimistisch gerechnet, weil man auch glaubte, mit dem Geld, das schon in den Fonds liegt, satte Renditen herauszuholen. Der Bund hat bemerkt, dass man zu optimistisch war, und kürzlich die Vorgaben für die nächsten 18 Jahre angepasst

... Danach sollten Gösgen und Leibstadt vom Netz sein.

Genau. In dieser Zeit rechnet der Bund mit einer durchschnittlichen Inflation von 1,5 Prozent und einer Anlagerendite von 3,5 Prozent. Zudem baut er richtigerweise bei den Kosten eine Sicherheitsmarge von 30 Prozent ein. Es ist klar, den nuklearen Abfall müssen wir entsorgen und die Rechnung bezahlen. Doch sollen die Verursacher und nicht die Steuerzahler dafür aufkommen.

Warum ist nicht bereits mehr Geld in den Fonds? Die Kraftwerke sind ja seit 30 oder mehr Jahren in Betrieb.

Die Werke haben erst 1985 begonnen, in den Stilllegungsfonds einzuzahlen. Damit soll dann der Rückbau der AKW finanziert werden. Den Entsorgungsfonds - mit dem die sichere Langzeitlagerung des radioaktiven Abfalls bezahlt werden soll - haben sie sogar erst ab 2001 geöffnet. Das widerspricht dem Vorsichtsprinzip. Ich nenne das unverantwortlich und Missmanagement -und es hat bewirkt, dass die Kosten für Atomstrom falsch, nämlich zu billig dargestellt wurden. Atomstrom war nie wirtschaftlich und wird es nie sein. Das rächt sich heute doppelt, weil die AKW ihren zu teuren Strom nicht mehr loswerden, obwohl sie angeblich sehr tiefe Gestehungskosten haben. Würde man korrekt rechnen, lägen diese pro Kilowattstunde nicht bei 4 oder 5 Rappen, wie die Betreiber behaupten, sondern bei deutlich über 10, eher gegen 20 Rappen. Zudem sind die Anlagen nicht adäquat versichert, sonst wäre dieser Strom noch viel teurer.

Zurück zu den Bilanzen: Wie wird getrickst?

Es gibt mehrere gravierende Fehler. Einer betrifft die Wertschriften im Stilllegungs- respektive im Entsorgungsfonds, die in den Bilanzen der Betreiber falsch bewertet werden. Gösgen wie Leibstadt setzen nicht den realen Marktwert ein, sondern einen hypothetischen, wesentlich höheren Wert, der theoretisch einmal an der Börse erzielt werden könnte. Das ist illegal, das Obligationenrecht lässt das nicht zu. Bei den beiden AKW Beznau und Mühleberg wird es korrekt gemacht. Da sind übrigens dieselben Revisionsfirmen involviert, sie wissen also, dass die Buchführung von Leibstadt und Gösgen gegen das Gesetz verstösst.

Greenpeace und der Trinationale Atomschutzverband hatten Gösgen und Leibstadt vor zwei Jahren angezeigt. Das führte aber zu nichts.

Stimmt. Und das ist absolut nicht nachvollziehbar. Die Solothurner Staatsanwaltschaft schrieb in ihrer Einstellungsverfügung, das Eigenkapital von Gösgen wäre damals zu beinahe 80 Prozent aufgebraucht gewesen. Sie räumte ein, «Sanierungsmassnahmen wären unumgänglich gewesen». Sie teilte also meine Analyse, schob dann aber nach: «Da es sich je- doch ausschliesslich um Buchverluste gehandelt hat und insbesondere die Liquidität der Unternehmung nicht tangiert war, machen die vom Obligationenrecht vorgesehenen Sanierungsmassnahmen schlicht keinen Sinn.» Deshalb wurde das Verfahren eingestellt. Das ist unglaublich! Es obliegt nicht der Staatsanwaltschaft, das Gesetz zu interpretieren -sie muss es anwenden. Es wäre, wie wenn jemand mit 100 Stundenkilometern durch ein Dorf fährt, weil er es eilig hat. Die Polizei erwischt ihn, doch danach heisst es, dass das Gesetz in diesem Fall nicht anzuwenden sei, weil er sonst ja zu spät gekommen wäre. Die Einstellungsverfügung der Aargauer Staatsanwaltschaft bezüglich Leibstadt war übrigens identisch.

Die AKW Beznau und Mühleberg führen korrekt Buch. Das überrascht.

Soweit ich das sehen kann, schon. Aber es gibt keine detaillierten Zahlen, weil die beiden Kernkraftwerke keine eigenen Aktiengesellschaften sind, sondern in die Axpo AG respektive die BKW Energie AG integriert sind.

Sie haben weitere Fehler erwähnt. Worum geht es da?

In der Erfolgsrechnung werden kalkulatorische Wertschriftenerträge verbucht, Erträge also, die man nicht erzielt hat. Ohne diese fiktiven Erträge hätten Leibstadt und Gösgen keine Dividende bezahlen können. Und in den Bilanzen von KKL und KKG finden sich Aktivposten namens «zu amortisierende Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung». Diese Kosten als Aktiva zu führen, verstösst ebenfalls gegen das Obligationenrecht. Das darf man nicht!

Wie viel fehlen dann am Ende bei Gösgen und bei Leibstadt ?

Ende 2011 sind es bei der KKG 969 Millionen Franken gewesen, bei der KKL 868 Millionen. Nach Gesetz müsste der Verwaltungsrat Konkurs anmelden oder schleunigst sanieren. Dann müssen die Aktionäre, also die Kantonsregierung - gen dazu stehen und sagen: Liebe Steuerzahler, wir müssen die beiden Kernkraftwerke mit rund je einer Milliarde neuem Kapital ausstatten.

Das wollen sie aber nicht. Wie soll es weitergehen?

Wichtig ist, dass die Steuerzahler merken, dass es sich hier um gravierende Gesetzesverstösse handelt, die man auch bei anderen Unternehmen anzeigen müsste. Es sind übrigens Officialdelikte. Und natürlich erwarte ich von den Staatsanwaltschaften, dass sie von sich aus gegen die Betreibergesellschaften KKG und KKL vorgehen. Auch die Revisionsbranche müsste reagieren, denn sie darf sich nicht zur Komplizin von Unternehmen machen, die gegen das Obligationenrecht verstossen.

Das Interview wurde von Susan Boos geführt.

Kaspar Müller (62) lebt in Basel. Der unabhängige Ökonom und Finanzmarktexperte amtiert unter anderem als Präsident von Ethos Genf. 1991 bis 2012 war er Mitglied der Fachkommission Swiss GAAP FER, die sich mit den Fragen der korrekten Bilanzierung beschäftigt.

*«Würde man korrekt rechnen läge der Atomstrom nicht
bei 4 oder 5 Rappen, sondern bei 10-20 Rappen pro Kilowattstunde.»*

13. Anhang 5: Neugliederung der E.on

Der ähnlich wie die Axpo aufgestellte Eon Konzern kommunizierte seine Neustrukturierung wie folgt
(Hervorhebungen RR):

Die E.ON SE fokussiert sich auf die neue Energiewelt und die Kundengeschäfte. Der Konzern wird künftig aus drei Säulen bestehen: Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Diese bauen aufeinander auf, verstärken sich gegenseitig und sichern ein stabiles und wachstumsstarkes Geschäftsportfolio. Dem so fokussierten Unternehmen werden rund 40.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zugeordnet, die durch die Konzentration des Konzerns auf die Kundenbedürfnisse von morgen gute Entwicklungschancen in einem internationalen Energiekonzern haben.

E.ON wird in der neuen Aufstellung ihren rund 33 Millionen Kunden zukunftsfähige Lösungen für deren Bedürfnisse anbieten. Die drei Geschäftsfelder werden mit innovativen Konzepten weiterentwickelt. Dafür erhöht E.ON die Investitionsmittel bereits im nächsten Jahr um rund 500 Millionen Euro gegenüber den bislang für 2015 geplanten 4,3 Milliarden Euro. Ein besonderer Schwerpunkt wird der Ausbau der Windenergie in Europa und in ausgewählten weiteren Zielmärkten sein. Auch das Photovoltaik-Geschäft wird intensiviert. Die Energieverteilernetze in den europäischen Heimatmärkten und auch in der Türkei werden zu intelligenten Netzen modernisiert, damit die Kunden neue Produkte und Dienstleistungen rund um das Thema Energieeffizienz und dezentrale Erzeugung einsetzen können....

Im Rahmen ihrer Co-Investment-Aktivitäten arbeitet E.ON bereits heute mit europäischen und amerikanischen Start-Ups zusammen, die vielversprechende Energielösungen auf der Basis von Zukunftstechnologien entwickeln.

....

„Die Umgestaltung der Energieversorgung braucht auch künftig einen langfristig sicheren Rückhalt und Zugang zu den globalen Handelsmärkten für Energieprodukte. Nur auf Basis einer jederzeit sicheren Energieversorgung kann der Strukturwandel in den kommenden Jahrzehnten gelingen. Genau darauf wird sich die Neue Gesellschaft mit ihrem Portfolio konventionelle Erzeugung, globaler Energiehandel und Exploration & Produktion konzentrieren“, erläuterte Teyssen. Mit dieser Fokussierung biete sie auch beste Voraussetzungen, die erforderliche Konsolidierung der europäischen Stromerzeugung anzuführen und attraktive Dienstleistungen für die Systembedürfnisse der Zukunft anzubieten.

E.ON hat in der letzten Dekade führende Stellungen im Bereich der konventionellen Stromerzeugung in Europa und Russland aufgebaut. Durch die konsequenten Anpassungen des Stromerzeugungsparks und dessen Produktionskosten wurden in den letzten Jahren die Voraussetzungen für eine nachhaltige Profitabilität geschaffen. Mit einem starken Erdgasportfolio, das von der Exploration & Produktion über Transportleitungen nach Europa und langfristige Gasbeschaffungsverträge bis zu erheblichen Speicherkapazitäten in Deutschland reicht, gehört E.ON zu den grössten Marktteilnehmern im Erdgasgeschäft der Zukunft. Diese Aktivitäten im Strom- und Erdgasgeschäft werden in der Neuen Gesellschaft auch weiterhin mit der anerkannten Handels-Einheit des Konzerns auf globalen Commodity-Märkten und europäischen Handelsplattformen verbunden sein.⁴⁷ E.ON trennt klar die Produktion und den Handel mit Strom und Erdgas von den Endkundengeschäften und macht beides damit für die Regulatoren noch transparenter. Neue Technologien können schneller in die Märkte gebracht werden, gleichzeitig werden wichtige Beiträge zur Versorgungssicherheit geleistet. Beide Teile der heutigen E.ON werden zukunftsfähig weiterentwickelt.

Neugliederung des Konzerns

E.ON wird im ersten Schritt eine Mehrheit der Kapitalanteile an der Neuen Gesellschaft zugunsten seiner Aktionäre mit dem Ergebnis einer Entkonsolidierung abspalten (Spin-off). Die verbleibenden Minderheitsanteile sollen marktschonend über einen mittelfristigen Zeitraum über die Börse platziert werden, um E.ON schrittweise weitere finanzielle Spielräume für künftige Wachstumsinvestitionen zu geben.

...

Sämtliche Kapitalmarktverbindlichkeiten des heutigen Konzerns verbleiben bei E.ON. Die Finanzgläubiger des Konzerns behalten damit den bewährten, starken und auf Wachstum ausgerichteten Schuldner.

Die Neue Gesellschaft wird mit einer starken Nettofinanzposition so aufgestellt, dass sie ein solides Investment-grade-Rating erhalten kann.

Die bestehenden Rückstellungen für Rückbau und Entsorgung kerntechnischer und konventioneller Anlagen werden durch die bilanzielle Ausstattung der neuen Gesellschaft in vollem Umfang abgedeckt. Durch die Entlastung der Neuen Gesellschaft von sämtlichen bestehenden Kapitalmarktverbindlichkeiten und die solide Finanzausstattung wird sich der neue, börsennotierte Konzern durch eine hohe finanzielle Robustheit auszeichnen.

Investoren erhalten attraktive Beteiligungen an klar aufgestellten Unternehmen

Das Portfolio von E.ON in der künftigen Aufstellung und das der Neuen Gesellschaft werden sich hinsichtlich Wachstum, Risiko, Innovationstempo und Cashflow-Profil erheblich unterscheiden. Die jeweiligen strategischen Herausforderungen bedingen zudem unterschiedliche Zugangsbedürfnisse zu den Finanzmärkten. Somit entsteht durch die Neuaufstellung des Konzerns ein weiterer attraktiver Aktienwert. Die zwei börsennotierten Unternehmen werden für unterschiedliche Investorengruppen interessant sein. Die E.ON SE bietet ihren Investoren attraktive Erträge mit geringer Volatilität und klaren Wachstumschancen. Die Investoren der Neuen Gesellschaft profitieren von Cashflows aus dem bestehenden Geschäftsportfolio in Europa und Russland und zusätzlich von Chancen aus der erwarteten Neuordnung der europäischen Erzeugungsmärkte. E.ON ist deswegen überzeugt, dass die Neuaufstellung den heutigen E.ON-Aktionären zusätzliche Wertpotenziale eröffnet.

....

Verändertes Marktumfeld führt zu Wertberichtigungen

Im Rahmen der laufenden Jahresabschlussarbeiten und der neuen Unternehmensplanung hat der E.ON-Vorstand die Werthaltigkeit der Vermögensteile aktuell überprüft. Insbesondere aus der verminderten Werthaltigkeit der südeuropäischen Geschäfte und von Kraftwerken werden neben den in den ersten drei Quartalen ausgewiesenen Wertberichtigungen von rund 700 Millionen Euro weitere ausserordentliche Abschreibungen in einer Größenordnung von 4,5 Milliarden Euro für das Geschäftsjahr erwartet. Die nicht zahlungswirksamen Wertberichtigungen werden zu einem erheblichen Konzernfehlbetrag im Geschäftsjahr 2014 führen. Der Ausblick für das EBITDA und den nachhaltigen Konzernüberschuss im Gesamtjahr 2014 wird jedoch weiterhin ausdrücklich bestätigt.

Dividendenankündigung für die Geschäftsjahre 2014 und 2015 schafft Transparenz für Investoren

Mit Blick auf diese strategischen Entwicklungen, den Umbau des Konzerns und die damit verbundenen absehbaren Unsicherheiten hat der Aufsichtsrat dem Vorschlag des E.ON-Vorstands zugestimmt, eine feste Dividende von jeweils 0,50 Euro für die Geschäftsjahre 2014 und 2015 anzustreben. Dies gilt insbesondere unabhängig von möglichen Konsequenzen der Portfoliobereinigung und der gebotenen bilanziellen Behandlung der Neuaufstellung oder des Ausgangs der laufenden Verfahren zur deutschen Kernbrennstoffsteuer.

Kommentar

Die E.on hat bei einer ähnlichen Ausgangslage wie Axpo folgendes beschlossen:

- Eon spaltet sich auf in Eon und die „Neue Gesellschaft“, in der konventionelle Energieträger gebündelt werden.
- Die Abspaltung der Atom-, Kohle- und Gaskraftwerke soll an die Börse. Zu dem abgespalteten Teil gehören auch der globale Energiehandel sowie die Bereiche Exploration und Produktion von Erdgas. Die Neue Gesellschaft soll keine Finanzverbindlichkeiten aufgedrückt bekommen. Dafür übernimmt sie die Rücklagen zum Abriss der Atomkraftwerke und für die Einlagerung des Atommölls.
- Eon behält 40.000 der Mitarbeiter, die Neue Gesellschaft soll 20.000 bekommen.

Die Frage ist: was sind die alten konventionellen Kraftwerke im Umfeld tiefer Grosshandelspreise noch wert? Und wer will in eine Gesellschaft investieren, die für die Atom-Entsorgungskosten haftet?

In den Verlautbarungen von E.on fällt auf, dass der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken und Atomkraftwerken keinerlei Gewicht mehr beigemessen wird. Umso mehr gilt Erdgas als Trumpf. Dies ist erklärbar, weil E.on in die kohledominierte Stromversorgung Deutschlands integriert ist und weil Erdgas als flexible Ergänzung besser zu den erneuerbaren Energien passt als Kohle. Als Unternehmen mit eigener Explorations- und Fördertätigkeit gehört es nicht zu den Preisnehmern wie Axpo; dank Gaslagerstätten kann E.on ähnlich flexibel agieren wie die Pumpspeicherwerke in der Schweiz.

14. Anhang 6 Energieeffizienz als Geschäftsfeld

In einer zukunftsgerichteten Entwicklung der elektrischen Energieversorgung ist sowohl ein SSM Modell (Supply Side Management) wie auch ein DSM-Modell (Demand Side Management) notwendig. Die Axpo hat als Teilnehmer am internationalen Stromhandel breite Erfahrungen im Bereich des Supply Side Managements, sollte die Aufmerksamkeit aber ergänzend auch auf das Geschäftsfeld des Demand Side Managements richten, denn angesichts volatiler Strompreise sind beide Seiten miteinander verknüpft.

Grundsätzlich sollte die elektrische Versorgung auf die längerfristig wirtschaftlichste Art (Demand, also mit Effizienzmassnahmen oder Supply, also mit neuen erneuerbaren Energien) erfolgen. Die Effizienzpotentiale im elektrischen Bereich werden dank technischen Entwicklungen immer grösser.

Die Kantone müssten mit Axpo zusammenarbeiten. Massnahmen in den folgenden fünf Bereichen wären vielversprechend:

1. Technischen Verbesserungen der elektrischen Antriebssysteme **in der Industrie, bei Infrastrukturanlagen und grossen Gebäuden**. Dies umfasst Pumpen, Ventilatoren, Kältekompressoren, Druckluftkompressoren, Transportsysteme für Personen und Güter sowie mechanische Prozessmaschinen. Alle diese Maschinen können durch effizientere Komponenten, genauere Dimensionierung, bessere Systemabstimmung beim Zusammenbau und koordinierten lastgeregelten Betrieb beträchtlich verbessert werden. Bei bestehenden industriellen Anlagen ist dieses Effizienzpotential bei weitem nicht erkannt, geschweige denn aktiv und systematisch erfasst und kontinuierlich verbessert. Der bisherige freiwillige Ansatz (EnAW, Zielvereinbarungen, Grossverbraucherartikel) hat sich als einseitig auf CO₂-Verminderungen und CO₂-Abgabevermeidung konzentriert. Neu kann durch die KEV-Rückvergütung und die neue ACT (Cleantech Agentur Schweiz) eine Verbesserung erzielt werden. Sie würde aber auch gesetzliche Massnahmen erfordern, wie:
 - Verpflichtende 3-4 jährige Industrieaudits (wie in der EU)
 - Förderprogramme (wie wettbewerbliche Ausschreibungen, etc.)
 - Ausbildungsprogramme (wie das geplante CAS „Energietechnik- und -management Programm für die Industrie“).
 - Verschärfung der Mindestanforderungen für neue Pumpen, Ventilatoren und Motoren; neu auch für Frequenzumrichter und Kompressoren.
 - Einführung einer Altersgrenze (20 Jahre) für bestehende Maschinen und einer Erneuerungspflicht.
2. Technische Verbesserungen im Bereich **elektrische Geräte im Haushalt und Dienstleistungsbereich**. Dies umfasst Beleuchtungsanlagen (Lampen, Leuchten, Betriebsgeräte Lichtsteuerungen), elektrische Haushaltgeräte und deren gewerbliche Anwendungen und elektronische Geräte für Informatik und Kommunikation. In all diesen Bereichen ist die kontinuierliche Verschärfung der Zulassungsbedingungen (Mindestanforderungen) für Verbrauch im Betrieb und im Standby, mindestens gemäss EU Eco-design Richtlinien notwendig. Zudem ist die Verbesserung des Datenzugangs für Endkonsumenten für Bestprodukte (Best Available Technology): www.topten.ch notwendig. Parallel dazu soll eine nationale (und europäische) Produktregistrierung aufgebaut werden, bei der am Produkt auf der Energieetikette mit einem QR-Code auf ein standardisiertes Datenblatt zugegriffen werden kann und dadurch die Performancedaten leicht zugänglich sind.
3. Systematischer Ersatz **unsinniger elektrischer Anwendungen** wie ohmsche Elektroheizungen (Heizung und Warmwasser) in bestehenden Anlagen durch kantonale Vorschriften und Ersatzprogramme.

4. **Beschränkung und Effizienz-Qualifizierung neuer elektrischer Anwendungen** wie Elektroauto- und –fahräder, Wärmepumpen, etc.
5. Förderung der **dezentralen Wärme-Kraftkoppelung im industriellen Bereich**.

Ein DSM-Modell bedeutet, bezogen auf die **politischen und ökonomischen Handlungsmöglichkeiten** der Kantone, resp. der teilweise oder ganz in seinem Besitz stehenden EVU (Axpo, EKZ) und weiterer EVU der Gemeinden (ewz, etc.), insbesondere:

1. Koordiniertes Vorgehen in Bezug auf DSM aller EVU und Gemeinden im Kanton.
2. Kantonales Finanzierungsmodell für Effizienzinvestitionen und Förderbeiträge in DSM.
3. Kantonales Beratungs- und Schulungszentrum für Gemeinden und industrielle Anwender.
4. Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen.
5. Bevorzugtes Tarifmodell für DSM-Investitionen und programmierbare Abschaltmöglichkeiten (Smart Metering)
6. Beratung für KEV-Rückvergütung von elektrointensiven Betrieben (>5% der Wertschöpfung)
7. Aufbau eines Effizienzkraftwerkes: Kauf von verpflichtenden Anteilen an Effizienzmassnahmen in grösseren Betrieben (> 1 GWh/a Elektrizitätsverbrauch) in den Kantonen.
8. Contracting (d.h. Beratung, Optimierung, Finanzierung und Betrieb) von grösseren Anlagen.
9. Gezielte Forschungs- und Entwicklungsförderung für Effizienztechnologien in der Industrie.
10. Jährliche Auszeichnung optimierter Effizienzanlagen.
11. Aufbau eines Monitoring Systems zur Steuerung der Mindestanforderungen und der Förderprogramme.

15. Anhang 7 Weitere Empfehlungen

Fehlende Analytik – Klärungsbedarf

1. Die Axpo GL legt offen, dass die laufenden Kernkraftwerke nicht mehr rentabel sind, sie schweigt aber zur zukünftigen Rentabilität unter Berücksichtigung aller zu erwartenden Kosten (Nachrüstung, Entsorgungskosten).
2. Um die Rentabilität zu erfassen, müssen Szenarien erarbeitet werden, die den Anteil der erneuerbaren Energien und die Strompreis-Entwicklung bis 2030 thematisieren. Die Nachfrage nach Bandenergie ist umgekehrt proportional zur Verfügbarkeit von neuen erneuerbaren Energien, das heisst die Nachfrage nach Grundlast-Kraftwerken geht rasch zurück.
3. Neue Investoren agieren bei der Photovoltaik ausserhalb der klassischen Elektrizitätswirtschaft. Die Deckung des Eigenverbrauchs mittels Solardächern reduziert die Nachfrage nach Elektrizität zu Spitzenzeiten. Strom-Überschüsse werden ins Netz eingespeist. Dadurch sinkt die Auslastung der unflexiblen Anlagen. Diese Entwicklung ist zu berücksichtigen.
4. Die Frage stellt sich, welche Kraftwerke bei einem crowding-out der Stromerzeugung weichen sollen. Bis 2022 ist erst die Schliessung von deutschen Atomkraftwerken definiert. Viele Kohlekraftwerke können zu geringen Kosten Winterstrom anbieten und werden nicht ganz vom Markt verschwinden, sondern auf Kaltreserve umgestellt.

5. Geht es um Grundlast übers ganze Jahr, dann sind die Lauf-Wasserkraftwerke wirtschaftlich im Vorteil, weil sie a) hohe Akzeptanz b) niedrigere Grenzkosten und c) bei Bedarf staatliche Förderung geniessen.
6. Geht es um Grundlast für die kalte Jahreszeit, dann dürften Kohlekraftwerke wesentlich billiger produzieren als Atomkraftwerke, weil sie weniger Fixkosten aufweisen. Mit dem weiteren Ausbau der Windenergie wächst auch das Strom-Angebot im Winter markant.
7. Verschiedene Szenarien zeigen, dass die Peak-Load Preise in Zukunft deutlich unter die Base-Load-Preise sinken werden. Doch die Preise während der Nacht werden nie die hohen Notierungen erreichen, die früher für Spitzenstrom am Tag galten, weil die Anpassung der Tarifstrukturen dazu führen werden, dass viele Heizungen nicht länger in der Nacht, sondern Tag beschickt werden. Der Absatzmarkt für Nachtstrom wird deshalb tendenziell sinken.
8. Die Einführung von smart grids mit automatisierten, börsenpreis-abhängigen Strompreisen wird die Nachfrage nach Bandenergie weiter absenken.

Fehlende Analytik der Kernkraftwerke und ihrer Kosten

1. Die Annahme, dass die Atomkraftwerke in Zukunft je wieder rentabel werden, ist mutig. Ihr Marktanteil entwickelt sich nämlich umgekehrt proportional zum Ausbau der neuen erneuerbaren Energien. Letztere sind die eigentlichen Markttreiber, weil sie zu variablen Kosten von null produzieren.
2. Die Kernkraftwerke weisen variable und sprungfixe Kosten auf. Diese sprungfixen Kosten werden heute von der Axpo nirgends aufgezeigt. Auch die Fixkosten, namentlich die Verschuldung gegenüber den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds werden in der Rechnungslegung nur unvollständig abgebildet.
3. Axpo bemisst die Laufzeit der Kernkraftwerke an der Sprödigkeit des Reaktordruckbehälters (RDB). Diese rein technische – weder sicherheitstechnische noch wirtschaftliche – Positionierung der Restlaufzeit unterschlägt alle übrigen technischen Anforderungen, die zu Kosten oder Laufzeitverkürzungen führen könnten. Axpo rechnet optimistisch mit dem „best case“, mit der Annahme, die Lebenserwartung des RDBs voll ausreizen zu können. Das ist unvorsichtig.
4. Bei den erneuerbaren Energien verlangt die GL Axpo Rentabilität, bei den Kernkraftwerken jedoch nicht. Weshalb zweierlei Mass?
5. Die Achillesferse der alten Atomkraftwerke sind die Sicherheit und die Kosten-Überschreitungen bei Nachrüstungen. Hier schenkt Axpo dem Verwaltungsrat und der Öffentlichkeit keinen reinen Wein ein. Der Klärungsbedarf ist gross.

Folgerungen und Forderungen

1. Um Überraschungen vorzubeugen, sollte die Rentabilität aller Axpo-Kraftwerke unter verschiedenen Preisszenarien überprüft werden. Dabei sollten die Hauptszenarien den Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU als gegeben voraussetzen, also eine Verdoppelung der erneuerbaren Energien im Strommarkt auf rund 45 % bis 2030.
2. Die Investitionsplanung ist für alle Schweizer AKWs offenzulegen, denn über den Bund und das Kernenergiegesetz sowie über die Fragen der Sicherheit ist die Allgemeinheit involviert. Sämtliche laufenden und künftigen Kosten sind zu aggregieren, ebenso die Entsorgungskosten unter Fortschreibung einer realistischen Kostenentwicklung.

3. Ursprünglich wollte Axpo das AKW Beznau nach 50 Jahren ausser Betrieb nehmen. Nun soll sogar eine Laufzeit von 60 Jahren überschritten werden. Was fehlt, ist eine Auflistung aller damit zu erwartenden Investitionen (best case und worst case), welche für solche Laufzeitannahmen zu erwarten sind. Gemäss Axpo-internen Angaben läuft Beznau heute schon zu Kosten, die 7 Rp/kWh überschreiten. Die GL sollte begründen, weshalb man am Betrieb festhält, wenn dafür immer wieder neues Geld erforderlich ist.
4. Um eine realistische Betrachtung zu erreichen, sollen die nach Equity-Methode bewerteten Beteiligungen einer anteiligen Voll-Konsolidierung unterzogen werden. Dabei sind die vollen aufgelaufenen Entsorgungskosten der bisherigen Stromerzeugung in die Betrachtung einzubeziehen (gemeint sind die vollen gemäss Gesetz geschuldeten und nicht bloss die pars pro tempore kalkulierten Entsorgungskosten).
5. Durch die ungedeckten Kosten der Kernkraftwerke wird die Substanz der Axpo ausgehöhlt. Dies belastet die gesunden Geschäftszweige, namentlich die Wasserkraft. Kantone, die mit dem Weiterbetrieb der Kernkraftwerke nicht einverstanden sind, sollten auf Basis einer ehrlichen Kostenrechnung die Möglichkeit erhalten, aus neuen finanziellen Verpflichtungen für Kernkraftwerke auszusteigen. Ein solcher Exit aus der Kernenergie könnte bedeuten
 - a. Ausgliederung der (rentablen) Wasserkraftwerke in ein eigenes Portfolio
 - b. Zeitliche Begrenzung der Bezugsrechte für Strom aus Kernkraftwerken und im Gegenzug: Schlusszahlung für Entsorgungskosten, Entlastung von Investitionen für die Nachrüstung;
 - c. Abgrenzung der Haftung

16. Anhang 8: Berichte BFE und BJ

-
- 1 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014
 - 2 Does the EU need a new electricity market design? Featuring Henry Edwardes-Evans and Siobhan Hall, Video, November 26, 2014 <http://www.platts.com/videos/2014/november/europe-power-market-design-1126>
 - 3 http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics
 - 4 EWEA Wind in power 2013, European statistics, February 2014
 - 5 www.energiemarkt-de-sign.de/fileadmin/files/Inhalte/downloads_Presse_und_Publikationen/enervis_Der_ideale_Kraftwerkspark_der_Zukunft_Praesentation_lang_02.pdf
 - 6 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 34
 - 7 Prof. em. Dr. Silvio Borner, Prof. em. Dr. Bernd Schips, Dominik Hauri, Markus Saurer, Bernhard Wyss: Energiestrategie 2050: eine institutionelle und ökonomische Analyse, IWSB - Institut für Wirtschaftsstudien Basel AG, 2014
 - 8 Borner et al., IWSB 2014, Seite 117
 - 9 Fraunhofer ISE/IWES aktuelle Fakten zur Photovoltaik (2014), Seite 36; Fraunhofer IWES: Windenergie Report Deutschland 2013, Seite 24
 - 10 Anton Gunzinger: Kann und soll sich die Schweiz mit erneuerbarer Energie selber versorgen? – Vision trifft Realität. Simulation des Angebots und der Verbräuche (Zürich 1.7. 2014)
 - 11 Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis – Version 8.0, <http://www.lazard.com/insights>
 - 12 Ryan Wiser and Mark Bolinger: 2013 Wind Technologies Market Report, Lawrence Berkeley National Laboratory, Report Summary, August 2014
 - 13 <http://www.world-nuclear-news.org/NP-Hinkley-Point-C-contract-terms-08101401.html>
 - 14 Die britische Inflation lag in den letzten 10 Jahren durchschnittlich bei jährlich 2%.
 - 15 «Langzeitbetriebskonzept» führt zum baldigen Ende der Kernenergie, Andrew Walo, CEO Axpo, Neue Zürcher Zeitung 11.11.2014,
 - 16 Marktpreis gemäss Art. 3 f, Abs. 3 EnV: mengengewichteten Preise gemäss SWISSIX Base und Berücksichtigung des Wechselkurses. http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136
 - 17 Provisorische Angaben, die definitiven Werte erscheinen erst nach Drucklegung der Studie [http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/?tx_agoragraphs_agoragraphs\[initialGraph\]=powerGeneration&tx_agoragraphs_agoragraphs\[controller\]=Graph](http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/?tx_agoragraphs_agoragraphs[initialGraph]=powerGeneration&tx_agoragraphs_agoragraphs[controller]=Graph)

[stromda-](http://www.agora-energie.wende.de/service/aktuelle-stromda-ten/?tx_agoragraphs_agoragraphs[initialGraph]=powerGeneration&tx_agoragraphs_agoragraphs[controller]=Graph)[ten/?tx_agoragraphs_agoragraphs\[initialGraph\]=powerGeneration&tx_agoragraphs_agoragraphs\[controller\]=Graph](http://www.agora-energie.wende.de/service/aktuelle-stromda-ten/?tx_agoragraphs_agoragraphs[initialGraph]=powerGeneration&tx_agoragraphs_agoragraphs[controller]=Graph)

20 Agora Energiewende/ Ökoinstitut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign S. 16

21 UBS Investment Research: the unsubsidized solar revolution, 2013 S. 32 <http://qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/UBS.pdf>

22 <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/terminmarkt/phelix-futures#!2014/03/20>

23 SATW / Farid Comaty, Andreas Ulbig, Göran Andersson: Swiss Energy Strategy 2050 and its Consequences for Electricity Grid Operation, ETH Zürich, Power Systems Laboratory

24 Katanos: Katastrophen und Notlagen in der Schweiz, eine vergleichende Untersuchung, Bundesamt für Zivilschutz, August 1995

25 Eidg. Finanzkontrolle: Stilllegungs- und Entsorgungsfonds, Prüfung der Governance, Bericht inkl. Stellungnahmen / 1. September 2014

http://www.efk.admin.ch/index.php?option=com_content&view=article&id=186&Itemid=187&lang=de

26 Wolfgang Irrek, Kaspar Müller, Dörte Fouquet, Antony Patrick Frogatt: Comparison of different decommissioning fund methodologies for nuclear installations, Final Report on behalf of the European Commission Directorate-General Energy and Transport, H2, Wuppertal/Brussels 2007

27 Neue Zürcher Zeitung 19.12.2014

28 Solothurner Zeitung 13.3.2013 <http://www.solothurnerzeitung.ch/solothurn/kanton-solothurn/kanton-solothurn-beteiligt-sich-am-darlehen-an-die-alpqi-126231990>

29 Alpiq Geschäftsbericht 2013 Seite 52

30 Neue Zürcher Zeitung 17. Dezember 1999

31 <http://www.swisselectric.ch/de/2014-content---1--1069.html>

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

33 Felix Maise: Die Axpo investiert 700 Millionen ins AKW Beznau, Tages-Anzeiger/Der Bund 17. Oktober 2013

34 Herbert Rust Stv. Leiter Kernkraftwerk Beznau: Betriebsdauer-Management am Beispiel des KKW Beznau, SGK Herbstseminar 2010 30. November 2010 Olten

35 <http://atlantic.ctvnews.ca/aecl-cost-overruns-for-nuclear-plant-repairs-not-unusual-n-b-minister-1.1369135>

36 http://www.thestar.com/business/2010/11/04/bruce_nuclear_refit_2_billion_over_budget.html

37 <http://www.sierraclub.ca/national/programs/atmosphere-energy/nuclear-free/overview.shtml>

38 <http://bigstory.ap.org/article/california-utility-talks-over-closed-nuke-costs>

39 <http://www.nzz.ch/international/europa/finnlandisierung-oder-russophobie-1.18443733>

40 <http://www.foe.org/news/news-releases/2014-01-another-vogtle-debacle-cost-overruns-delays-and-construction-woes-at-reactor>

41 <http://www.theguardian.com/environment/2014/mar/25/europes-new-nuclear-experience-casts-a-shadow-over-hinkley>

42 Geschäftsbericht 2013/2014 Seite 5

43 Ebenda Seite 11

44 UBS: Finanzierung der Energiezukunft Strategische Herausforderungen, 17. Januar 2012, Christine Novakovic, Leiterin Corporate & Institutional Clients

45 Siehe dazu den Bericht an die UREK (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie) aus dem Jahr 1997: STG: Sicherstellung der Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle

46 <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/terminmarkt/phelix-futures#!2014/03/20>

47 <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/11/30/new-corporate-strategy-eon-to-focus-on-renewables-distribution-networks-and-customer-solutions-and-to-spin-off-the-majority-of-a-new-publicly-listed-company-specializing-in-power-generation-global-energy-trading-and-exploration-and-production.html>