



NEUE ATOMKRAFTWERKE IN DER SCHWEIZ

Fehlinvestition oder Goldesel?

FACHTAGUNG

12. SEPTEMBER 2008, ZÜRICH

SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



1 Vorwort

Sie halten den Tagungsband der Fachtagung „Neue Atomkraftwerke in der Schweiz – Fehlinvestition oder Goldesel“ in der Hand. Die Tagung wurde von der Schweizerischen Energie-Stiftung (SES) organisiert und fand am 12. September 2008 im Hotel Marriott in Zürich statt. Die Fachtagung stand im Zeichen der hochaktuellen Debatte um neue Atomkraftwerke in der Schweiz. Der Fokus lag auf der ganzen Bandbreite ökonomischer Argumente für und wider der Atomenergie.

Ziel dieses Tagungsbandes ist die Verbreitung der von den Referenten an der Fachtagung kommunizierten Informationen. Der Tagungsband enthält einen kurzen Überblick über den Inhalt der Tagung, schriftliche Beiträge der Referenten und ein TeilnehmerInnenverzeichnis. Die hier abgedruckten Beiträge von Geri Müller, Kaspar Müller, Wolfgang Irrek, Stefan Hirschberg, Lutz Mez, Manfred Thumann, Jürgen Trittin und Rudolf Rechsteiner wurden eigens für diesen Tagungsband verfasst. Beim Beitrag von Amory Lovins handelt es sich um eine Übersetzung eines im Frühling 2008 erstmals vom Rocky Mountain Institut veröffentlichten Aufsatzes. Für die Texte von Walter Steinmann und Thomas Schneckenburger wurde für diesen Sammelband eine Transkription der aufgezeichneten Referate erstellt.

Die Aussagen von Kaspar Müller, Wolfgang Irrek und Thomas Schneckenburger zu den “wahren“ Kosten der Atomenergie gehen weit auseinander. Gemäss der Einschätzung von Müller und Irrek liegen diese viel höher als heute ausgewiesen, insbesondere die implizite Subventionierung und die Begrenzung der Betreiberhaftpflicht verfälschen das Bild. Demgegenüber betont Schneckenburger die Rentabilität der Atomenergie aus Bankensicht. Amory Lovins vertritt die Meinung, dass Investitionen in Energieeffizienzmassnahmen viel rentabler seien als die Atomstrategie. Walter Steinmann widmet sich den Konzepten und Handlungsoptionen des Bundesamtes für Energie. Stefan Hirschberg betont die Sicherheit und Zukunftsfähigkeit der Atomenergie im Vergleich zu anderen Optionen, wohingegen Lutz Mez anhand konkreten Zahlenmaterials eine Renaissance der Atomenergie in Abrede stellt. Jürgen Trittin erklärt die Gründe für den Atomausstieg in Deutschland. Manfred Thumann zeigt auf, wieso eine CO₂-arme und wirtschaftliche Stromversorgung gemäss des Stromkonzerns AXPO nur mit neuen Atomkraftwerken möglich sei. Demgegenüber rechnet Rudolf Rechsteiner der Atomlobby ihre ökonomischen Denkfehler vor.

Die beiliegende CD-ROM enthält sämtliche Präsentationen, die von den Referenten an der Tagung gezeigt wurden.

Die Debatte um die zukünftige Energiepolitik der Schweiz geht weiter. Wir bleiben dran! Die Fachtagung der SES im Jahr 2009 wird sich dem Themenkomplex fossile Abhängigkeit, Peak Oil und Klimaerwärmung widmen. Die SES wünscht eine spannende und lehrreiche Lektüre.

Zürich im März 2009

Bernhard Piller
Projektleiter SES

2 Impressum

Herausgeberin: Schweizerische Energie-Stiftung SES

Sihlquai 67, 8005 Zürich

E-Mail: info@energiestiftung.ch

www.energiestiftung.ch

PC-Konto: 80-3230-3

Gestaltung Titelbild: Claudius Fischer, Würenlingen

Fotografie: Rafael Brand, Scriptum, Flüelen

Transkription: Claudia Scherrer, Tipptopp, Brugg

Übersetzung: Dieter Kuhn, Zürich

Druck: Bookstation, Sipplingen, BRD

CD-Produktion: Adcom, Neuenhof

Organisation und Redaktion: Bernhard Piller, Zürich

Publikationsjahr: März 2009

Auflage: 1'000 Exemplare

Abdruck mit Quellenangabe erwünscht

3 Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	2
2	Impressum	3
3	Inhaltsverzeichnis	4
4	SES-Fachtagung 2008	9
4.1	Thema	9
4.2	Atomtatsachen in der Schweiz	9
4.3	Fragestellungen	10
4.4	Zielgruppen.....	10
4.5	Sponsoren	11
4.5.1	Patronat	11
4.5.2	Sponsoren	11
4.6	Referenten	12
4.6.1	Leitung & Moderation.....	12
4.7	Programm	13
5	Gerit Müller: Einführung	14
5.1	Erste Anekdote.....	14
5.2	Die zweite Anekdote	15
5.3	Häuser sanieren	16
5.4	Warm duschen ohne schlechtes Gewissen	17
5.5	Minus 40% Energieverbrauch	18
5.6	Kriege um Öl und Gas	19
5.7	Es gibt genug erneuerbare Energie – nutzen wir sie!	20
6	Emil Lehmann: Leitung und Moderation.....	21
7	Kaspar Müller: Risk and Return von Kernkraftwerken – Eine Beurteilung aus Sicht der Finanzmärkte am Beispiel der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen.....	22
7.1	Effiziente und zuverlässige Stromversorgung als wichtiger Wettbewerbsfaktor	22
7.2	Signale der Kernkraftwerksakteure an den Finanzmarkt.....	23
7.2.1	Kraftübertragungswerke Rheinfelden verkaufen ihre 5%-Beteiligung und bezahlen dafür 90 Millionen Franken	23
7.2.2	«Committee on Energy and Commerce» des US Repräsentantenhaus: Ohne Kreditgarantien können Kernkraftwerke nicht finanziert werden.....	24
7.2.3	Sommersession 2008 des Nationalrats: Kernkraftindustrie kann ihre Risiken nicht versichern	24
7.3	Welche Fragen müssen diese Signale für Investoren und Verwaltungsräte der Kernkraftwerke aufwerfen?.....	25
7.3.1	Öffentlich zugängliche Informationen als Basis.....	25
7.3.2	Fragwürdige Transparenz und Klarheit der Finanzinformationen der Kernkraftwerksbetreiber.....	26

7.4	Erste Frage: Decken Kernkraftwerke ihre Kapitalkosten?	26
7.4.1	Ausgangslage	26
7.4.2	These: Kernkraftwerke decken ihre Kapitalkosten nicht und vernichten finanzielle Werte	27
7.4.3	Prüfung der Gegenthese: Die Partner werden für die nicht marktgerechte Kapitalrendite mit einem Übergewinn entschädigt	28
7.4.4	Konklusion	28
7.5	Zweite Frage: Wie ist die Höhe des Eigenkapitals zu beurteilen?	29
7.5.1	Ausgangslage	29
7.5.1.1	Ausgewiesenes Eigenkapital	29
7.5.1.2	Eigenkapital als Basis der finanziellen Stabilität	29
7.5.1.3	Eigenkapital als Haftungskapital	30
7.5.2	These: Die Eigenkapitallücke der Kernkraftwerke ist ein mehrfaches des ausgewiesenen Eigenkapitals	30
7.5.3	Prüfung der Gegenthese: Das fehlende Eigenkapital liegt als Reserve bei den Partnerwerken	31
7.5.4	Konklusion	31
7.6	Dritte Frage: Was sind «zu amortisierende Kosten»?	32
7.6.1	Ausgangslage	32
7.6.2	Erklärungsversuch der Vermögensposition «zu amortisierende Kosten»	32
7.6.3	Konklusion	34
7.6.4	Steigende Rückstellungen aufgrund der Laufzeitverlängerung?	34
7.7	Risiken für Verwaltungsräte von Kernkraftwerken und für Verwaltungsräte der Partner	34
7.7.1	Die Tücken der Equity-Konsolidierung	35
7.7.2	Der Markt bestimmt die Kapitalkosten	35
7.7.3	Vorzugsbehandlung von Fremdkapitalgebern wird im liberalisierten Marktumfeld schwierig	36
7.7.4	Risiken aufgrund der Governance des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds	37
7.7.5	Risiken von nicht unabhängigen Prüfungsausschüssen	37
7.7.6	Qualität der Zusammensetzung des Verwaltungsrats	37
7.8	Konklusion: Tragbare Kapitalkosten nur mit staatlicher Hilfe	38
8	<i>Wolfgang Irrek: Was kostet die Kernenergie – Von den "wahren" Kosten der Kernenergie - Gibt es sie? Lassen sie sich bestimmen? Wovon hängen sie ab?</i>	40
8.1	Einleitung	40
8.2	Kosten der Kernenergie im Systemzusammenhang	41
8.3	Kostenarten und ihre Bewertung	42
8.3.1	Überblick	42
8.3.2	Datenlage	42
8.3.3	Investitionskosten (Kapitalkosten)	43
8.3.4	Nachrüstkosten	44
8.3.5	Brennstoffkosten („Front-end“)	44
8.3.6	Personalkosten	45
8.3.7	Versicherungskosten	45
8.3.8	Kosten für Stilllegung und Rückbau und Entsorgung	46
8.3.9	Sonstige Betriebskosten	48
8.3.10	Kosten für Forschung und Entwicklung	48
8.4	Fazit	48
8.5	Literatur	50
9	<i>Thomas Schneckenburger: Überlegungen eines Finanzinstitutes - Ökonomische Kriterien bei der Bewertung von Atomkraftwerken</i>	53
9.1	Einleitung	53
9.2	Die Schweizer Voraussetzungen	54

9.3	Der Preismechanismus	54
9.3.1	Die Strompreisentwicklung	55
9.3.2	Die fünf Treiber für den steigenden Strompreis.....	55
9.3.3	Wie setzt sich der Strompreis zusammen?	56
9.3.4	Short Run Marginal Costs.....	56
9.4	Warum brauchen wir überhaupt neue Kraftwerke?	57
9.4.1	Substitutionsüberlegungen	57
9.5	Zu den Investitionen	58
9.5.1	Ratings.....	58
9.6	Kernkraftwerk Gösgen.....	59
9.7	Fazit.....	59
10	<i>Walter Steinmann: Überlegungen des Bundes – Konzepte und Handlungsoptionen für die Energieversorgungssicherheit der Schweiz: Welche Rolle spielt die Kernenergie?.....</i>	60
10.1	Einleitung.....	60
10.1.1	Beispiel Grimsel West.....	60
10.1.2	Beispiel Kernkraftwerk Kaiseraugst.....	61
10.1.3	Plug-in-Generation.....	61
10.2	Die Aufgaben des Bundes.....	61
10.2.1	Ohne Finanzen wenig Erfolg	62
10.2.2	Energieversorgung in der öffentlichen Hand	62
10.3	2000-Watt-Gesellschaft als langfristiges Ziel.....	62
10.3.1	Run auf Einspeisevergütung.....	63
10.3.2	Weichenstellung	63
10.4	Prognosen	64
10.5	Energieperspektiven 2007.....	64
10.5.1	die vier Szenarien des Bundes	64
10.5.2	Der Stromverbrauch in den Szenarien	65
10.5.3	Neue Stromanwendungen.....	65
10.6	Denk- oder Stromlücke.....	65
10.7	Zukunftsvarianten	66
10.7.1	Die strompolitischen Aussichten.....	66
10.8	Fazit.....	67
11	<i>Stefan Hirschberg: Stärken und Schwächen der Kernenergie: Vergleich mit anderen Optionen.....</i>	68
11.1	Abstract	68
11.2	Einleitung.....	68
11.3	Evaluations-Kriterien und Indikatoren	69
11.4	Überblick über die Methodologie	70
11.4.1	Lebenszyklus-Bewertung – Life Cycle Assessment (LCA)	71
11.4.2	Beeinflussungspfad-Methode (Impact Pathway Approach (IPA))	72
11.4.3	Assessment des Risikos eines schweren Unfalls (Severe Accident Risk Assessment (SARA)).....	72
11.4.4	Andere verwendete Ansätze.....	73
11.5	Beispiele von sektoriellen Resultaten.....	73
11.5.1	Referenz-Technologien	73
11.5.2	Ökologische “Leistung”	73
11.5.3	Ökonomische “Leistung”.....	76
11.5.4	Soziale Aspekte	77

11.5.4.1	Beschäftigung	78
11.5.4.2	Weiterverbreitung (Proliferation).....	78
11.5.4.3	Einflüsse des Normalbetriebs auf die menschliche Gesundheit	78
11.5.4.4	Risiken für einen schweren Unfall	79
11.5.4.5	“Notwendige” Einschlusszeit für kritischen Abfall.....	80
11.6	Vergleichende Bewertung der Nachhaltigkeit.....	81
11.6.1	Vollkosten	81
11.6.2	Mehrfach-Kriterien-Entscheidungs-Analyse (Multi-criteria Decision Analysis (MCDA))	82
11.7	Schlussfolgerungen.....	86
11.8	Danksagungen	87
11.9	Literaturnachweis	87
12	<i>Lutz Mez, Mycle Schneider: Die Mär von der Renaissance der Atomenergie.....</i>	90
12.1	Abstract	90
12.2	Einleitung.....	90
12.3	Die Atomprogramme der Welt	91
12.4	Zwei Neubauten von AKW in Westeuropa.....	94
12.5	Die Atomprogramme in Japan, Südkorea und Russland.....	96
12.6	Die Atompläne von China, Indien und Brasilien	98
12.7	Mangel an Fachkräften und Produktionskapazität	99
12.8	Klimaschutz durch Kernkraftwerke?.....	100
12.9	Fazit.....	101
12.10	Anhang: Atomkraftwerke im Bau.....	103
13	<i>Amory B. Lovins, Imran Sheikh und Alex Markevich: Vergesst doch die Atomkraft!.....</i>	105
13.1	Einleitung.....	105
13.2	Nicht konkurrenzfähige Kosten	106
13.3	Nicht konkurrenzfähige Vermeidung von CO ₂	108
13.4	Fragwürdige Zuverlässigkeit	111
13.5	Grosse Subventionen, um von grossen finanziellen Risiken abzulenken	112
13.6	Die Revolution der „Kleinstkraftwerke“	113
13.7	„Klein“ bedeutet schnell, risikoarm und mit grossem Gesamtpotenzial	115
13.8	Sicherheitsrisiken	116
13.9	Schlussfolgerungen.....	116
13.10	Die Autoren	117
14	<i>Manfred Thumann: Neue Atomkraftwerke in der Schweiz – die Position der Stromwirtschaft.....</i>	118
14.1	Einleitung.....	118
14.2	CO ₂ -arme Schweizer Stromproduktion.....	118
14.3	Hohe Umweltverträglichkeit über den gesamten Lebenszyklus	119
14.4	Potenzial der erneuerbaren Energien ist limitiert	122

14.5	Lagerung radioaktiver Abfälle technisch möglich.....	123
14.6	Kernenergie treibt den Klimaschutz voran.....	124
14.7	Günstiger Strom als Wettbewerbsvorteil.....	125
15	<i>Jürgen Trittin: Atomausstieg in Deutschland – Warum Atomausstieg und Klimaschutz zusammen gehören</i>	127
15.1	Einleitung.....	127
15.2	Drei Gründe für den Atomausstieg	127
15.3	Ausstieg im Konsens.....	128
15.4	Ausstieg und Einstieg: EEG.....	129
15.5	Ausstieg und Klimaschutz	129
15.6	Eine neue Lage 2005?.....	130
15.7	Alles beim Alten? Leider Nein	130
15.8	Doch die hohen Energiepreise?	131
15.9	Die modernsten AKWs der Welt?	131
15.10	Stromlücke? Stromexport!	132
15.11	Atomenergie für Klimaschutz?	132
15.12	Die drei E der Energiepolitik.....	133
15.12.1	Bundesregierung: Kohle gegen Klimaziel.....	133
15.13	Grüne: Energie 2.0.....	133
16	<i>Rudolf Rechsteiner: Die ökonomischen Denkfehler der Atomlobby</i>	135
16.1	Einleitung.....	135
16.2	Schweizer Monopol-Gewinne nach Paris	136
16.3	„Beziehungen“	137
16.4	Wasserzinsen – ein Trinkgeld.....	137
16.5	Überhöhte Netzgebühren	138
16.6	Künstlich hoch gehaltene Systemkosten	138
16.7	Kein Finanzierungsproblem.....	139
16.8	Die acht Denkfehler der Atomlobby	139
16.8.1	Denkfehler Nummer 1: Es gibt keine Konkurrenz	140
16.8.2	Denkfehler Nummer 2: das Monopol lebt	143
16.8.3	Denkfehler Nummer 3: Uran bleibt billig.....	143
16.8.4	Denkfehler Nummer 4: „Atomrenaissance“	145
16.8.5	Denkfehler Nummer 5: sinkende AKW-Kosten	147
16.8.6	Denkfehler Nummer 6: Windenergie reicht nicht.....	163
16.8.7	Denkfehler Nummer 7: es fehlt an Bandenergie	165
16.8.8	Denkfehler Nummer 8: Windenergie teuer?	172
16.9	Zusammenfassung	176
17	<i>TeilnehmerInnenliste der Fachtagung 2008</i>	177

4 SES-Fachtagung 2008

Neue Atomkraftwerke in der Schweiz

Fehlinvestition oder Goldesel?

Freitag 12. September 2008

Zurich Marriott Hotel, Neumühlequai 42, 8001 Zürich

8:30 – 17:00 Uhr

4.1 Thema

Geht es nach der Stromwirtschaft, sollen in der Schweiz in den kommenden zwei Jahrzehnten drei neue Atomkraftwerke gebaut werden. Atomkraftwerke sind aber gefährlich, teuer und haben nicht voraussehbare Kostenfolgen. Sie verhindern zudem den Umstieg auf zukunftsfähige erneuerbare Energien und einen effizienten Stromeinsatz. Die Schweiz steht strompolitisch vor einem Scheideweg und die Stromwirtschaft vor einer richtungsweisenden Investitionsentscheidung.

4.2 Atomtatsachen in der Schweiz

Heute produzieren in der Schweiz fünf Atomkraftwerke ca. 40% des Stroms. Die drei alten Atomkraftwerke Mühleberg, Beznau 1 und 2 müssen um das Jahr 2020 altershalber ausser Betrieb genommen werden. Ab 2017 laufen die Atomstrombezugsrechte aus Frankreich sukzessive aus. Gösgen soll gemäss heutigem Wissen 2039 vom Netz, Leibstadt im Jahr 2044. Das sind die momentanen Fakten. Die Debatte um die zukünftige Stromversorgung der Schweiz und neue Atomkraftwerke läuft schon seit ein paar Jahren, langsam aber sicher tritt sie in die heisse Phase. Heute steht ein kurzes Zeitfenster offen, welches uns die Entscheidung lässt, die Atomoption mit neuen Reaktoren weiterzuverfolgen oder endlich die Energiewende einzuläuten. Es gilt den Entscheid zu treffen, ob die Schweiz eher den finnisch-französischen Weg mit neuen Grossreaktoren oder den deutsch-schwedischen des Atomausstiegs beschreiten will. Das letzte Wort hat diesbezüglich die Stimmbevölkerung voraussichtlich im Jahr 2012 oder 2013, wenn sie über die Rahmenbewilligungsgesuche zu entscheiden hat.

Die heutige Reaktortechnik stammt noch immer aus den 1960er und 1970er Jahren. Atomenergie ist eine Technologie des letzten Jahrhunderts mit gewaltigen Risiken. Sie lebt nach wie vor von staatlichen Subventionen. Die Lagerung der Jahrhunderttauende lang strahlenden atomaren Abfälle ist nach wie vor ungelöst, auch finanziell. Der von der

Schweizer Stromwirtschaft favorisierte Europäische Druckwasser-Reaktor EPR ist ebenfalls ein Atomreaktor, welcher auf einer veralteten und risikobehafteten Technologie basiert.

4.3 Fragestellungen

Ziel der Fachtagung ist die primär auf einer ökonomischen Ebene vertieft geführte Diskussion der verschiedenen Argumente für und wider die Atomenergie im Allgemeinen und neue Atomkraftwerke in der Schweiz im Speziellen. Ohne ideologische Scheuklappen soll über die schweizerische Stromzukunft mit oder ohne neue Atomkraft debattiert werden.

Welche finanziellen Chancen und Risiken birgt die Atomstrategie in sich? Wer soll und will die Investitionen in potenziell neue Atomreaktoren in der Schweiz tätigen? Sind es die Stromkonzerne ganz alleine, oder sind sie auf potente Investoren, allenfalls auf Banken als Geldgeber angewiesen? Was kostet Atomstrom wirklich? Ist die Atomstrategie überhaupt finanzierbar? Was würde eine Weiterführung der Atomstrategie volkswirtschaftlich für die Schweiz bedeuten? Wäre eine Strategie der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht rentabler?

4.4 Zielgruppen

- *Energie- und Stromwirtschaft*
- *Elektrizitätswerke*
- *Energiefachstellen*
- *Energieagenturen*
- *Bundesamt für Energie (BFE)*
- *Verbände der Energiewirtschaft*
- *Verbände von erneuerbaren Energien*
- *Investoren*
- *Unternehmensberatungen*
- *Banken, (Rück-)Versicherungen*
- *Erdgas-Branche*
- *Kernenergie-Branche*
- *im Energiebereich engagierte NGOs*
- *StudentInnen*
- *Forschungsinstitute PSI, ETH usw.*
- *EnergiepolitikerInnen*
- *allgemein energiepolitisch Interessierte*
- *Medien*

4.5 Sponsoren

4.5.1 Patronat

- 
- 
- 
- 

4.5.2 Sponsoren

- 
- 
- 
- 
- **Stiftung
Hélène & Marcel Perincioli**

4.6 Referenten

Dr. Stefan Hirschberg, Leiter, Labor für Energiesystem-Analysen, Energie-Forschungsbereiche, Paul Scherrer Institut, Villigen

Dr. Wolfgang Irrek, Stellvertretender Forschungsgruppenleiter Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Wuppertal

Prof. Amory B. Lovins, Physiker, cofounder, Chairman, and Chief Scientist of Rocky Mountain Institute (www.rmi.org), Colorado/USA

Dr. Lutz Mez, Politikwissenschaftler am Otto-Suhr-Institut und Geschäftsführer der Forschungsstelle für Umweltpolitik der Freien Universität Berlin, Berlin

Geri Müller, Nationalrat Grüne Kanton AG, Präsident Schweizerische Energie-Stiftung SES, Baden

Kaspar Müller, Ellipson AG, Basel

Dr. Ruedi Rechsteiner, selbständiger Wissenschaftler; Präsident der ADEV Energiegenossenschaft; Co-Präsident NWA; Nationalrat SP, Basel

Dr. Thomas Schneckenburger, PhD, CFA, Swiss Equity Research, UBS Investment Bank, Zürich

Dr. Walter Steinmann, Direktor Bundesamt für Energie (BFE), Bern

Dr. Manfred Thumann, CEO Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK); Konzernleitungs-Mitglied der Axpo Holding AG, Baden

Jürgen Trittin, Stellvertretender Fraktionsvorsitzender der Fraktion von Bündnis 90 / Die Grünen im Deutschen Bundestag; Bundesumweltminister a. D., Göttingen

4.6.1 *Leitung & Moderation*

Emil Lehmann, Gesprächsleiter, Tagesgespräch Schweizer Radio DRS, Bern

4.7 Programm

8:30 Eintreffen, Kaffeebar

9:50 Begrüssung, Einführung
Geri Müller

Was kostet die Atomenergie?

9:00 Risk and Return" --- die Optik der Finanzmärkte
Kaspar Müller

9:30 Von den "wahren" Kosten der Kernenergie - Gibt es sie? Lassen sie sich bestimmen?
Wovon hängen sie ab?
Dr. Wolfgang Irrek

Überlegungen eines Finanzinstituts

10:00 ökonomische Kriterien bei der Bewertung von Atomkraftwerken
Dr. Thomas Schneckenburger

10:30 Kaffeepause

Überlegungen des Bundes

10:50 Konzepte und Handlungsoptionen für die Energieversorgungssicherheit der Schweiz: Welche Rolle spielt die Kernenergie?
Dr. Walter Steinmann

Hat sie eine Zukunft oder nicht – die Atomenergie

11:20 Stärken und Schwächen der Kernenergie: Vergleich mit anderen Optionen
Dr. Stefan Hirschberg

11:50 Die Mär von der Renaissance der Atomenergie
Dr. Lutz Mez

12:20 Mittagessen

Effizienz statt Atomenergie

13:45 Profitable solutions to climate change, oil dependence, and nuclear proliferation
Prof. Amory B. Lovins

Neueinstieg oder Ausstieg: zwei Welten

14:15 Position der Stromwirtschaft
Dr. Manfred Thumann

14:45 Der Atomausstieg – Voraussetzung für die Energiewende in Deutschland
Jürgen Trittin

15:15 Kaffeepause

Schlussreferat

15:30 Die ökonomischen Denkfehler der Atomlobby
Dr. Rudolf Rechsteiner

16:00 Diskussion unter Leitung von Emil Lehmann

17:00 Ende der Tagung

5 Geri Müller: Einführung



Geri Müller

*Präsident der Schweizerischen Energie-Stiftung,
Nationalrat Grüne/AG*

Bahnhofstrasse 7

CH-5400 Baden

info@geri-mueller.ch

5.1 Erste Anekdote

Ich steige mit einer kleinen **Anekdote** in die Diskussion. Anlässlich der berühmten Badenfahrt im letzten Jahr lud ich meine Kinder zu einer Riesenradfahrt in der Nähe ein. Vor dem Haus stelle ich fest, dass meine Tochter das Licht im Zimmer brennen liess. Das Schicksal eines Vaters, der Präsident der SES ist, schlug bei meiner Tochter voll durch. Sie muss wieder hoch, um das Licht zu löschen. Vor dem Riesenrad standen wir in der Warteschlange, plötzlich stösst sie mich an und sagt schnippisch: „Soeben habe ich ausgerechnet, dass alleine an diesem Riesenrad mind. 1000 Glühbirnen brennen! Und Du schickst mich hoch wegen einer Lampe, die erst noch eine Sparlampe ist!“

Selber schuld, wer seine Kinder zum kritischen Nachdenken anhält! Aber ich habe wieder einmal folgende Lektion gelernt: Energie oder hier Strom ist für unsere Kinder eine Selbstverständlichkeit und kostet nichts. Wir können uns noch nicht wirklich vorstellen, dass Energie jemals knapp und teuer werden wird.

Energie ist noch zu billig.



SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



5.2 Die zweite Anekdote

Die zweite **Anekdote** diese Woche. Im aargauischen Möriken-Wildegg hat die Zementfabrik zuviel Abwärme. Das führt beim Gemeinderat zur Idee, das öffentliche Gartenschwimmbad in den Übergangszeiten zu beheizen. Die Gemeinde kriegt die Wärmeenergie für einen symbolischen Beitrag.

Wir lernen eine weitere LEKTION: Energie ist noch immer so billig, dass sie für geheizte Garten-Schwimmbäder, Fussballfeldheizungen, Skihallen, Gaspilze oder warme Klobrillen verschwendet werden kann. Wir sitzen hoch auf dem Energieross!

Nun holt uns zum dritten Mal in der jüngeren Geschichte der schweizerischen Strompolitik wieder eine sogenannte Stromlücke ein. Je nach Zeitung und Tagesform der Stromverkäufer kommt die Lücke 2012 oder aber sicher ab 2020.

Die Pläne der Stromkonzerne sind bekannt. Mit drei neuen AKW sollen die alten AKW ersetzt und der auslaufende Vertrag mit französischen AKW aufgefangen werden. Kostenvoranschlag nach heutigem Stand: 5-7 Mia Schweizer Franken Baukosten pro AKW – Entsorgung, Stilllegung und Haftpflicht noch nicht dabei. Es stellt sich also die Frage, ob man mit den rund 15-21 Mia SFR nicht Intelligenteres anfangen könnte und sollte?

5.3 Häuser sanieren

Häuser sanieren

Renoviert die Altbauten!
Gastautor Hier liegt das grösste Energiesparpotenzial des Landes

AZ 6.9.8



PHILIPP MÜLLER
 Strom ist eine saubere Energie, schlussendlich kommt er aus der Steckdose. Ein alter Spruch, aber erschreckend sinnbildlich für die verfahrenere Situation im Bereich der zukünftigen Energieversorgung der Schweiz. Die Politik ist sich einig: Wir geben einer Energieknappeheit entgegen, die

gende Zahlen: Im Jahr 2006 lag der Anteil der Raumwärme am gesamten Energieverbrauch (ohne Mobilität) bei 48,8%. Das heisst, nahezu die Hälfte der gesamten in der Schweiz verbrauchten Energie, die nicht für die Mobilität genutzt wird, verbrennen wir in Gebäuden. 93,6% der Raumwärme werden durch fossile Brennstoffe und nur gerade 6,4% durch Strom erzeugt. Natürlich ist zu bedenken, dass der Raumwärmeverbrauch, je nach klimatischen Bedingungen, von Jahr zu Jahr unterschiedlich sein kann. Kaum vergleichbar, aber trotzdem aufschlussreich ist das Verhältnis des Raumwärmeverbrauchs zur Energieproduktion sämtlicher Schweizer KKW's. Damit sehen wir, in welchen Dimensionen

liegt im Bereich der Raumwärme. Es muss uns gelingen, jährlich rund 150'000 Wohnungen zu sanieren, um nur schon die weitere Überalterung des Gebäudeparks zu stoppen. Heute liegt der Jahreschnitt an renovierten Wohnungen gerade einmal bei 100'000 Einheiten. Altbauten, deren Unterhalt vernachlässigt wird, brauchen wesentlich mehr Heizenergie als renovierte Gebäude oder Neuwohnungen. Im Zeichen der aktuellen CO₂-Diskussion sowie dem sich abzeichnenden Energiemangel ist es geradezu grobfahrig, ein derart riesiges Sparpotenzial nicht auszuschöpfen. Sanierungen bieten zudem Beschäftigungsmöglichkeiten für eine Baubranche, die mit immer knapper werden.

Gastautoren kommen in ihren Beiträgen ihre persönliche Meinung. Heute: Philipp Müller (56), Generalbauunternehmer, Reinach AG, Nationalrat (EP), Mitglied der

SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
 FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



Ein kleines Beispiel mit erstaunlichem Absender: Jüngst hat der freisinnige Nationalrat und GU Phillip Müller in der AZ vorgerechnet, dass der Raumwärmeverbrauch in der Schweiz 282 Petajoule beträgt. Alle AKW in der Schweiz produzieren zusammen 94 Petajoule. Also genau einen Drittel. Würde man jährlich 150'000 Wohnungen sanieren, jede Wohnung mit 10'000 subventionieren, würde dies 1,5 Mia Franken kosten. Die Elektrizitätsgesellschaften, welche grossmehrheitlich der öffentlichen Hand gehören, könnten Ihre enormen Gewinne und stillen Reserven sinnvoll anlegen. Innert 10 Jahren, also 2018 wären alle Altbauwohnungen saniert. Die WohnungsbesitzerInnen und MieterInnen wären geschützt vom stetig steigenden Energieverbrauch. Tausende von Arbeitsplätzen in Industrie und Gewerbe würden geschaffen. Der CO₂-Ausstoss würde gewaltig reduziert werden.

5.4 Warm duschen ohne schlechtes Gewissen

Warm duschen – ohne schlechtes Gewissen

Solare Wärme für die Stadt Baden
zum unschlagbaren Preis
Einfamilienhaus-Komplettsystem für Warmwasser

Angebot bestehend aus:
2 Aufdachkollektoren Euro C22 HTF
Kollektorfäche Netto 4,1m²
1 Kollektor-Aufdachmontagezeit
1 ECObase-Solarspeicher, 300l Volumen
1 Solarinstallation mit Ausdehnungsgefäß
1 Solarmagler Sango S
1 Solarflüssigkeit DC 20
Installationsplanung, Bewilligungen
Installation, Inbetriebnahme

Alle System-Komponenten
aus deutscher
Qualitätsproduktion

Solar

Ihre Investition für das betriebfertige System beträgt nur
CHF 5'870.- (inkl. MwSt)
Preis des Anlags CHF 12'041.- abzüglich Förderbeiträge und Steuerersparnisse von CHF 6'171.-

SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



Elektroheizungen und -Boiler verbrauchen zusammen zwischen 15 und 21% des Stromverbrauchs der Schweiz. Das Einsparpotenzial ist enorm: mit effizienten und erneuerbaren Technologien könnte der Stromverbrauch in diesem Bereich um mindestens 50 % reduziert werden. Die erzielbare Einsparung allein bei den Elektroheizungen entspricht mindestens der Jahresproduktion des Atomkraftwerks Mühleberg.

Die Elektroboiler verbrauchen ca. 4 Mrd. kWh Strom. Durch den breiten Einsatz von Warmwasserkollektoren oder die Koppelung an das Heizsystem (Standard Kanton BL) könnte der Stromverbrauch um mindestens 50 % reduziert werden. In meiner Stadt Baden können sie für knapp 6'000.- Franken eine solare Warmwasseraufbereitung für einen 4-Personenhaushalt kaufen.

5.5 Minus 40% Energieverbrauch

Minus 40% Energieverbrauch



SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



Resultate der Studie:

Einsatz BAT Stand 2004
bis 2050 >

MINUS 40%
Gesamtenergieverbrauch

MINUS 25%
Stromverbrauch

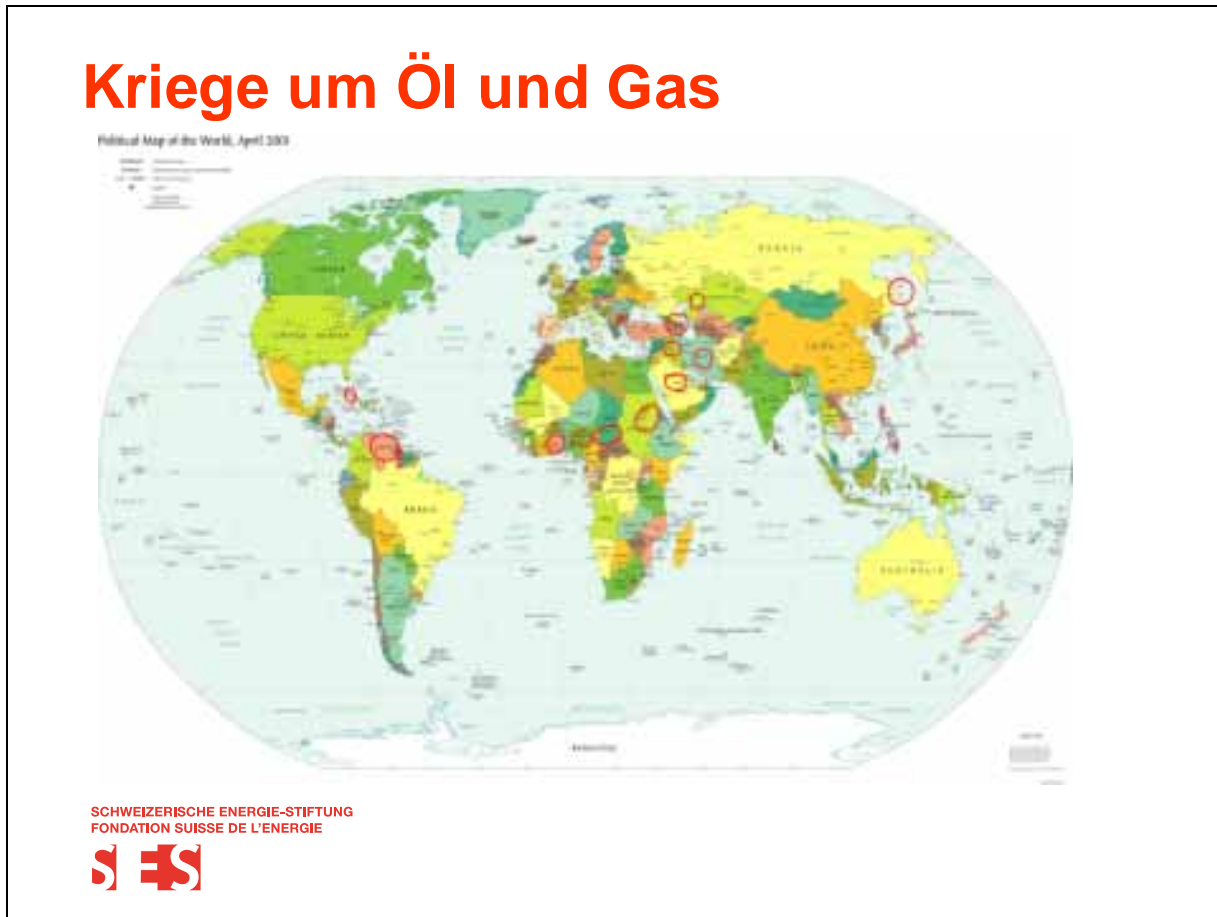
MINUS 10 Mia SFR
Energiekosten

Bei besserer
Lebensqualität

Eine Studie der SES und anderer Umweltverbände im Jahre 2006 wollte wissen, was mit Energieeffizienz erreicht werden kann. Dazu hat man eine Schweiz simuliert, welche in Zukunft die besten Autos (damals Prius) die besten Häuser und die besten Geräte kauft. Resultat: Bis 2050 würde sich der gesamte Energieverbrauch um 40 Prozent reduzieren. Das bedeutet: Wirtschaft, Haushalte und öffentliche Hand verschleudern heute 10 Milliarden SFR für unnötige Energieverluste. Betrachten wir nur den Strombereich, sehen wir, dass der Verbrauch in diesem Zeitraum um 25% sinken würde. Dabei haben wir noch keine unnötigen Tumbler und elektrischen Zahnbürsten verboten!

Ein Drittel der Energie verbrauchen wir heute für die Mobilität. Tendenz noch immer steigend. Die Volksinitiative gegen die Offroader scheint ein Spleen junger Grüner zu sein, in der Schweiz chancenlos. Aber: letzte Woche berichtete mir der Vorsitzende des Volkskongresses in China, dass seit Herbst 2007 in chinesischen Fabriken nur noch Motoren mit einem Verbrauch von 3 Litern hergestellt werden dürfen. Die Offroader-Initiative ist in China um ein Mehrfaches übertroffen worden. Nur ein kleines Detail: In der Volksrepublik China werden schon heute ca. 20% der Motoren europäischer Automarken hergestellt. Die Gefahr ist also gross, dass die Offroader-Initiative noch vor der Abstimmung erfüllt ist.

5.6 Kriege um Öl und Gas



Im Ernst, geschätzte TagungsteilnehmerInnen, wir stehen vor einem grossen Problem. Öl hat den Peak erreicht, Gas wird ihn bald erreicht haben. 50% von den Öl-Ressourcen sind innert 150 Jahren verfahren und verheizt worden. Weltweit toben hässliche Kriege um Öl und Gas. Der **Verteilungskampf** ist im Gange. Die Batterie fossile Energie neigt sich unaufhaltsam dem Ende zu, Wiederaufladezeit: 300 Mio. Jahre. Die Welt produziert zu 80% Energie aus fossilen Stoffen. Sollte diese Energie mit Uran ersetzt werden, müssten rund 4000 Atomkraftwerke weltweit gebaut werden. Die Uranreserven würden knapp vier Jahre reichen, dafür müssten unsere Kinder und Kindeskinde 1 Million Jahre auf Abfälle aufpassen, von deren Rohprodukt sie nichts hatten. Und sie müssten von dem leben, was wir heute genauso einsetzen könnten: von erneuerbarer Energie.

Im Vergleich zur globalen Verknappung der fossilen Energieträger ist die momentane strompolitische Herausforderung eher ein Kinderspiel. Nicht mehr und nicht weniger als 15% unserer Kraftwerkskapazität müssen bis 2020 ersetzt oder eben weggespart werden. Auch das Bundesamt für Energie hat in seinen eigentlich konservativen Energieperspektiven klipp und klar gezeigt, dass eine Stromversorgung ohne neue Grosskraftwerke nicht nur möglich ist, sondern uns langfristig erst noch billiger kommen wird.

Statt 20 Milliarden auf ein krankes Atomferd zu setzen, welches die nächsten 80 Jahre durchhalten muss, setzen wir viel besser auf einheimische und saubere Energien und auf effiziente Technologien. Damit schaffen wir einen gigantischen Jobmotor mit perfekten Exportchancen.

5.7 Es gibt genug erneuerbare Energie – nutzen wir sie!


Es gibt genug erneuerbare Energie



Das Diagramm zeigt auf einem gelben Hintergrund die Sonne als riesigen gelben Kreis links. Rechts davon sind fünf kleinere blaue Kreise in einer Reihe angeordnet, die von links nach rechts beschriftet sind: 'Sonnenergie', 'Erdwärme', 'Wasserkraft und Meeresenergie', 'Biomasse' und 'Windenergie'. Rechts von diesen Kreisen befindet sich ein noch kleinerer, rosa Kreis, der als 'jährlicher Weltenergiebedarf' beschriftet ist. Die Sonne ist deutlich größer als alle anderen Kreise zusammen.

...nutzen wir sie!

SCHWEIZERISCHE ENERGIE-STIFTUNG
FONDATION SUISSE DE L'ENERGIE



Damit komme ich zum Schluss: Wir haben langfristig nur EINE Energiezukunft – und die ist erneuerbar und geht mit Energie viel effizienter um als heute. Es gibt genug erneuerbare Energie. Auch in der Schweiz. Aber wir müssen jetzt beginnen diese zu nutzen und sie so effizient wie nur möglich einzusetzen.

Das bedeutet, dass wir in Zukunft bei allen Planungen zwingend die Frage beantworten müssen: Wie kann ich ein Projekt mit möglichst wenig Energieeinsatz verwirklichen? Eine Utopie? Nein, die meisten Lösungen stehen bereit und warten nur auf deren Einsatz: Die Zuwachsraten bei den erneuerbaren Energien hat überall dort Traumkurven, wo der Umstieg gesetzlich verordnet ist, respektive deren Markteinführung gefördert wird. In der Schweiz hat das Parlament letztes Jahr die Tür dazu einen Spalt breit aufgesperrt. Mit der Einspeisevergütung für sauberen Strom haben wir erstmals ein Instrument geschaffen, welches die Spiesse zwischen den Technologien gleich lang macht. Was jetzt kommen muss ist der Tatbeweis des Zubaus. Da sieht es ermutigend aus. Wie sie wissen, war der Ansturm Anfang Mai so gross, dass einzelne Fördertöpfe bereits überbeansprucht wurden und viele Projekte abgelehnt werden mussten.

Die SES arbeitet seit über dreissig Jahren an einer menschen- und umweltverträglichen Weg der Schweizerischen Energiepolitik. Nicht wenige Mitglieder sind Koryphäen in Energie- und Wirtschaftsfragen. Die Anzahl ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Sie sind herzlich eingeladen, bei uns mitzuwirken und uns tatkräftig zu unterstützen.

Ich wünsche Ihnen für diese Tagung offene Ohren und Augen, und ein offenes Herz. Denn gemäss Antoine Saint-Exupéry sieht man nur mit dem Herzen gut.

6 Emil Lehmann: Leitung und Moderation



Emil Lehmann

*Gesprächsleiter, Tagesgespräch Schweizer
Radio DRS, Bern*

SR DRS Studio Bern

Schwarztorstr. 21

CH-3000 Bern 14

emil.lehmann@srdrs.ch

7 Kaspar Müller: Risk and Return von Kernkraftwerken – Eine Beurteilung aus Sicht der Finanzmärkte am Beispiel der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen



Kaspar Müller

Ellipson AG, Basel

Ellipson AG

Römergasse 7

CH – 4058 Basel

mueller@ellipson.com

7.1 Effiziente und zuverlässige Stromversorgung als wichtiger Wettbewerbsfaktor

Eine effiziente und zuverlässige Stromversorgung gehört zu den wichtigen Faktoren einer dauerhaft wettbewerbsfähigen Volkswirtschaft; darüber kann kein Zweifel bestehen. In der Schweiz wird der Elektrizitätsmarkt liberalisiert, um die Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit der Stromversorgung zu stärken.

Eine wettbewerbsorientierte Volkswirtschaft einerseits, und Unternehmen, die sich in einem liberalisierten Markt behaupten müssen andererseits, können sich keine Fehlallokationen knapper finanzieller Ressourcen leisten.

Ein kritischer Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion ist aus diesem Grunde wichtig. Deshalb liegt der Schwerpunkt dieses Artikels auf der wirtschaftlichen und finanziellen Perspektive, und er stützt sich ausschliesslich auf öffentlich zur Verfügung stehende Informationen ab.

In den letzten Jahrzehnten hat sich die Debatte «Kernkraftwerke Ja oder Nein» ausschliesslich auf soziale, ökologische und risikotechnische Fragen konzentriert. Die wirtschaftliche Debatte aber wurde vernachlässigt, obwohl viele finanzmarktrelevante Informationen zum vertieften Nachdenken und kritischen Reflektieren Anlass boten.

Dies soll an den folgenden drei Beispielen, die alle aufgrund ihrer Signalwirkung eine grosse Relevanz für die Beurteilung aus der Finanzmarktperspektive haben, besprochen werden:

- Kraftübertragungswerke Rheinfelden (KWR) [1999];
- Testimony eines amerikanischen Nuklearkraftwerkbetreibers [2007];
- Debatte über das schweizerische Kernenergie-Haftpflichtgesetz [2008].

7.2 Signale der Kernkraftwerksakteure an den Finanzmarkt

7.2.1 *Kraftübertragungswerke Rheinfelden verkaufen ihre 5%-Beteiligung und bezahlen dafür 90 Millionen Franken*

Mein persönliches Interesse an der finanzwirtschaftlichen Thematik rund um die Kernkraftwerks-Debatte wurde durch einen Artikel in der Neuen Zürcher Zeitung vom 17. Dezember 1999¹ geweckt. Diesem Artikel konnte man entnehmen, dass die Kraftübertragungswerke Rheinfelden AG (KWR) ihre 5%-Beteiligung an der Kernkraftwerk Leibstadt AG an die Muttergesellschaft Watt AG verkauft haben. Dafür haben die KWR kein Geld (Cash Inflow) bekommen, sondern die KWR haben der Watt AG 120 Millionen DM (entsprechend ca. 90 Millionen Franken) überwiesen.

Negative Verkaufspreise sind in einer wettbewerbsorientierten Wirtschaft nichts Aussergewöhnliches, sie reflektieren den Umstand, dass die Käuferin keine zukünftigen Cash Zuflüsse erwarten kann, sondern dass sie mit der Übernahme zukünftige Cash Abflüsse (Cash Outflows/ Cash Drains) übernimmt. Dafür will sie entschädigt werden.

Welches genau die Gründe für den negativen Preis waren, weiss man nicht. Aber folgende theoretische Analyse lässt sich ableiten: Wenn eine 5%-Beteiligung einen negativen Wert von 90 Millionen Franken hat, dann ist der theoretische Wert der gesamten Unternehmung negativ, in diesem Falle in der Höhe von ungefähr 1800 Millionen Franken. Im Jahre 1999 war das Kernkraftwerk Leibstadt seit 15 Jahren in Betrieb. Man rechnete damals mit einer Betriebsdauer von 40 Jahren (heute 50 Jahre). Die KWR sind also 25 Jahre früher ausgestiegen. Somit entspricht der Cash Drain, den die Watt AG übernommen hat, dem Barwert der zukünftigen Cash Drains von 25 Jahren. Dies entspricht, bei einem angenommenen Zinssatz von 5 Prozent, ungefähr einem jährlichen Fehlbetrag von 6,4 Millionen Franken während 25 Jahren. Bei einem angenommenen Zinssatz von 10 Prozent, einem jährlichen Fehlbetrag von 9,9 Millionen Franken während 25 Jahren. Auf 100 Prozent hochgerechnet, die KWR besaßen 5 Prozent des Aktienkapitals der KKW Leibstadt, entspräche dies bei der 5 Prozent Zinsannahme einem Fehlbetrag von 128 Millionen Franken per annum (resp. 198 Millionen Franken p.a. bei der 10 Prozent Zinsannahme). 128 Millionen Franken entsprachen ca. 25 Prozent der damaligen Jahreskosten. Die KWR besaßen nominal 22,5 Millionen Aktienkapital. Ein Verlust von 6,4 Millionen Franken entsprach demnach einem negativen jährlichen Return in Höhe von 28 Prozent.

In andern Worten: für diese Beträge wollte die Watt AG entschädigt werden, sie beurteilte als Käuferin die Lage ja selber so. Es darf davon ausgegangen werden, dass die Watt AG ihren Entscheid auf einer sehr guten Informationsbasis fällen konnte.

¹ Marktbewertung von Leibstadt bei -2 Milliarden: NZZ Nr. 294; 17. Dezember 1999

7.2.2 «Committee on Energy and Commerce» des US Repräsentantenhaus: Ohne Kreditgarantien können Kernkraftwerke nicht finanziert werden

Die Meldung der Neuen Zürcher Zeitung betreffend die KWR ist nicht die einzige Information, die zum vertieften Analysieren der Werthaltigkeit auffordert. Im April 2007 hat Christopher Crane in seiner Funktion als Senior Vice President der Exelon Corp. (Betreiber von 17 Kernkraftwerken in den USA, was ca. 20 Prozent der gesamten amerikanischen Nuklearkapazität entspricht) und als Vertreter des Nuclear Energy Institute² vor dem U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce in seiner Testimony³ ausdrücklich für eine staatliche Unterstützung in Form von «loan guarantees» plädiert, weil ohne diese staatliche Unterstützung eine Finanzierung neuer Kernkraftwerke zu verkräftbaren Kapitalkosten nicht möglich sei.

Christopher Crane erwähnt ausdrücklich, dass die Kapitalmärkte staatliche Garantien als ausschlaggebend für den Finanzierungserfolg von neuen Nuklearkraftwerken betrachten [«debt financing for new nuclear projects»].

Daraus lässt sich wiederum theoretisch folgende Interpretation ableiten: Nuklearkraftwerke weisen ein «Risk-Return Profil» auf, das ohne staatliche Hilfe keine vernünftige Kapitalmarktfinanzierung zulässt. Unter vernünftigen resp. vertretbaren Bedingungen (reasonable terms) kann man marktgerechte Kapitalkosten verstehen. Diese Äusserungen weisen darauf hin, dass die finanzielle Werthaltigkeit in einem direkten Zusammenhang mit der Finanzierbarkeit von Projekten im Allgemeinen und den Kapitalkosten im speziellen steht.

7.2.3 Sommersession 2008 des Nationalrats: Kernkraftindustrie kann ihre Risiken nicht versichern

In der kürzlich im Parlament geführten Debatte um das Kernenergie-Haftpflichtgesetz war, gemäss Neuer Zürcher Zeitung⁴, unbestritten, dass ein Atomunfall horrenden Schäden mit sich bringen kann. Umstritten war hingegen die Frage, wer in welcher Höhe dafür eine Haftpflichtversicherung haben muss. Damit verlagerte, respektive reduzierte sich die Debatte auf die Risikoverteilung zwischen der Öffentlichkeit und den Kernkraftwerken.

Völlig ausser Acht gelassen wurde, dass diese Debatte dem Kapitalmarkt wichtige Erkenntnisse bezüglich der Risikokomponente, die bei der Bestimmung der Kapitalkosten berücksichtigt werden muss, signalisierte. Wenn eine Industrie darauf aufmerksam macht, dass sie nicht in der Lage ist, diejenigen Risiken zu versichern, die sie produziert, dann signalisiert sie dem Kapitalmarkt, dass eine marktgerechte, risikoadjustierte Verzinsung des Kapitals nicht möglich ist.

² www.nei.org

³ www.nei.org/newsandevents/speechesandtestimony/2007_speeches_and_testimony

⁴ Höhere Versicherung für Atomunfälle: NZZ 28. Mai 2008

7.3 Welche Fragen müssen diese Signale für Investoren und Verwaltungsräte der Kernkraftwerke aufwerfen?

Aufgrund dieser drei Beispiele drängt sich eine vertiefte Analyse der finanziellen Werthaltigkeit von Kernkraftwerken auf. Sie soll Hinweise liefern, ob diese Beispiele keine elementare Bedeutung haben, oder ob die finanzielle Werthaltigkeit von Kernkraftwerken ein ernst zu nehmendes Problem ist. Diese Frage ist in erster Linie für Investoren und Verwaltungsräte relevant, aber aufgrund der hohen Kapitaleinsätze und grossen volkswirtschaftlichen Bedeutung auch für die Allgemeinheit.

Im Folgenden wird der Versuch einer finanzanalytischen Bestandesaufnahme in Angriff genommen, mit dem Ziel, daraus Thesen bezüglich der finanziellen Werthaltigkeit von Kernkraftwerken aufzustellen. Dies soll anhand von drei Fragen mit verschiedenen Schwerpunkten durchgeführt werden. Ziel ist es, zu verstehen, ob aus den drei Fragen jeweils ähnliche Konklusionen bezüglich der finanziellen Werthaltigkeit von Kernkraftwerken gezogen werden können.

Die drei zentralen Fragen sind:

1. Inwieweit decken Kernkraftwerke ihre Kapitalkosten?
2. Wie ist die Höhe des Eigenkapitals der Kernkraftwerke zu beurteilen?
3. Wie ist die Aktivseite der Bilanz zu beurteilen, insbesondere bezüglich der im Jahre 2006 neu in der Bilanz als Aktivum verbuchten «zu amortisierenden Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung»?

7.3.1 Öffentlich zugängliche Informationen als Basis

Basis der Bestandesaufnahme sind ausschliesslich öffentlich zur Verfügung stehende Informationen. Eine öffentlich zugängliche jährliche Finanzberichterstattung existiert für die KKW Leibstadt AG⁵ und die KKW Gösgen-Däniken AG⁶. Investoren sind heute bei der KKW Leibstadt AG gemäss Geschäftsbericht 2007 folgende sieben Aktionäre (auch Partner genannt):

- Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel) mit 27,4 Prozent,
- Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) mit 22,8 Prozent,
- Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL) 16,3 Prozent,
- Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW) mit 13,6 Prozent,
- BKW FMB Beteiligungen AG 9,5 Prozent,
- AEW Energie AG 5,4 Prozent und
- Energie Ouest Suisse (EOS) 5,0 Prozent.

Bei der KKW Gösgen-Däniken AG sind es gemäss Geschäftsbericht 2007 folgende fünf Aktionäre (auch Partner genannt):

⁵ www.kkl.ch

⁶ www.kkg.ch

- Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel) mit 40 Prozent,
- Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) mit 25 Prozent,
- Stadt Zürich mit 15 Prozent,
- Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW) mit 12,5 Prozent und
- Energie Wasser Bern (EWB) mit 7,5 Prozent.

Diese Aktionäre resp. Partner der beiden Kernkraftwerke sind weitgehend im Besitz der öffentlichen Hand.

7.3.2 Fragwürdige Transparenz und Klarheit der Finanzinformationen der Kernkraftwerksbetreiber

Es sei vorweggenommen, dass die finanzanalytische Bestandesaufnahme und das Erarbeiten von Thesen ein schwieriges Unterfangen sind, da das Transparenz- und Informationsniveau der finanziellen Berichterstattung viele wichtige Fragen unbeantwortet lassen⁷. Deshalb bleibt eine Interpretation aufgrund der vorliegenden Zahlen ein heikles Thema. Oft ist auch dem geübten Bilanzleser nicht klar, wie die vorliegenden Informationen zu interpretieren sind.

Der Grundsatz der Klarheit ist nicht erfüllt. Gemäss Entwurf Aktienrechtsreform ist die in Art. 957a Ziffer 3⁸ geforderte Klarheit folgendermassen definiert:

«Der Grundsatz der Klarheit nach Ziffer 3 besagt, dass die Buchführung einer fachkundigen Leserin oder einem fachkundigen Leser in allen Teilen mühelos verständlich sein muss. Zudem müssen die Aufzeichnungen lesbar und eindeutig sein.»

Sobald zu den unklaren Punkten von Seiten der Kernkraftwerksbetreiber die notwendige Transparenz geschaffen wurde, können die im Folgenden aufgestellten Thesen verifiziert werden. Die folgenden Bemerkungen sind deshalb immer in diesem Sinne zu verstehen.

7.4 Erste Frage: Decken Kernkraftwerke ihre Kapitalkosten?

7.4.1 Ausgangslage

Die KKW Leibstadt AG (im folgenden KKW Leibstadt, Inbetriebnahme 1984) hat im Jahre 2007 einen operativen Gewinn, entsprechend dem Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT, Earnings Before Interest and Taxes), in Höhe von 121,6 Millionen Franken erwirtschaftet und Steuern in Höhe von 5,5 Millionen Franken bezahlt. Demnach entspricht der buchhalterische betriebliche Gewinn nach Steuern 116,1 Millionen Franken. Dieser Gewinn wird auch als NOPAT (Net Operating Profit After Taxes) bezeichnet. Der NOPAT entspricht demjenigen

⁷ Im allgemeinen bezüglich öffentlich verfügbarer Informationen und im speziellen bezüglich Informationen in den Geschäftsberichten wie z.B.: Auswirkungen im Zusammenhang mit dem Wechsel der Betriebsdauer, insbesondere technische Annahmen und Berechnungsgrundlagen der Rückstellungen, Unklarheit über Barwerte oder Zeitwerte und Zeitperioden, keine 10-Jahresübersichten usw.

⁸ Entwurf ARR (Aktienrechtsreform) Art. 957a Ziffer 3: Grundsätze ordnungsmässiger Rechnungslegung (GoR) und 07.000 Botschaft zur Änderung des Obligationenrechts S. 109.

Betrag, der für die Verzinsung (Kapitalkosten für das Fremd- und Eigenkapital) des betrieblich notwendigen Kapitals zur Verfügung steht. Im Jahresdurchschnitt benötigte das KKW Leibstadt 2423 Millionen Franken Kapital. Dies entspricht dem Durchschnitt des betrieblich notwendigen Anlagevermögens und Nettoumlaufvermögens zu Beginn und am Ende des Geschäftsjahres⁹.

Jedes Unternehmen, das in einem liberalisierten Markt langfristig überleben will, muss einen NOPAT erwirtschaften, der grösser ist als die Kapitalkosten, und zwar die Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten. Ist dies nicht der Fall, zerstört es finanzielle Werte. Das KKW Leibstadt verzinst das betriebsnotwendige Kapital zu 4,8 Prozent (116,1 Millionen Franken im Verhältnis zu 2423 Millionen Franken) und das ist offensichtlich nicht genug. Avenir Suisse legt z.B. in der Studie «Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung» [Juni 2008¹⁰] für die Berechnung der Gestehungskosten für Strom aus Kernkraftwerken Kapitalkosten in Höhe von 9 Prozent zugrunde. Diese Annahme ist realistisch, selbst wenn Avenir Suisse Kapitalkosten von 9 Prozent als eine komfortable Annahme bezeichnet. Selbst weniger komfortable Annahmen werden einen Kapitalkostensatz (gewichtete Fremd- und Eigenkapitalkosten) ergeben, der um die 8 Prozent zu liegen kommt. Zum Vergleich: Die Schweizerische Post weist Kapitalkosten von 8 Prozent aus¹¹.

Wenn die Kapitalkosten nicht vollständig gedeckt sind, dann sind auch die ausgewiesenen Gestehungskosten in Höhe von unter fünf Rappen (KKW Leibstadt) und unter 4 Rappen (KKW Gösgen-Däniken AG, im folgenden KKW Gösgen) zu tief¹². Die KKW Gösgen (Inbetriebnahme 1979) verzinst das betriebsnotwendige Kapital zu 4,9 Prozent (49,2 Millionen Franken im Verhältnis zu 974 Millionen Franken).

Diese Überlegungen und Berechnungen entsprechen der Berechnung des EVA¹³ (Economic Value Added). Der EVA kann als Instrument der Unternehmensbewertung und als Massstab für die finanzielle Performance eines Unternehmens in einem Jahr genutzt werden. Gemessen wird, ob ein finanzieller Mehrwert geschaffen wurde oder nicht, denn der buchhalterische Gewinn berücksichtigt keine Eigenkapitalkosten und sagt somit nichts über finanzielle Wertschöpfungen resp. -zerstörungen aus.

7.4.2 *These: Kernkraftwerke decken ihre Kapitalkosten nicht und vernichten finanzielle Werte*

Im Falle des KKW Leibstadt fehlen 4,2 Prozent (9 Prozent Kapitalkosten minus effektive Verzinsung von 4,8 Prozent). Es besteht somit ein negativer Spread in Höhe von 4,2 Prozent, der bezogen auf das betriebsnotwendige Kapital von 2423 Millionen Franken, einer finanzielle Wertzerstörung in Höhe von minus 101,8 Millionen Franken (=EVA 2007) gleichkommt. Die entsprechende finanzielle Wertverminderung beim KKW Gösgen basiert auf einem negativen Spread von 3,9 Prozent, entsprechend einem negativen EVA 2007 von minus 38,0 Millionen Franken.

⁹ Berechnung: Bilanzsumme abzüglich der im Stilllegungsfonds für Kernanlagen und im Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke gebundenen Mittel sowie abzüglich kurzfristigen Fremdkapitals.

¹⁰ Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext: Urs Meister; Juni 2008; Avenir Suisse; Seiten 65 und 69

¹¹ Die Schweizerische Post Zwischenbericht 2008, Seite 6

¹² KKW Leibstadt AG: Geschäftsbericht 2007; Seite 33, 4,72 Rp. pro kWh und KKW Gösgen-Däniken AG: Geschäftsbericht 2007 S. 10, 3,64 Rappen pro Kilowattstunde

¹³ EVA[®] ist eine geschützte Marke von Stern Stewart & Co

Die Ergebnisse der EVA-Analyse liefern offensichtlich auch einen plausiblen Grund für den negativen Kaufpreis, den die KWR im Jahre 1999 zu akzeptieren hatten und, es kann davon ausgegangen werden, dass heute in aller Wahrscheinlichkeit bei der aktuellen Eigenkapitalverzinsung ähnliche negative Preise bezahlt würden.

Aufgrund dieser Überlegungen kann die erste Frage mit der These beantwortet werden, dass die KKW Leibstadt und Gösgen die Kapitalkosten nicht decken und damit finanzielle Werte vernichten.

7.4.3 Prüfung der Gegenthese: Die Partner werden für die nicht marktgerechte Kapitalrendite mit einem Übergewinn entschädigt

Allerdings kann folgende Gegenthese aufgestellt werden: Die beiden Kernkraftwerke sind als Partnerwerke geführt, bei denen sich die Partner (sieben resp. fünf Aktionäre) verpflichtet haben, die Jahreskosten des KKW Leibstadt resp. des KKW Gösgen zu übernehmen¹⁴. Als Gegenleistung erhalten sie den produzierten Strom zu den ausgewiesenen Jahreskosten. Wenn die Jahreskosten nicht alle Kosten im Rahmen der Rechnungen der beiden Kernkraftwerke berücksichtigen, so bedeutet dies, dass die Partner den Strom in den KKW Leibstadt und Gösgen entsprechend billiger einkaufen können und somit in den Jahresrechnungen der Partner (Aktionäre) ein «Übergewinn» (höherer Gewinn) anfällt. Dieser Übergewinn entsteht aufgrund der günstigen Einkaufspreise. Somit würden die Partner für die nicht marktgerechte Kapitalrendite in Form eines «Übergewinns» entschädigt. Diese Überlegung entspricht einer konsolidierten Betrachtungsweise.

Gegen die Übergewinnthese spricht aber, dass in diesem Falle für die KWR im Jahre 1999 kein plausibler Grund bestanden hätte, der Watt AG 120 Millionen DM zu überweisen. Ebenso dagegen spricht, dass die KKW Leibstadt und Gösgen bezüglich Gestehungskosten immer auf der Basis der im Geschäftsberichte ausgewiesenen Gesamtkosten kommunizieren und argumentieren¹⁵. Und diese Gesamtkosten beinhalten offenbar nicht alle Kosten, insbesondere nicht alle Kapitalkosten.

Es wäre fatal, wenn der fehlende «Übergewinn» bei den Partnern mit Gewinnbeiträgen aus andern Sparten kompensiert würde. Quersubventionen können in einem liberalisierten Markt verheerende Folgen zeitigen, und sie verhindern eine optimale Allokation der finanziellen Mittel.

7.4.4 Konklusion

Aufgrund obiger Überlegungen kann die erste Frage dahingehend beantwortet werden, dass das KKW Leibstadt und das KKW Gösgen die Kapitalkosten nicht decken und damit finanzielle Werte vernichten.

¹⁴ KKW Leibstadt AG: Geschäftsbericht 2007; Seite 57, KKW Gösgen-Däniken AG: Geschäftsbericht 2007 S. 26

¹⁵ KKW Leibstadt AG: Geschäftsbericht 2007; Seite 6, KKW Gösgen-Däniken AG: Geschäftsbericht 2007 S. 10

7.5 Zweite Frage: Wie ist die Höhe des Eigenkapitals zu beurteilen?

7.5.1 Ausgangslage

7.5.1.1 Ausgewiesenes Eigenkapital

Das ausgewiesene Eigenkapital des KKW Leibstadt (Inbetriebnahme 1984) beträgt per Ende 2007 500,1 Millionen Franken, bestehend aus 450 Millionen Franken Aktienkapital und 50,2 Millionen Franken erarbeitetem Eigenkapital. Die Eigenkapitalquote beträgt 14,5 Prozent¹⁶. Das ausgewiesene Eigenkapital des KKW Gösgen (Inbetriebnahme 1979) beträgt per Ende 2007 342,2 Millionen Franken, bestehend aus 290 Millionen Franken einbezahlem Aktienkapital und 52,2 Millionen Franken erarbeitetem Eigenkapital. Die Eigenkapitalquote beträgt 14,4 Prozent¹⁷.

Hier fallen zunächst einmal die für kapitalintensive Unternehmen sehr tiefen Eigenkapitalquoten auf. Auffallend ist aber auch, dass trotz bereits 23 (KKW Leibstadt) resp. 28 (KKW Gösgen) Betriebsjahren kaum erarbeitetes Eigenkapital vorhanden ist.

Die Aktionäre des KKW Leibstadt haben erstmals im Jahre 1987 für das Geschäftsjahr 1986 eine Dividende in Höhe von 4,5 Prozent erhalten. Diese Dividendenhöhe wurde bis ins Jahr 2007 beibehalten. Im Jahr 2007 wurde die Dividende für das Geschäftsjahr 2006 auf 5,5 Prozent erhöht. Die Aktionäre des KKW Gösgen erhalten eine Dividende von 6 Prozent.

7.5.1.2 Eigenkapital als Basis der finanziellen Stabilität

Eine genügend hohe Ausstattung mit Eigenkapital ist sehr wichtig. Einmal wegen der unternehmerischen Handlungsautonomie, zum zweiten, weil üblicherweise gerade bei kapitalintensiven Industrien finanzielle Mittel für die Fortführung der Tätigkeit, das heisst die dafür notwendigen Erneuerungen – hier ein neues Kernkraftwerk – angespart werden. In andern Worten, das Aktienkapital auf Stufe Kernkraftwerk ist keine Spende, sondern es unterliegt finanzmarkttechnischen Gesetzmässigkeiten, denen man sich in einer wettbewerbsorientierten Wirtschaft nicht entziehen kann.

Wenn die Eigenkapitalkosten nicht gedeckt sind, dann erodiert das Eigenkapital und die Finanzierung des «Going Concerns» eines Unternehmens ist schon bei kleinen Turbulenzen in Frage gestellt, es sei denn, die Aktionäre sind bereit neues Eigenkapital einzuschiessen. Eine Stromlücke schliesst sich in einer Marktwirtschaft über den Preismechanismus, eine Eigenkapitallücke schliesst sich nicht Dank der Hilfe eines Marktmechanismus, sondern Dank einer Rekapitalisierung durch die Aktionäre.

Ein dritter wichtiger Grund für eine solide Ausstattung mit Eigenkapital ist der Hebeleffekt. Tiefe Eigenkapitalquoten, oder anders formuliert, Unternehmen ohne Eigenkapitalreserven (-polster) können schnell in Schwierigkeiten geraten, wenn das Vermögen auf der Aktivseite abgewertet wird oder wenn neue Verpflichtungen (z.B. Entsorgung) auftauchen. Dieser Effekt konnte auch im Rahmen der Subprimekrise bei den Banken beobachtet werden.

¹⁶ Eigenkapital in Höhe 500,1 Millionen Franken im Verhältnis zum Gesamtkapital in Höhe von 3440 Millionen Franken = 14,5 Prozent

¹⁷ Eigenkapital in Höhe 342,2 Millionen Franken im Verhältnis zum Gesamtkapital in Höhe von 2370,2 Millionen Franken = 14,4 Prozent

Viertens: Neben der Liquidität und Rentabilität ist auch die finanzielle Stabilität ein wichtiges Kriterium. Das Gesetz der Fristenkongruenz besagt, dass im Interesse der finanziellen Stabilität langfristig gebundene Vermögensgegenstände möglichst mit Eigenkapital finanziert werden sollten. Kernkraftwerke zeichnen sich durch hohe, sehr langfristig gebundene Vermögensteile aus. Deshalb sollte die Eigenkapitalquote mindestens 50 Prozent betragen.

7.5.1.3 Eigenkapital als Haftungskapital

Fünftens trägt das Eigenkapital auch das Risiko mit. Wenn aus wirtschaftlichen Gründen, oder unfallbedingt, Schwierigkeiten auftreten, dann haftet das Eigenkapital. Je höher das Eigenkapital, desto besser die Deckung. Die Diskussion um die Höhe der Haftungssumme im Rahmen des Kernenergie-Haftpflichtgesetzes hat ausser Acht gelassen, dass die Versicherungssummen auch in Beziehung zum bestehenden Eigenkapital gesetzt werden sollten, das heisst, aufgrund der zu tiefen Eigenkapitalausstattung wäre eine höhere Haftungssumme als 1800 Millionen Franken angemessen. Zudem stehen dem haftenden Eigenkapital in der Bilanz auf der Aktivseite keine liquiden Mittel gegenüber, die für die Schadensbehebung verwendet werden könnten.

Grundsätzlich haften die Aktionäre, auch im Konkursfall, nur mit dem Aktienkapital, eine weitere Haftung besteht nicht, es sei denn die Aktionäre hätten rechtsgültig zusätzliche Vereinbarungen unterzeichnet. Hier ist es wichtig zu wissen, ob die Aktionäre vertragliche Vereinbarungen eingegangen sind.

Eine zusätzliche Verpflichtung der Aktionäre (Partner) könnte allerdings auch ohne Vereinbarung aufgrund möglicherweise bestehender «constructive obligations» gemäss IAS 37, par.10¹⁸ abgeleitet werden. IAS 37, par.10 beschreibt «constructive obligations» wie folgt:

«A constructive obligation is an obligation that derives from an entity's actions where: by an established pattern of past practice, published policies or a sufficiently specific current statement, the entity has indicated to other parties that it will accept certain responsibilities; and as a result, the entity has created a valid expectation on that part of those other parties that it will discharge those responsibilities».

IAS ist in dieser Frage relevant, weil sowohl Atel wie auch NOK und BKW für ihre Konzernrechnung IFRSs (International Financial Reporting Standards) anwenden. Jede «veröffentlichte Politik oder jedes aktuelle öffentliche Statement bezüglich Übernehmens der Verantwortung» kann somit die Partnergesellschaften in die finanzielle Haftung miteinbeziehen. Wäre dies der Fall, könnten diese Risiken dramatische Folgen für die Unternehmen der Aktionäre haben und auch deren Kapitalmarktfähigkeit in Mitleidenschaft ziehen.

7.5.2 These: Die Eigenkapitallücke der Kernkraftwerke ist ein mehrfaches des ausgewiesenen Eigenkapitals

Es ist keine übertriebene Annahme, wenn man für das Eigenkapital der Kernkraftwerke eine Verzinsung des Eigenkapitals von mindestens 10 Prozent als angemessen betrachtet¹⁹. Zieht

¹⁸ IFRS® 2008 (International Financial Reporting Standards): IAS 37 par.10 (International Accounting Standard)

man davon im Falle des KKW Leibstadt die ausbezahlten Dividenden in Höhe von durchschnittlich 4,5 Prozent ab, dann bleibt eine jährliche Lücke von 5,5 Prozent auf 450 Millionen Franken während 23 Jahren (2007). Dies entspricht einem Betrag von 24,75 Millionen Franken. Theoretisch hätte das KKW Leibstadt neben der Auszahlung der Dividende dem Eigenkapital jährlich mindestens einen Betrag in Höhe von 24,75 Millionen Franken zuweisen müssen. Aufgezinst mit 10 Prozent über 23 Jahre entspricht dies einem Betrag von 1944 Millionen Franken. Bei marktgerechter Verzinsung des Eigenkapitals müsste das ausgewiesene Eigenkapital im Jahre 2007 2394 Millionen Franken betragen (450 Millionen Franken plus 1944 Millionen Franken). Ausgewiesen wird jedoch Eigenkapital in Höhe 500,1 Millionen Franken. Somit ergibt sich eine theoretische Eigenkapitallücke in Höhe von 1894 Millionen Franken (2394 Millionen Franken minus 500,1 Millionen Franken).

7.5.3 Prüfung der Gegenthese: Das fehlende Eigenkapital liegt als Reserve bei den Partnerwerken

Auch hier könnte man wieder mit der Gegenthese argumentieren, dass diese Beträge als Reserven bei den Partnern (Aktionären) liegen. Allerdings gelten auch hier die gleichen Überlegungen, die beim EVA-Ansatz zu einem Verwerfen der Gegenthese führen.

Eine Plausibilitätsrechnung unterstützt das Verwerfen der Übergewinnthese. Die Atel Gruppe besitzt 27,4 Prozent des KKW Leibstadt und 40 Prozent des KKW Gösgen und weist in der konsolidierten Bilanz 2007 Gewinnreserven in Höhe von 1798 Millionen Franken aus. Ausgehend von der Eigenkapitallücke von 1894 Millionen Franken (Basis 5,5 Prozent Verzinsungslücke) für das KKW Leibstadt und 1353 Millionen Franken für das KKW Gösgen (Basis 4 Prozent Verzinsungslücke), müssten theoretisch 1060 Millionen Franken der Gewinnreserven aus dem Übergewinn der Kernkraftwerke stammen, das sind beachtliche 59 Prozent²⁰.

Es ist jedoch evident, dass das Eigenkapital der Aktionäre (Partner) nicht «zweckgebunden» nur für die Kernkraftwerke, sondern sämtliche Aktivitäten notwendig ist (Allokation der finanziellen Ressourcen und Risiken). Eine vertiefte Abklärung dieses Themenkomplexes gehört meines Erachtens zu den dringenden Aufgaben der Prüfungsausschüsse der Verwaltungsräte der Kernkraftwerke und der Partnerunternehmen.

7.5.4 Konklusion

Aufgrund dieser Überlegungen kann die zweite Frage dahingehend beantwortet werden, dass die Kernkraftwerke über erhebliche Eigenkapitallücken verfügen. Das fehlende Eigenkapital beträgt im Falle von Leibstadt fast 2 Milliarden Franken und übersteigt das ausgewiesene Eigenkapital um den Faktor 4. Damit fehlt in beträchtlichem Umfang Haftungskapital und die finanzielle Stabilität ist fragwürdig.

¹⁹ Die These wird mit Hilfe der 10 Prozent Eigenkapitalverzinsungsannahme dargestellt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass finanzmarkttechnisch schon ohne, jedoch insbesondere unter Berücksichtigung der notwendigen Risikoprämie, deutlich höhere Eigenkapitalverzinsungsannahmen angemessen wären.

²⁰ Bei höheren Eigenkapitalverzinsungsannahmen wird diese Kennzahl schnell auf über 100 Prozent anwachsen.

7.6 Dritte Frage: Was sind «zu amortisierende Kosten»?

7.6.1 Ausgangslage

In den adjustierten Bilanzen 2005 und 2006 der KKW Leibstadt und Gösgen taucht neu ein Aktivposten «zu amortisierende Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung» auf, beim KKW Leibstadt in Höhe von 510,7 Millionen Franken (2005) und 403,3 Millionen Franken per Ende 2006, beim KKW Gösgen in Höhe von 327,0 Millionen Franken (2005) und 282,2 Millionen Franken per Ende 2006.

Der Aussenstehende Bilanzleser kann dem Anhang zur Rechnungslegung²¹ entnehmen, dass die Entstehung der Position «zu amortisierende Kosten» im Zusammenhang mit zwei Vorgängen steht.

1. Die Methode der Rückstellungsberechnung (Rückstellungsmodelle) wurde auf eine Barwertbilanzierung umgestellt. Bisher wurden jeweils lineare Zuweisungen zulasten der Erfolgsrechnung gemacht²².
2. Aufgrund einer Aktualisierung der Kostenstudien betreffend Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung von nuklearen Abfällen, basierend auf einer angenommenen verlängerten Nutzungsdauer von 50 Jahren (bisher 40 Jahre, also neu zehn zusätzliche Betriebsjahre), stiegen die geschätzten Verpflichtungen für das KKW Leibstadt für den Nachbetrieb, die Stilllegung und Entsorgung auf insgesamt 5500 Millionen Franken. Dies sind 1350 Millionen Franken mehr als bisher. Für das KKW Gösgen stiegen die geschätzten Verpflichtungen auf 4100 Millionen Franken, was einer Erhöhung von 1100 Millionen Franken gegenüber der letzten Berechnung gleich kommt. Diese Werte entsprechen dem Zeitwert nach Ende der Betriebsphase. Aus dem Zeitwert hat die KKW Leibstadt AG den Barwert der Verpflichtungen zum heutigen Zeitpunkt berechnet. Dieser beträgt, gemäss Geschäftsbericht 2006, für die zusätzlichen Verpflichtungen 403,3 Millionen Franken. Beim KKW Gösgen sind es 282,2 Millionen Franken²³.

Aufgrund der Erhöhung der Verpflichtungen auf der Passivseite der Bilanz und dem neuen Aktivum «zu amortisierende Kosten» auf der Aktivseite hat sich eine Bilanzverlängerung ergeben.

7.6.2 Erklärungsversuch der Vermögensposition «zu amortisierende Kosten»

Bezüglich der Position «zu amortisierende Kosten» stellt sich die Frage, wie diese Position zu begründen ist und welche Werthaltigkeit dieses Aktivum besitzt. Diese Frage ist allein schon deshalb brisant, weil es sich um Beträge handelt, die ungefähr dem Eigenkapital entsprechen und, weil ohne diese Position das Eigenkapital aufgebraucht gewesen und eine Rekapitalisierung notwendig geworden wäre.

²¹ KKW Leibstadt AG: Geschäftsbericht 2006, Grundsätze der Rechnungslegung, Seite 43 ff. und KKW Gösgen-Däniken AG: Geschäftsbericht 2006, Anhang zur Jahresrechnung, Seite 31 ff.

²² Betreffend Unterschiede der Methoden siehe auch: «Comparison among different decommissioning funds methodologies for nuclear installations»: Editor Wuppertal Institut für Klima; 2007; Seite 154
http://www.wupperinst.org/en/projects/proj/uploads/tx_wiprojekt/EUDecommFunds_FinalReport.pdf

²³ KKW Leibstadt AG: Geschäftsbericht 2006; Seite 44 und KKW Gösgen-Däniken AG: Geschäftsbericht 2006; Seite 31 und 32: Auswirkungen von Schätzungsänderungen

Als Begründung kämen zwei Erklärungen in Frage:

1. Denkbar wäre einmal, aber es geht aus dem Geschäftsbericht nicht hervor, dass z.B. bereits bereitgestellte und damit bezahlte Räumlichkeiten, bereits ausgebaggerte Gruben, etc. bestehen oder sonstige Aufwendungen enthalten sind, welche sonst in den dem Bilanzstichtag folgenden Perioden anfallen würden. Wenn dem so ist, stellt sich aber die Frage, warum eine Position „zu amortisierende Kosten“ nicht auch schon in den Vorjahren bestanden hat.
2. Wahrscheinlicher ist, dass in diesem Falle ein Element aus den IFRSs (International Financial Reporting Standards) in der Jahresrechnung auftaucht. IAS 16, Ziffer 16c²⁴ (International Accounting Standard) hält fest, dass

«the initial estimate of cost of dismantling and removing the item and restoring the site on which it is located, the obligation for which an entity incurs either when the item is acquired or as a consequence of having used the item during a particular period of purposes other than to produce inventories during the period ... qualifies for recognition as an asset and shall be measured at its costs.»

Die Überlegung hinter diesem Standard ist wohl, dass Nachbetriebskosten wie Erstellungskosten behandelt werden sollen, da ohne deren Berücksichtigung ein Kernkraftwerk gar nicht gebaut werden dürfte. Diese Überlegung belegt und erklärt die Behandlung in der finanziellen Rechnungslegung, aber es ändert nichts an der wirtschaftlichen Realität, die dem Aktivum «zu amortisierende Kosten» zugrunde liegt. Es handelt sich um Eigenkapital, das in erster Linie aufgrund von internationalen, allgemein akzeptierten Accountingkonventionen entstanden ist (also Modelle, die versuchen, die Realität abzubilden) und nicht um Vermögenswerte, die aufgrund eines vergangenen Geschäftsvorfalles entstanden sind, und welche über die Berichtsperiode hinaus dem Unternehmen Nutzen bringen. Insbesondere ist nicht davon auszugehen, dass dieses Aktivum verkauft werden kann. Somit begründet das durch diese Position «gerettete» Eigenkapital weder eine Erweiterung der unternehmerischen Handlungsautonomie noch eine zusätzliche Haftung oder Risikoabsicherung.

Aktiviert werden von den beiden KKW's die Barwerte für geschätzte Kosten; aus dem Adjektiv «geschätzte» geht hervor, dass es sich um zukünftige Kosten handelt. Aktivierbar sind aber grundsätzlich nur bereits erbrachte Aufwendungen wie z.B. Forschungskosten. Der Entwurf ARR (Aktienrechtsreform) sieht hier eine sehr klare Präzisierung vor. Art. 959 2 OR²⁵ soll neu heissen:

«Als Aktiven müssen Vermögenswerte bilanziert werden, wenn aufgrund vergangener Ereignisse über sie verfügt werden kann, ein Mittelzufluss wahrscheinlich ist und ihr Wert verlässlich geschätzt werden kann. Andere Vermögenswerte dürfen nicht bilanziert werden.»

Ich gehe davon aus, dass dieser Themenkomplex in den Prüfungsausschüssen der Verwaltungsräte, sowohl der Kernkraftwerke wie auch der Partnerunternehmen, bereits intensiv diskutiert wird. Interessant und auch notwendig wäre, die Öffentlichkeit, die ja an den Kernkraftwerken als Aktionärin mitbeteiligt ist, über das Ergebnis dieser Diskussion zumindest teilweise ins Bild zu setzen.

²⁴ Siehe auch IFRIC Interpretation 1: Changes in Existing Decommissioning, Restoration and Similar Liabilities (IFRIC: International Financial Reporting Interpretation Committee)

²⁵ Entwurf ARR (Aktienrechtsreform) Art. 959 Ziffer 2: Zweck der Bilanz, Bilanzierungspflicht und Bilanzierungsfähigkeit und 07.000 Botschaft zur Änderung des Obligationenrechts S. 116

7.6.3 Konklusion

Aufgrund des Aktivums «zu amortisierende zukünftige Kosten» entsteht Eigenkapital, das in erster Linie aufgrund von internationalen, allgemein akzeptierten Accountingkonventionen entstanden ist. Ohne diese Position wäre das Eigenkapital aufgebraucht gewesen und eine Rekapitalisierung notwendig geworden. Das so gerettete Eigenkapital trägt weder zur Erweiterung der unternehmerischen Handlungsautonomie noch zu einer zusätzlichen Haftung oder Risikoabsicherung bei.

7.6.4 Steigende Rückstellungen aufgrund der Laufzeitverlängerung?

Die Rückstellungen für Verpflichtungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung sind aufgrund der Änderungen der Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze beim KKW Leibstadt um 511 Millionen Franken gestiegen, beim KKW Gösgen um 288 Millionen Franken.

Bezüglich Rückstellungen ist nicht genügend klar, wie sie berechnet werden. Neben den Angaben, dass mit einer Verzinsung von 5 Prozent und einer Teuerung von 3 Prozent gerechnet wird, fehlen viele zusätzliche technische Angaben für das Verständnis der Höhe des Barwertes der Rückstellungen für Nachbetrieb Stilllegung und Entsorgung.

Ebenfalls unklar bleiben die Gründe der Erhöhung der Rückstellungen. Sind es höhere Rückstellungen aufgrund der Verlängerung der Laufzeit, oder sind es höhere Rückstellungen, weil sich die aus dem laufenden Betrieb bereits angefallenen Entsorgungskosten verteuert haben. Für eine aussagekräftige Analyse wäre zudem eine Verteilung in Rückstellungen für (1) Nachbetrieb, (2) Stilllegung, (3) Entsorgung und (4) sonstige angebracht. Immerhin handelt es sich um eine Position, die beim KKW Leibstadt mehr als 60 Prozent und beim KKW Gösgen 78 Prozent der Passiven umfasst.

7.7 Risiken für Verwaltungsräte von Kernkraftwerken und für Verwaltungsräte der Partner

Verwaltungsrätinnen und -räte (im folgenden Verwaltungsrat) der Partnerunternehmen (Aktionäre der Kernkraftwerke) tragen die Verantwortung dafür, dass die Strategie der langfristigen finanziellen Werterhaltung und -vermehrung Rechnung trägt. Die Verantwortung und Komplexität (Schwierigkeiten) steigen in einem liberalisierten Umfeld, da neu finanzmarkttechnische Gesetzmässigkeiten zwingend berücksichtigt sein müssen. Deshalb ist es für den Verwaltungsrat enorm wichtig, absolute Klarheit zu haben bezüglich der Fragen der Kapitalkosten, der adäquaten Höhe des Eigenkapitals, eines allfälligen Übergewinns und der Allokation der finanziellen Ressourcen und, daraus abgeleitet, der Frage nach der Kostenwahrheit der Gestehungskosten. Diese Fragen sind Kernfragen für eine kapitalintensive Industrie, die in einem wettbewerbsorientierten, liberalisierten Elektrizitätsmarkt bestehen muss. Ihr muss nicht nur von Investoren und der Öffentlichkeit, sondern auch vom Verwaltungsrat sorgfältig nachgegangen werden.

7.7.1 Die Tücken der Equity-Konsolidierung

Kein Aktionär hat eine Mehrheitsbeteiligung an einem der analysierten Kernkraftwerke. Beteiligungen von unter 50 Prozent werden von den Obergesellschaften (in diesem Fall Aktionären/Partnern) zum anteiligen Eigenkapitalwert (entspricht dem Substanzwert berechnet als Fair Value der Aktiven minus Fremdkapital) und dem anteiligen Gewinn erfasst. Somit ist die Equity-Konsolidierungsmethode eine Bewertungsmethode. Bei Atel erscheinen somit 40 Prozent des anteiligen Eigenkapitals und 40 Prozent des anteiligen Gewinns des KKW Gösgen, nicht aber das Fremdkapital, das die Rückstellungen für Stilllegung, Nachbetrieb und Entsorgung enthält, auch nicht der Umsatz. Verwaltungsräte der Partnergesellschaften können somit die wirklichen Risiken, die mit den KKW Leibstadt und Gösgen verbunden sind, nicht in den Konzernbilanzen sehen, sondern sie müssen auch die Bilanzen und Erfolgsrechnungen der Kernkraftwerke detailliert analysieren.

Es ist korrekt, dass die Kernkraftwerks-Beteiligungen von mindestens 20 Prozent bis unter 50 Prozent mit der Equity-Methode in den Konzernbilanzen erfasst werden. Wichtig ist aber, dass sich der Verwaltungsrat über das Wesen und die Wirkung der Equity-Konsolidierung im Klaren ist. Das mangelnde Verständnis über die Equity-Konsolidierung war schon oft Pate von wirtschaftlichen Fehlleistungen.

7.7.2 Der Markt bestimmt die Kapitalkosten

Es wird im Rahmen dieses Artikels die These vertreten, dass die Eigenkapitalgeber nicht marktgerecht für ihre Risiken entschädigt werden und, dass sich daraus eine nicht unwesentliche Eigenkapitalücke bei den KKW Leibstadt und Gösgen ergeben hat.

Die Eigenkapitalkosten sind eng mit dem Risiko einer Investition verbunden. Je höher das Risiko, desto höher die Eigenkapitalverzinsung. Der finanzielle Wert eines Kernkraftwerks besteht aus der Summe seiner zukünftigen Cashströme. Diese bestehen aus den Cash Inflows während der Betriebsdauer und den Cash Outflows nach der Betriebsdauer. Da zukünftige Cashströme mit Unsicherheiten verbunden sind, ist eine möglichst hohe Transparenz notwendig. Nur so können einigermaßen zuverlässige Annahmen gemacht werden. Wenn ein Investor davon ausgeht, dass zukünftige Cash Inflows mit grosser Sicherheit zu erwarten sind, dann wird er tiefere Eigenkapitalkosten veranschlagen, als wenn er die zukünftigen Cash Inflows als risikobehaftet beurteilt.

Dies kann an folgendem Beispiel gezeigt werden. Der Investor erwartet in zwanzig Jahren einen Cash Inflow von 100 Franken und er ist sich ziemlich sicher, dass er diesen bekommen wird. Er rechnet deshalb mit Kapitalkosten von 9 Prozent. Somit ist für ihn der Barwert heute Franken 17,84. Dies sind 100 Franken abgezinst mit 9 Prozent während 20 Jahren. Wenn er jedoch Zweifel hegt, ob er in 20 Jahren wirklich 100 Franken bekommen wird, dann setzt er diese 100 Franken heute nur mit 6.11 Franken ein. Dies sind 100 Franken abgezinst mit 15 Prozent während 20 Jahren. Dieses Beispiel zeigt, dass mit steigendem Risiko höhere Kapitalkosten zu veranschlagen sind, und es zeigt auch die enorme Wirkung einer Änderung der Kapitalkosten auf den finanziellen Wert.

Es gibt viele Kapitalkosten relevante Risiken bei einer Investition in ein Kernkraftwerk. Mit einer Investition in ein Kernkraftwerk setzt ein Investor heute sein Kapital auf eine Technologie, die während 50 Jahren dem Technologiewandel ausgesetzt sein wird. Wenn

innerhalb dieser Zeit ein technologischer Durchbruch einer andern Energieproduktionsmethode gelingt, was aufgrund des schnellen Technologiewandels und der langen Dauer sehr wahrscheinlich ist, dann brechen plötzlich die finanziellen Werte für die langfristigen erzielbaren Cash Inflows in sich zusammen. Diese Gefahr berücksichtigt ein Investor, in dem er eine hohe Eigenkapitalverzinsung (Risikoprämie) verlangt. Bildlich kann die mit dem Technologiewandel verbundene Gefahr folgendermassen dargestellt werden: Der grosse Skichampion Toni Sailer würde mit seiner Ausrüstung aus dem Jahre 1958 heute, allein schon aufgrund seiner mangelhaften Ausrüstung, kaum mehr in einem Weltcuprennen zum Start zugelassen, geschweige denn mit einer realistischen Erfolgchance am Wettbewerb teilnehmen.

Weitere Kapitalkosten relevante Risiken sind möglicherweise höhere als angenommene Neubaukosten und steigende Entsorgungskosten aufgrund sich ändernder Erkenntnisse oder Technologien. Nicht ausser Acht lassen darf man zudem technisch erforderliche, oder politisch gewollte oder unfallbedingte kürzere Betriebszeiten. Und schliesslich spielt auch die Abhängigkeit von einer Kapitalmarktrendite für das Erreichen der Ziele der Entsorgungs- und Stilllegungsfonds eine wesentliche Rolle.

Solche Risiken sind beträchtlich, weshalb ein Investor den zukünftigen Cash Inflows ein geringeres Gewicht beimessen wird, in andern Worten er wird eine hohe, dem Risiko angemessene Verzinsung des Eigenkapitals fordern.

Die Bedeutung der Kapitalkosten ist enorm, insbesondere bei kapitalintensiven Projekten wie dem Bau eines neuen Kernkraftwerks, das Kapital langfristig über mehrere Jahrzehnte bindet. Die Kapitalkosten sind einer der wichtigsten finanziellen Wertetreiber. Wenn in einer Volkswirtschaft, aber auch in einem Unternehmen, aufgrund zu tiefer, nicht risikogerechter Kapitalkosten falsche Allokationen vorgenommen werden, dann wird das negative Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit und die finanzielle Werthaltigkeit haben.

Als Beispiel möglicher Konsequenzen falsch festgelegter Kapitalkosten kann die schmerzhafteste Erfahrung der UBS angeführt werden. Eine wichtige Ursache für die hohen Abschreiber der UBS war das «Funding Framework», das eine interne Finanzierung zu nicht marktgerechten (risikoadjustierten) Kosten erlaubte²⁶.

7.7.3 Vorzugsbehandlung von Fremdkapitalgebern wird im liberalisierten Marktumfeld schwierig

In einem wettbewerbsorientierten Umfeld können sich Betreiber von Kernkraftwerken besonders schnell mit Interessenkonflikten konfrontiert sehen, die zu einer unangemessenen Begünstigung einzelner Anspruchsgruppen verleiten könnten. Sollen beispielsweise die Cash Inflows aus der operativen Tätigkeit verwendet werden um mit Preissenkungen Marktanteile zu halten, oder soll das Fremdkapital beschleunigt zurückbezahlt werden, oder sollen die Stilllegungs-, Nachbetriebs- und Entsorgungsfonds beschleunigt aufgebaut werden, oder sollen Reserven gebildet werden, oder sollen Nachrüstungsinvestitionen getätigt werden oder soll den Aktionären eine marktgerechte Eigenkapitalverzinsung geboten werden? Besonders konfliktträchtig ist die Frage der Rückzahlung des Fremdkapitals versus Bildung der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds. Was schliesslich gemacht wird, hängt mit

²⁶ Shareholder Report on UBS' Write-Downs: 18. April 2008; 5.8 und 6.3.4.1

der Machtsstellung und dem Organisationsgrad der einzelnen Anspruchsgruppen zusammen, die ihre Interessen durchsetzen wollen. Der Verwaltungsrat muss diese Problematik sehr ernst nehmen und, aus einer unabhängigen Optik, ohne eine unangebrachte Privilegierung einer Gruppe, die Anliegen aller Anspruchsgruppen berücksichtigen²⁷.

7.7.4 Risiken aufgrund der Governance des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds

Bei der Verwaltung der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke stellen sich Governancefragen betreffend Zusammensetzung und Unabhängigkeit der Verwaltungskommissionen und der Anlageausschüsse. Hier taucht z.B. die Frage auf, ob Stilllegungs- und Entsorgungsfonds selber in Kernkraftwerke investieren sollen oder nicht, und wenn ja, ob dies zu marktgerechten Konditionen erfolgt²⁸. Es ist insbesondere die Frage zu klären, ob die Fonds in Volkswirtschaften resp. Unternehmen investieren dürfen, die bei einem Störfall selbst negativ betroffen sein können. Zudem gilt es zu beachten, dass zur Erreichung einer Zielrendite von 5 Prozent nicht unbeträchtliche Risiken (z.B. bezüglich Aktienquote) bei der Vermögensanlage einzugehen sind. Da die Renditen in den nächsten Jahren bedingt durch die bekannten Entwicklungen an den internationalen Finanzmärkten beeinträchtigt werden können, wird es wichtig sein, die effektiven Erträge in den nächsten Jahren sorgfältig zu verfolgen.

7.7.5 Risiken von nicht unabhängigen Prüfungsausschüssen

Es wurde im Rahmen der einzelnen Fragestellungen immer wieder auf die Bedeutung der diskutierten Problembereiche für den Verwaltungsrat und deren Prüfungsausschüsse hingewiesen. Der Swiss Code of Best Practice (SCBP) thematisiert in Ziffer 23 den Prüfungsausschuss (Audit Committee) und vermittelt damit dem Verwaltungsrat wertvolle Verhaltensregeln.

Gemäss SCBP «setzt sich der Prüfungsausschuss aus nicht exekutiven, vorzugsweise unabhängigen Mitgliedern des Verwaltungsrats zusammen, wobei die Mehrheit, darunter der Vorsitzende, im Finanz- und Rechnungswesen erfahren sein sollen. Der Prüfungsausschuss muss sich, gemäss SCBP, ein eigenständiges Urteil über die externe Revision, das interne Kontrollsystem und den Jahresabschluss bilden.»

7.7.6 Qualität der Zusammensetzung des Verwaltungsrats

Die Frage der Unabhängigkeit einer genügend grossen Anzahl von Verwaltungsrätinnen und Verwaltungsräten ist, vor allem im Zusammenhang mit der Marktliberalisierung, besonders für Kantonsvertreterinnen oder -vertreter (im folgenden Kantonsvertreter) und für die Verwaltung der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke von Bedeutung. Kantonsvertreter im Verwaltungsrat von Kernkraftwerks-Gesellschaften vertreten nicht nur die Interessen der Unternehmungen, sondern auch die Anliegen der Kantonsbürgerinnen und -bürger und der Kantonsfinanzen. Bezüglich Kantonsvertreter hat Avenir Suisse auf das

²⁷ Betreffend Governancefragen im Zusammenhang mit der Anlagepolitik siehe auch: «Comparison among different decommissioning funds methodologies for nuclear installations»: Editor Wuppertal Institut für Klima; 2007; Seiten 78 ff.: Governance Perspective.

²⁸ Dito 25: Seiten 116 -125, insbesondere Seite 119.

in einem liberalisierten Markt für Kantonsvertreter konfliktgeladene Spannungsfeld aufmerksam gemacht²⁹. Avenir Suisse bemerkt zu Recht, dass in einem liberalisierten Markt die Kantone, die mehrheitlich Eigentümer der Schweizer Verbundunternehmen sind, höchstens finanzielle Ziele verfolgen sollten, auf keinen Fall aber die Unternehmensstrategien beeinflussen sollten. Konsequenterweise, so Avenir Suisse, stellt sich dann auch die Frage, ob es nicht richtiger wäre, die Beteiligungen zu verkaufen.

7.8 Konklusion: Tragbare Kapitalkosten nur mit staatlicher Hilfe

Die Eigenkapitalquote eines Kernkraftwerks sollte mindestens 50 Prozent betragen und, basierend auf dem heutigem Transparenzniveau, müssen Aussenstehende Dritte, die sich eine Investition in Kernkraftwerk überlegen, auf eine grundsätzliche Verbesserung des Transparenzniveaus und der Klarheit pochen.

Was auch immer die richtige Interpretation oder Antwort auf die Fragen dieser finanzanalytischen Bestandesaufnahme sein wird, klar ist, dass Investoren bei einer Investition in ein neues Kernkraftwerk aufgrund der beschriebenen Unabwägbarkeiten und Interpretationsspielräume sehr zurückhaltend reagieren werden. Kein Investor wird bei der Erarbeitung seiner Analyse die bestehenden Eigenkapitallücken, die zu tiefen Eigenkapitalquoten und die nicht marktgerechte Verzinsung des Eigenkapitals, die eine marktgerechte, risikoadjustierte Rendite in Frage stellen, ignorieren können.

Ein Augenmerk sollte auch auf die budgetierten Neubaukosten geworfen werden. Die Erfahrung zeigt, dass im Vergleich zu den budgetierten Kosten häufig mit beträchtlichen Mehrkosten gerechnet werden muss, und schliesslich schwebt weiterhin die ungelöste Endlagerungsfrage im Raum.

Meines Erachtens kann auch mit grosser Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass die Fremdkapitalgeber (Obligationäre und Banken) für neue Kernkraftwerke höhere Zinskosten verrechnen werden, ausser wenn die Partnerunternehmen (die weitgehend der öffentlichen Hand gehören) einspringen und Bürgschaften übernehmen. Auch Banken werden sehr sorgfältig, und energiepolitisch unvoreingenommen, ihre Analysen durchführen und risikogerechte Kapitalkosten verlangen. Das sind sie ihren Aktionären und Kunden und ihrer Reputation schuldig.

Die Frage der finanziellen Werthaltigkeit von Kernkraftwerken, und damit verbunden den marktgerechten, risikoadjustierten Kapitalkosten, ist für den Bau und die Finanzierung neuer Anlagen heute noch wichtiger als früher, denn neue Anlagen werden sich während vierzig bis fünfzig Jahren in einem wettbewerbsorientierten, liberalisierten Markt bewähren müssen. Basierend auf dem heutigen Informations- und Transparenzniveau Milliardenbeträge Jahrzehnte lang zu binden ist, nicht nur aus Sicht der Kernkraftwerkbetreiber und deren Investoren, ein hoch riskantes Unterfangen, sondern auch für die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft, die sich an marktwirtschaftlichen Prinzipien orientieren will.

Die am Anfang dieses Artikels gestellte Frage, ob die finanzielle Werthaltigkeit von Kernkraftwerken ein ernst zu nehmendes Problem ist, muss mit ja beantwortet werden.

²⁹ Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext: Urs Meister; Juni 2008; Avenir Suisse; Seiten 69 und 94

Aufgrund der heutigen Zahlendynamik ist die finanzielle Werthaltigkeit von Kernkraftwerken nicht gegeben. Kernkraftwerke sind, so wie das Christopher Crane in seiner Testimony³⁰ gesagt hat, aufgrund der heute verfügbaren Informationen ohne staatliche Unterstützung nicht kapitalmarktfähig und somit auch nicht in der Lage in einem liberalisierten Markt zu bestehen.

³⁰ http://www.nei.org/newsandevents/speechesandtestimony/2007_speeches_and_testimony

8 **Wolfgang Irrek: Was kostet die Kernenergie – Von den "wahren" Kosten der Kernenergie - Gibt es sie? Lassen sie sich bestimmen? Wovon hängen sie ab?**



Dr. Wolfgang Irrek

Stellv. Forschungsgruppenleiter Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik am Wuppertal Institut.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Döppersberg 19

D-42103 Wuppertal

wolfgang.irrek@wupperinst.org

8.1 **Einleitung**

Vor dem Hintergrund eines weltweit und auch in der Schweiz weiterhin steigenden Strombedarfs stellt sich die Frage, wie dieser nachhaltig gedeckt werden kann. Neben Fragen der Versorgungssicherheit, der Importabhängigkeit und des Umgangs mit Grossrisiken wie dem Klimawandel stellt sich auch die Frage der Wirtschaftlichkeit möglicher zukünftiger Strombereitstellungssysteme sowie von zusätzlichen Stromeinsparmassnahmen. In diesem Zusammenhang wird vielfach auch die Frage nach der Wirtschaftlichkeit bzw. nach den Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke gestellt.

In diesem Arbeitspapier, das anlässlich einer Tagung der Schweizerischen Energie-Stiftung (SES) am 12. September 2008 in Zürich entstanden ist, wird auf die hierfür relevanten Kostenarten und Kostenhöhen, Kosteneinflussfaktoren sowie Kosten- und Finanzierungsrisiken näher eingegangen. Die Schlussfolgerung hieraus lautet, dass neue Kernkraftwerke nur mit impliziter oder expliziter staatlicher Begünstigung wirtschaftlich und finanzierbar sind.

Bevor auf Kosten und Wirtschaftlichkeit im Detail eingegangen wird, sei darauf hingewiesen, dass die Kernfrage zur Nutzung der Kernenergie noch immer lautet:

Will die Politik und will die Gesellschaft die Risiken der Kernenergienutzung für Mensch und Umwelt entlang der gesamten Prozesskette - von der Urangewinnung und -aufbereitung über die Brennelementeherstellung und Stromproduktion bis hin zu Rückbau und weitgehend

ungelöster Entsorgung sowie die Proliferations- und Terrorrisiken (siehe auch Nordkorea, Pakistan, Iran, etc.) - weiter in Kauf nehmen oder nicht?

Zu den Risiken der Kernkraftwerke schreibt beispielsweise das Öko-Institut in seiner Broschüre „Risiko Kernenergie: Es gibt Alternativen!“ aus dem Jahr 2005 auf Seite 8: „Das grundsätzliche Risiko der Kernkraftwerke liegt in ihrem Funktionsprinzip. Fachliche Fehleinschätzungen, lange Laufzeiten von Reaktoren, menschliches Versagen sowie überaus komplexe Anlagen sind Faktoren, die Gefahren für einen Unfall zusätzlich erhöhen.“

Ob die Weiterentwicklungen von Kernkraftwerken der dritten Generation (z. B. dem Europäischen Druckwasserreaktor - EPR) oder die geplante vierte Kernkraftwerksgeneration, die nach Planungen von Kernkraftwerksbetreibern und Herstellern mit Unterstützung der EU ab etwa dem Jahr 2030 zum Einsatz kommen sollen, tatsächlich risikoärmer und proliferationsresistenter sein werden als heutige Reaktoren, ist zur Zeit noch ungewiss, zumal der wirtschaftliche Druck, Kosten beim Bau zu minimieren, im liberalisierten Energiemarkt gross ist und eine Kostenreduktion beim Bau die Kernkraftwerke nicht gerade sicherer macht.

Im Folgenden stehen jedoch nicht die Risiken, sondern die Kosten neuer Kernkraftwerke im Vordergrund, wobei aber auch auf die Frage der monetären Internalisierung der Risiken mit eingegangen wird.

8.2 Kosten der Kernenergie im Systemzusammenhang

Wie bei jeder Diskussion über Kosten muss zunächst definiert werden,

- aus welcher **Entscheidungsträgerperspektive** und mit welchem **Zeithorizont** Kosten und Kostenrisiken betrachtet werden (Kernkraftwerksbetreiber, Finanzmittelgeber, Staatshaushalt, zukünftige Generationen bzw. Gesellschaft; entsprechende Kalkulationszinssätze und -zeiträume),
- welche **Kostenarten** in die Rechnungen jeweils einbezogen werden und
- wie die **Systemgrenzen** der Kostenbetrachtung gezogen werden.

In einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive des Energiesystems sind gegenüber zu stellen:

- die Kosten der Förderung der Endenergie- und Umwandlungseffizienz sowie des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmebereich auf der einen Seite
- den Kosten einer Fortsetzung der bisherigen, auf grosse Kernkraft- und Wasserkraftwerke sowie auf dezentrale, bislang hauptsächlich fossile Wärmebereitstellung setzenden Strategie auf der anderen Seite.

Die wichtigste Systemabgrenzung in Bezug auf die Kostenbewertung der Kernenergie betrifft jedoch die Frage, ob nur die unter den derzeitigen politisch-administrativen Rahmenbedingungen im Markt sichtbaren Kosten einbezogen werden oder ob und mit welchen Methoden schwieriger bewertbare marktexterne Kosten, mögliche zukünftige Kostenentwicklungen und mögliche Kostenrisiken bei der Veränderung der politisch-administrativen Rahmenbedingungen in die Rechnung eingehen.

Das grundsätzliche Problem bei der Bewertung der Kosten der Kernenergie besteht im Vergleich zu anderen Energieträgern darin, dass die „wahren“ Kosten der Kernenergie erst Dutzende, Hunderte oder gar Tausende von Jahren nach Stilllegung und Rückbau einer kerntechnischen Anlage bekannt sein werden. Beispielsweise hat nur ein Experte in den 1970er Jahren mit den heute sichtbaren Problemen bei dem Versuchsendlager Asse II in Deutschland gerechnet, die jetzt zu vorher nicht eingeplanten, von der Allgemeinheit zu tragenden Kosten führen (Jürgens/Hille 1979). Vergleichbar ist dieses grundsätzliche Problem nur mit der Bewertung der Kosten des „Back-end“ der CO₂-Abtrennung und – Einlagerung bei fossilen Energieträgern, bei dem ähnliche Lösungsansätze zum Umgang mit Kostenunsicherheiten (Garantiesysteme zur Verwirklichung des Verursacherprinzips) wie bei der Kernenergie notwendig erscheinen (vgl. Irrek 2007).

Dieser Beitrag hat zum Ziel, alle in der gesamten Kernenergie-Prozesskette relevanten Kostenarten und die Möglichkeiten ihrer Bewertung aus heutiger Sicht zu diskutieren.

8.3 Kostenarten und ihre Bewertung

8.3.1 Überblick

Die hier betrachteten Kostenarten sind im Einzelnen:

- Investitionskosten: Abschreibungen und Verzinsung des Restkapitals (Kapitalkosten)
- Nachrüstkosten
- Brennstoffkosten („Front-end“)
- Personalkosten
- Versicherungskosten
- Kosten für Stilllegung und Rückbau
- Entsorgungskosten
- Variable Betriebskosten
- Revisionskosten.

8.3.2 Datenlage

Öffentlich zugängliche Daten und Informationen zu diesen Kostendaten stammen aus:

- Geschäftsberichten (Jahresabschlüsse, Gewinn- und Verlustrechnungen) von Kernkraftwerksbetreibern (Einzelgesellschaftsebene) und ihren Muttergesellschaften (Konzern-ebene),
- Kostenschätzungen von Herstellern, Betreibern, Consultants oder Forschung (zu letzterem vgl. beispielsweise Wuppertal Institut/Öko-Institut 2000),

- publizierten Daten aus Kostenmodellen von Ingenieurbüros (z. B. der NIS Ingenieurgesellschaft mbH in Hanau),
- ergänzenden Detailinformationen von Marktakteuren oder aus Forschungsprojekten (z. B. DIW/Wuppertal Institut/bei/IAT 2004).

Die öffentlich zugänglichen Daten sind im Allgemeinen sehr beschränkt, oft nur aggregiert vorhanden oder nur für Referenz- bzw. Modellkraftwerke. Die Asymmetrie der Informationslage für Staat und Gesellschaft ist im Kernenergiebereich aufgrund der begrenzten Zahl von Betreibern und der in vielen Ländern kaum kontrollierbaren Kostenangaben der Marktakteure grösser als in anderen Energiebereichen.

Ein Beispiel: Zwar ist aus den Angaben der Kernkraftwerksbetreiber in Deutschland ersichtlich, wie hoch die Nettosumme der derzeit gebildeten Rückstellungen für Stilllegung, Rückbau und Entsorgung der Kernkraftwerke insgesamt ist. Jedoch ist weder für jedes einzelne Kernkraftwerk die Nettosumme der auf die Anlage entfallenden Rückstellungen bekannt, noch in welcher Höhe Rückstellungszuführungen, Inanspruchnahmen der Rückstellungsgelder für ihren eigentlichen Zweck und Rückstellungsaufösungen aufgrund weggefallener Rückstellungsgründe insgesamt während der bisherigen Betriebszeit der einzelnen Kernkraftwerke bereits angefallen sind. In Ländern mit externen Stilllegungs- und Entsorgungsfonds wie beispielsweise der Schweiz ist die Daten- und Informationslage für die Öffentlichkeit in Bezug auf das „Back-end“ vermutlich ein wenig besser; bei anderen Kostenarten dürfte die Datenlage jedoch ähnlich problematisch sein wie in Deutschland.

8.3.3 Investitionskosten (Kapitalkosten)

Die Erfahrung lehrt: Hersteller und Betreiber unterschätzen in der Regel die tatsächlichen Investitionskosten kerntechnischer Anlagen. Dies war nicht nur in der Vergangenheit der Fall, sondern zeigt sich auch bei neuen Kernkraftwerken der Generation III/III+ wie dem EPR in Finnland. Es ist unwahrscheinlich, dass diese systematische Kostenunterschätzung bei der vierten Kernkraftwerksgeneration anders sein wird.

Kerntechnische Anlage (Baubeginn)	Ursprüngliche Kostenschätzung	Tatsächliche Kosten	Kostensteigerung
75 in Betrieb befindl. US-Reaktoren	45 Mrd. US-\$	145 Mrd. US-\$ (Thomas, Bradford, Froggatt, Milborrow 2007)	+323,5%
Tarapur III und IV, Indien (Erstkritikalität 2006)	2.428 Rs Crores	6.200 Rs Crores (Ramana et al. 2005)	+255%
Temelin, Tschechische Republik (1987)	20 Mrd. CZK (1981)	99 Mrd. CZK (IEA 2001 für 1998)	+495%
Sizewell B, UK (1987)	1.691 Mio. £	3.700 Mio. £ (House of Commons 1990)	+219%
EPR OL 3 Olkiluoto, Finnland (2003)	3,2 Mrd. Euro	4,5 Mrd. Euro bisher (Alich/Höpfner 2008)	min. +41%

Tabelle 1: „Overnight“-Investitionskosten von Kernkraftwerken und ihre systematische Unterschätzung

Angaben sind zudem i.d.R. nur für „Overnight“-Investitionskosten vorhanden. Die hinzu kommenden Bauzinsen in der viele Jahre betragenden Planungs- und Bauzeit werden dabei

oft vernachlässigt. Bei der Angabe zum EPR in Finnland in Tabelle 1 ist zudem unklar, ob die vereinbarte Konventionalstrafe bei Bauverzögerungen in Höhe von maximal 10% im genannten Betrag bereits enthalten ist und welche weiteren Kostensteigerungen noch bis zur Inbetriebnahme (voraussichtlich im Jahr 2012) hinzukommen werden.

Für die Berechnung der Kapitalkosten pro produzierte kWh müssen zudem Annahmen über die realisierbare Arbeitsausnutzung, Laufzeit und Kapitalzins getroffen werden, die von Herstellern und Betreibern vor Inbetriebnahme eines Kraftwerks oft sehr optimistisch eingeschätzt wurden. Die tatsächlich realisierte Arbeitsausnutzung und der tatsächlich anzusetzende Kapitalzins bleiben i. d.R. hinter diesen Annahmen zurück.

Welche Auswirkungen die Wahl des Kalkulationszinses auf die Kosten pro MWh haben, zeigt das Berechnungsbeispiel in Thomas/Bradford/Froggatt/Milborrow 2007 (vgl. zu den anzusetzenden Kapitalzinssätzen ausführlicher Müller 2008). Die Kosten steigen von umgerechnet rund 91 CHF/MWh bei 10%iger Verzinsung auf 128 CHF/MWh bei 15%iger Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Die von PROGOS (2008) für den Neubau eines Schweizer Kernkraftwerks erwarteten 7.600 Volllaststunden pro Jahr erscheinen realistisch. Zu hinterfragen wäre jedoch, ob die erwarteten 60 Jahre Laufzeit einer solchen Anlage tatsächlich realistisch sind. Das Durchschnittsalter von in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken betrug zu Beginn des Jahres 2007 22 Jahre. Nur wenige Kraftwerke hatten bis dahin längere Laufzeiten als 40 Jahre erreicht (Schneider 2007).

8.3.4 Nachrüstkosten

Aufwendungen für grössere, Wert erhaltende Instandhaltungs- und für sicherheitstechnisch erforderliche Nachrüstungsmassnahmen fallen in der Praxis in unterschiedlicher Höhe und zu unterschiedlichen Zeitpunkten an. Die zu erwartende Höhe und zeitliche Verteilungen dieser Kosten sind auch für die Betreiber und insbesondere bei neuen Kernkraftwerken nur schwer abzuschätzen. Sie werden häufig durch nicht vorgesehene Störungen verursacht oder sind Folge von Veränderungen in den behördlichen Sicherheitsauflagen.

Im Einzelfall können solche Vorkommnisse zur Stilllegung eines Kernkraftwerks aus wirtschaftlichen Gründen führen, wie dies beim Kernkraftwerk Würgassen in Deutschland im Jahr 1994 der Fall war.

Während im Einzelfall wie bei Biblis A in Deutschland Nachrüstkosten von mehreren Hundert Millionen Euro anfallen können, rechneten Wuppertal Institut/Öko-Institut (2000) mit umgerechnet durchschnittlich 3,6 CHF/MWh und PROGOS (2008, mit Preisbasis 2007) mit 1,8 CHF/MWh im Referenzfall.

8.3.5 Brennstoffkosten („Front-end“)

Der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten eines Kernkraftwerks beträgt laut PROGOS (2008) etwa 12%, der Anteil der Uranbeschaffung an den Gesamtkosten etwa 5% (ohne etwaige externe Kosten des Uranabbaus wie z. B. Kosten für Gesundheitsfolgen bei UranminenarbeiterInnen). PROGOS (2008) rechnet bei einem Uranpreis von 90 US-\$/kg mit Brennstoffbeschaffungskosten in Höhe von 5,8 CHF/MWh (Preisbasis 2007). Die

folgende Tabelle zeigt, dass eine Veränderung des Uranpreises insgesamt nur wenig Auswirkungen auf die Gesamtkosten pro MWh hat.

Uranpreis [US-\$/kg]	Brennstoffkosten gemäss PROGNOSE (2008) [CHF2007/MWh]	Veränderung der Gesamtkosten (Brennstoffkosten) im Modell von PROGNOSE (2008)
136 (+51% gegenüber Annahme PROGNOS 2008) (Marktpreis im Juni 2007)	7,1	+2,7% (+23%)
59 (-35% gegenüber Annahme PROGNOS 2008) (Marktpreis im Juni 2008)	4,9	-1,8% (-15%)

Tabelle 2: Veränderung der Gesamtkosten der Kernenergienutzung bei unterschiedlichem Uranpreis.

8.3.6 Personalkosten

Wie andere Kraftwerke auch, benötigen neue Kernkraftwerke weniger Eigenpersonal als bestehende. Eine Analyse der Entwicklung der Arbeitsplätze an den bestehenden Kernkraftwerken in Deutschland findet sich in DIW/Wuppertal Institut/bei/IAT (2004). Dabei zeigt sich die hohe Bedeutung von Fremdpersonal (z. B. Sicherheitspersonal oder bei Revisionen eingesetztes Personal).

8.3.7 Versicherungskosten

Faktisch ist die Haftung der Kernkraftwerksbetreiber für einen grössten anzunehmenden Unfall (GAU) stark begrenzt. Kerntechnische Anlagen sind bei weitem unterversichert; das verbleibende Risiko trägt die Allgemeinheit. Folglich sind auch die Versicherungskosten der Betreiber relativ gering im Vergleich zu den Kosten, die sich bei der Versicherung eines GAUs tatsächlich ergeben würden. Dies wird von Finanzanalysten bislang nicht ausreichend beachtet.

Beispielsweise betragen die Versicherungskosten in Deutschland umgerechnet 0,13 CHF/MWh (Harbrücker 2007), Herr Rechsteiner sprach bei der SES-Tagung am 12. September 2008 in Zürich von 0,4 CHF/MWh Versicherungskosten eines Schweizer Kernkraftwerks. Kalkulationen der externen Kosten eines GAUs, die als Anhaltspunkt für die notwendige Versicherungsprämienhöhe dienen können, kommen dagegen zu wesentlich höheren Kosten pro MWh (vgl. z.B. Leurs/Witt 2003). Allerdings sind die Berechnungen der externen Kosten umstritten. Zu hinterfragen sind:

- Stimmen die angesetzten Schadenshöhen?
- Sind beispielsweise die angesetzten Kosten für Todesfälle bzw. verlorene Lebensjahre adäquat angesetzt?
- Stimmen die angesetzten Wahrscheinlichkeiten eines GAUs?

Ausserdem ist zu hinterfragen, ob es überhaupt ein privates Versicherungskonsortium geben könnte, das die mögliche Schadenssumme eines GAUs versichert. Dies kann bezweifelt werden. Zumindest würden die Versicherungsprämien wesentlich höher ausfallen als bei einer Berechnung externer Kosten, bei der ausschliesslich die geschätzte Schadenshöhe mit

der Schadenswahrscheinlichkeit multipliziert wird. Es wird vielfach angenommen, dass nur bis zu etwa 100 Mrd. Euro im Markt versicherbar wären (vgl. auch die entsprechenden Anmerkungen von Herrn Rechsteiner bei der SES-Tagung am 12. September 2008 in Zürich, der diese versicherbare Summe von 100 Mrd. Euro der erwarteten Schadenssumme bei einem GAU in der Schweiz in Höhe von 4.200 Mrd. Euro gegenüber stellte).



Abbildung 1: Haftpflichtprämie in Deutschland im Vergleich zur möglichen Prämie für die Versicherung eines GAUs³¹

8.3.8 Kosten für Stilllegung und Rückbau und Entsorgung

Während die Kosten für Stilllegung und Rückbau mit zunehmender Stilllegungs- und Rückbauerfahrung immer besser eingeschätzt werden können, auch wenn die Erfahrungen noch begrenzt sind, sind die Entsorgungskosten (inklusive Endlagerungskosten) angesichts nicht vorhandener Endlagerstätten für wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle, unzureichender Endlagerkonzepte und nicht vorhandener Praxiserfahrungen mit Konditionierung und Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle kaum abschätzbar. Die Kosten unterscheiden sich je nach Entsorgungsweg und zeitlichem Entsorgungskonzept, Mengen der radioaktiven Abfälle, Abbrand der Brennelemente (Temperatur der wärmeentwickelnden Abfälle), geologischer Situation, verwendeten Behältern und Preisen für Rohstoffe wie z. B. Stahl (vgl. auch Patrakka/Palmu/Lehto 2008). Herr Patrakka von Posiva Oy betonte bei der EURADWASTE 2008 am 20. Oktober 2008 daher, dass fundamentale Veränderungen im Verlauf der etwa 100 Jahre betragenden Entsorgungs- und Endlagerungszeiträume auftreten können, die zu unvorhergesehenen Veränderungen der Kosten nach oben oder unten führen können. Tendenziell würden die Kosten mit zunehmender Forschung und zunehmendem Wissen über Entsorgungs- und Endlagerungsprobleme zunehmen; dies zeige auch die Entwicklung der Kostenschätzungen in den letzten Jahren.

³¹ Quellen: Harbrücker 2007; Leurs/Witt 2003

Parameter	Change in parameter	Impact on spent fuel disposal costs
Amount of spent fuel	1 tU	Ca. 0,5 million Euro
Burnup of spent fuel	5 MWd/kgU	7-8 years cooling time
Operating time of disposal facility	1 year	Ca. 10 million Euro
Price of copper	1 Euro/kg	Ca. 35 million Euro
Real interest rate	1%-point	Ca. 20 million Euro

Tabelle 3: Kostenwirkungen der Veränderung (Sensitivitäten) wesentlicher Parameter bei der Entsorgung abgebrannter Brennelemente in Finnland (Dezember 2007)³²

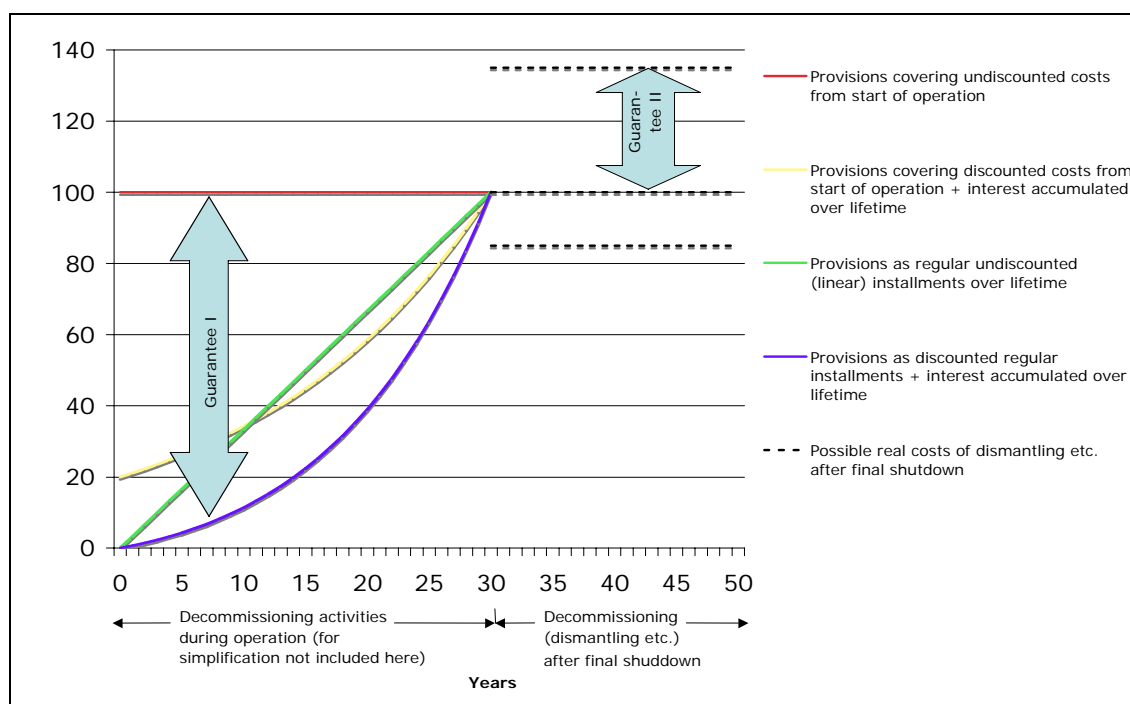


Abbildung 2: Erforderliche Garantiesysteme zur finanziellen Vorsorge bei Stilllegung, Rückbau und Entsorgung von Kernkraftwerken³³

Eine Studie von Wuppertal Institut et al. (2007) im Auftrag der Europäischen Kommission zeigt das breite Spektrum der in Europa vorhandenen Kostenschätzungen, der hierfür geleisteten finanziellen Vorsorgebeträge und Finanzierungskonzepte. Für die Stilllegung grösserer kommerzieller Kernkraftwerke ist für den Rückbau bis zur „grünen Wiese“ mit Kosten in Höhe von 1 bis 1,1 Mrd. Euro zu rechnen. Patrakka/Palmu/Lehto (2008) sprechen anhand eines internationalen Vergleichs davon, dass die Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente zwischen 0,5 bis 1 Mrd. Euro pro 1'000 tU betragen würden. Welche Faktoren hierbei welchen Einfluss auf die Kosten haben, zeigt Tabelle 3.

Ein entscheidender Aspekt dabei ist, welcher Anteil der finanziellen Risiken vom Betreiber und welcher von der Allgemeinheit getragen wird. Notwendig wären die in Abbildung 2 aufgeführten Garantiesysteme für den Fall einer vorzeitigen Stilllegung und den Fall ungeplanter Mehrkosten bei Rückbau und Entsorgung nach Ausserbetriebnahme des

³² Quelle: Patrakka/Palmu/Lehto 2008

³³ Quelle: Wuppertal Institut et al. 2007

Kraftwerks. Mit dieser Blickrichtung in Bezug auf die Höhe der geschätzten Kosten und vor dem Hintergrund der weiteren Erkenntnisse von Wuppertal Institut et al. (2007) wäre auch die Konzeption der Schweizer Fondssysteme zu überprüfen und u. a. die Frage zu stellen, ob die Höhe der Zuführungen zu den Fonds und die Nachschusspflicht als Garantie ausreichen.

Zu berücksichtigen ist ausserdem, dass in der Praxis der Kostendarstellung pro MWh Kosten häufig als abdiskontierte Kosten veröffentlicht werden. Bei Zeiträumen von 100 Jahren führt dies dazu, dass die Kosten in CHF/MWh äusserst gering erscheinen und die tatsächlichen Dimensionen unterschätzt werden. Je höher der Zinssatz und je länger der Abdiskontierungszeitraum, umso geringer die dargestellten Kosten pro MWh.

8.3.9 Sonstige Betriebskosten

Zu den variablen Betriebskosten zählen die leistungsabhängigen Kosten für Wartung, Instandhaltung und Revisionen sowie die variablen Kosten für Schmierstoffe, Hilfsstoffe etc.

In der Vergangenheit haben die Betreiber die Revisionsdauern tendenziell unterschätzt. Aufgrund des Kostendrucks im liberalisierten Markt ist es den Betreibern und Fremdfirmen jedoch in den letzten Jahren gelungen, die Revisionsdauern zu verringern.

Die fixen Betriebskosten eines neuen Kernkraftwerks schätzt PROGNOSE (2008, Preisbasis 2007) mit 62 bis 145 CHF/(kW*a) bzw. 100 CHF/(kW*a) (\approx ca. 13 CHF/MWh) im Referenzfall. Wuppertal Institut / Öko-Institut schätzten im Jahr 2000 die Betriebskosten für bestehende Kernkraftwerke mit umgerechnet 65 CHF/(kW*a) (\approx ca. 8,6 CHF/MWh für die leistungsabhängigen Betriebskosten und ca. 1,2 CHF/MWh (\approx ca. 9,8 CHF/M MWh) für die variablen Betriebskosten.

8.3.10 Kosten für Forschung und Entwicklung

Nicht betrachtet wurden bisher die staatlichen Unterstützungsleistungen für Forschung und Entwicklung im nuklearen Bereich, die in die Berechnung von Stromgestehungskosten nicht eingehen. Beispielsweise betragen allein die öffentlichen Ausgaben des Bundes für die Kernenergie in Deutschland in den Jahren 1956 bis 2006 kumuliert etwa 45,2 Mrd. Euro bzw. etwa 0,9 Mrd. Euro/Jahr (in Preisen von 2006; ohne Ausgaben der Länder) (Diekmann/Horn 2007). Insgesamt quantifizieren die beiden Autoren des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) die quantifizierbaren Begünstigungen in Deutschland auf zuletzt 3,7 Mrd. Euro/Jahr bzw. kumuliert 53,8 Mrd. Euro.

8.4 Fazit

Letztlich sind die "wahren" Kosten eines Kernkraftwerks nicht wirklich ermittelbar, insbesondere nicht ex ante. Angesichts der Unsicherheiten und Risiken über die langen Zeiträume von 80 bis 180 Jahren von der Inbetriebnahme bis zum Abschluss der Endlagerung kommt der Betrachtung möglicher Kosteneinflussfaktoren und der Erstellung adäquater Konzepte des Umgangs mit den resultierenden finanziellen Risiken besondere

Bedeutung zu. Ziel sollte dabei sein, das Verursacherprinzip möglichst umfassend zu verwirklichen und die Überwälzung finanzieller Risiken auf die Allgemeinheit zu verhindern.

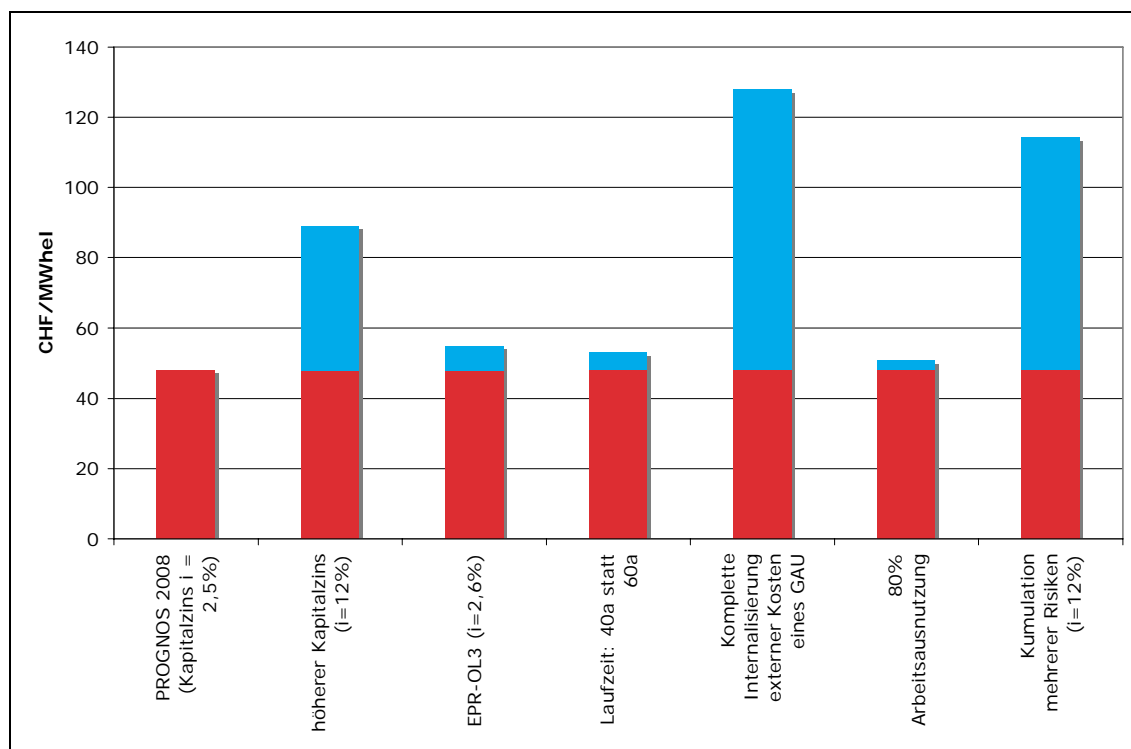


Abbildung 3: Sensitivitätsanalysen zu den Kosteneinflüssen ausgewählter Parameter³⁴

- Anmerkungen zur Tabelle:
- rot: Kostenschätzung von PROGNOS (2008)
 - blau: Veränderung der Gesamtkosten auf Basis von PROGNOS (2008) bei Veränderung einzelner Parameter
 - EPR-OL3: im Bau befindlicher Druckwasserreaktor in Finnland

Einige wesentliche Einflussfaktoren auf Kostenhöhen wurden bereits bei der Betrachtung der einzelnen Kostenarten benannt (vgl. auch Abbildung 3). Entscheidend für das wirtschaftliche Ergebnis des laufenden Kraftwerksbetriebs sind die Arbeitsausnutzung und der Abbrand der eingesetzten Brennelemente, vor allem aber die Höhe der zu versichernden Haftungssumme. Inwieweit sich die Kraftwerksinvestitionen oder Nachrüstinvestitionen rechnen, hängt zudem stark von der Laufzeit des Kernkraftwerks, vor allem aber vom anzusetzenden Kapitalzins ab. Hinzu kommen die Unwägbarkeiten bezüglich des „Back-end“ nach Stilllegung eines Kernkraftwerks.

In ihrem Überblick über existierende Kostenschätzungen kommen Thomas/Bradford/Froggatt/Milborrow (2007) zu einer Spannweite spezifischer Kosten zwischen umgerechnet 29 und 122 CHF/MWh. Der Keystone-Bericht rechnet für die USA mit Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke in Höhe von 8,3 bis 11,1 US-Cents/kWh (Keystone 2007). PROGNOS (2008) rechnet mit deutlich niedrigeren Werten für die Schweiz (4,8 Rp/kWh im Referenzfall), Schneckenburger (2008) rechnet mit 62,4 Euro/MWh (für das Jahr 2008) bis 65,5 Euro/MWh (für das Jahr 2016).

³⁴ Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von PROGNOS (2008)

Hersteller und Betreiber haben naturgemäss ein grosses Interesse an der Reduktion finanzieller Risiken durch staatliche explizite oder implizite Unterstützung. Dies fängt bei den Sicherheitsanforderungen für die einzelnen Elemente der Prozesskette an, bezieht sich insbesondere auf den Wunsch nach faktischer Begrenzung der Haftpflicht, geht über die Höhe von Steuern und Sozialabgaben und die Begünstigung bei Baukrediten bis hin zum jeweiligen Prozedere bei der Finanzierung von Stilllegung, Abriss und Entsorgung und dem politisch bestimmten Entsorgungskonzept.

Letztlich bestimmen die jeweiligen politisch-administrativen Rahmenbedingungen, ob ein Kernkraftwerk wirtschaftlich ist oder nicht. Die indirekte bzw. implizite staatliche Begünstigung der Kernenergienutzung ist hoch. Diese Aussage gilt nicht nur für die Schweiz, sondern weltweit. Daher verwundert es auch nicht, wenn der Chefökonom der Internationalen Energieagentur, Fatih Birol, in „The Economist“ am 9. November 2006 mit folgenden Worten zitiert wird:

„If governments do not facilitate the investment, I don't think nuclear will fly.“

Im IEA World Energy Outlook 2006 heisst es dementsprechend auch:

„... nuclear power will only become more important if private investment is facilitated by the governments of countries where nuclear power is acceptable.“

Insbesondere die implizite Subventionierung der Kernkraftwerksbetreiber im Vergleich zu anderen Kraftwerksbetreibern durch die derzeit geltende faktische Begrenzung der Betreiberhaftpflicht sollte bei bestehenden Kernkraftwerken schrittweise abgebaut, bei neuen Kernkraftwerken von vorneherein verhindert werden. Nur so kann wirkliche Chancengleichheit im Wettbewerb der Energieträger („level playing field“) erreicht werden. Und nur so können faire Voraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung der Stromwirtschaft geschaffen werden.

8.5 Literatur

Alich, Holger; Höpfner, Axel (2008): Neuer Atomreaktor in Finnland kommt Areva teuer. Handelsblatt, 01.09.2008

Diekmann, Jochen; Horn, Manfred (2007): Abschlussbericht zum Vorhaben „Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland“ im Auftrag des BMU, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

DIW [Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung]; Wuppertal Institut [Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH]; bei [Bremer Energie Institut]; IAT [Institut Arbeit und Technik] (2004): Arbeitsplatzentwicklung und flankierende Massnahmen an Kernkraftwerksstandorten. Endbericht im Auftrag von BMU und ver.di. Berlin, Bremen, Wuppertal und Gelsenkirchen

- Ewers, H.-J.; Rennings, K.** (1992): Abschätzung der Schäden durch einen sogenannten „Super-GAU“. In: Prognos (1992): Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung; Prognos-Schriftreihe Band 2, Basel
- Harbrücker, Dirk**, Geschäftsführer DKVG (21. Dezember 2006 und 27. Februar 2007): Mündliche Auskünfte
- House of Commons** [House of Commons Energy Select Committee] (1990) 'Fourth Report - The costs of nuclear power' [zitiert nach Thomas/Bradford/Froggatt/Milborrow 2007]
- IEA** [International Energy Agency] (2001): Energy Policies in IEA Countries, Country Review - Czech Republic. Paris [zitiert nach Thomas/Bradford/Froggatt/Milborrow 2007]
- IEA** [International Energy Agency] (2006): World Energy Outlook. Paris
- Irrek, Wolfgang** (2007): The dynamic relation between the political-administrative framework and the economic performance of nuclear power plants. Presentation at the roundtable on the impact of nuclear liability regimes on the EU energy market, Kuhbier Sprl Law Firm, 19 December 2007, Brussels
- Jürgens, Hans-Helge; Hille, Katrin** (1979): Atommülldeponie Salzbergwerk Asse II - Gefährdung der Biosphäre durch mangelnde Standsicherheit und das Ersaufen des Grubengebäudes. Gutachten im Rahmen der Aktivitäten der Asse-Gruppe des Braunschweiger Arbeitskreises gegen Atomenergie. Braunschweig und Göttingen
- Keystone** [The Keystone Center] (2007): Nuclear Power Joint Fact-Finding. Keystone/Colorado
- Leurs, B.A.; Witt, R.C.N.** (eds.) (2003): Environmentally harmful support measures in EU Member States, Report for DG Environment of the European Commission, CE, Delft
- Müller, Kaspar** (2008): Risk and Return von Kernkraftwerken – Eine Beurteilung aus Sicht der Finanzmärkte am Beispiel der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen. Hintergrundpapier zum entsprechenden Vortrag bei der SES-Fachtagung „Neue Atomkraftwerke in der Schweiz: Fehlinvestition oder Goldesel?“, Zu rich, 12. September 2008
- Öko-Institut** (2005): Risiko Kernenergie: Es gibt Alternativen!, Broschüre, Freiburg
- Patrakka, Eero; Palmu, Jussi; Lehto, Kimmo** (2008): Assessment of Financial Provisions for Nuclear Waste Management. Long-Term Perspective from Finnish Viewpoint. Paper for the EURADWASTE 2008 Conference, 20-22 October 2008, Luxembourg
- PROGNOS** (2008): Kosten neuer Kernkraftwerke. Kurzstudie. Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035. Basel
- Ramana, M.V.; D'Sa, Antonette; Reddy, Amulsa K.N.** (2005): Economics of nuclear power from heavy water reactors, Economics and Political Weekly, April 2005, and updated information from the author [zitiert nach Thomas/Bradford/Froggatt/Milborrow 2007]
- Rechsteiner, Rudolf** (2008): Die ökonomischen Denkfehler der Atomlobby. Vortrag bei der SES-Fachtagung „Neue Atomkraftwerke in der Schweiz: Fehlinvestition oder Goldesel?“, Zürich, 12. September 2008

- Schneider, M.** (2007): Energy Security: Could Nuclear Power Deliver?, Vortrag bei der Tagung „Energiesicherheit in und für Europa“, Evangelische Akademie Loccum, 19.-21. Januar 2007
- Schneckenburger, Thomas** (2008): Valuation criteria for nuclear power – Swiss utilities market. Vortrag bei der SES-Fachtagung „Neue Atomkraftwerke in der Schweiz: Fehlinvestition oder Goldesel?“, Zürich, 12. September 2008
- Thomas, Stephen; Bradford, Peter; Froggatt, Antony; Milborrow, David** (2007): The economics of nuclear power. Greenpeace research report. Amsterdam
- Wuppertal Institut** [Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH]; Öko-Institut [Öko-Institut e.V.] (2000): Kernkraftwerksscharfe Analyse; Teil I des Zusatzauftrages „Kraftwerks- und unternehmensscharfe Analyse“ im Rahmen des Projekts „Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht“. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bearbeitet von W. Irrek (Projektleitung), P. Hennicke (Projektsupervision), et al. Wuppertal, Freiburg, Berlin
- Wuppertal Institut** [Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH] (2007a): Kernenergie im energiepolitischen Zieldreieck von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Abschaltung der Kernkraftwerke als wirtschaftliche und klimapolitische Chance für ein nachhaltiges Energiesystem. Fact Sheet. Wuppertal
- Wuppertal Institut** [Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH]; et al. (2007): Comparison among different decommissioning funds methodologies for nuclear installations. Final Report on behalf of the European Commission. Service Contract TREN/05/NUCL/S07.55436. Wuppertal

9 Thomas Schneckenburger: Überlegungen eines Finanzinstitutes - Ökonomische Kriterien bei der Bewertung von Atomkraftwerken



Dr. Thomas Schneckenburger

PhD, CFA, Swiss Equity Research, UBS Investment Bank, Zürich.

UBS AG

Europastrasse 1

CH-8152 Opfikon

thomas.schneckenburger@ubs.com

9.1 Einleitung

Zu den Kosten von Atomkraftwerken referiere ich als Aktienanalyst über das Bild der Investoren, wie diese die Utilities der Schweiz sehen. Es geht insbesondere um die Schweizer Herstellungstechnologien, Kernenergie und Wasserkraft, im Vergleich zu den internationalen Utilities.

Ich werde auch darauf eingehen, weshalb die Schweizer Utilities für internationale Investoren so interessant sind und wie wir zu bestimmten Annahmen für die Strompreisentwicklung gekommen sind. Ebenfalls werde ich auf unsere Kostenschätzungen für Strom aus Atomkraft zu sprechen kommen. Es geht mir um die Perspektiven, was den Strompreis antreibt, wie die Schweizer Unternehmen im Vergleich zu anderen gestellt sind und wo die Risiken der Atomkraft liegen.

9.2 Die Schweizer Voraussetzungen

In der Diskussion mit internationalen Investoren über Schweizer Utilities sind diese Punkte relevant:

- **Die Schweiz hat Premium Generation Assets.** 95 % des Stroms wird CO₂-neutral hergestellt. Es besteht keine Abhängigkeit von Gaslieferungen aus Russland oder Kohlelieferungen. Ein solches Profil haben nur ganz wenige Länder.
- **Die geografische Position in Europa.** Die Speicherseen helfen dabei, auf die unterschiedlichen Preise für Strom im Tages- und Jahresverbrauch flexibel zu reagieren.
- **Die Ölpreisentwicklung.** Die ständig steigenden Ölpreise wirken sich auch auf die Kohlepreise und den CO₂-Preis aus und somit natürlich auch auf den Strompreis.
- **Die Liquidität.** Die BKW beispielsweise haben über 1 Milliarde Franken Cash, um in neue Anlagen und in Kraftwerke zu investieren.
- **Die Strommarktliberalisierung.**

Die Favoriten bei den Stromerzeugern sind die Clean Utilities, Kraftwerke, die entweder nuklear, mit Sonne, Wind und Wasser produzieren. Die Kosten für nicht erneuerbare Energiequellen wie Öl, Gas, Kohle, CO₂ bleiben hoch. Das Thema Umweltbelastung, vor allem die CO₂-Belastung, wird weiterhin wichtig bleiben. In der Phase 3 des CO₂-Mechanismus in Europa – dann müssen die Unternehmen ihren CO₂-Ausstoss kompensieren – ist es momentan noch möglich, diese Kompensationen auf dem freien Markt zu kaufen. Wir gehen jedoch davon aus, dass es ab 2013 zu einem Thrill Auctioning kommen wird. Dann werden die Unternehmen alle Belastungen, die sie generieren, am Markt kaufen wollen.

Deswegen passt die Schweizer Utility-Wirtschaft in dieses Clean-Generation-Thema. In diesem Umfeld muss man auch berücksichtigen, dass der Winter 2007 sehr mild und der Sommer sehr moderat war. Zudem ist die Phase 1 des CO₂-Testhandelssystem 2007 ausgelaufen. Am Anfang gab es die freie Zuteilung, in der viele Unternehmen zu grosszügig geschätzt haben. Diese übrigen Kontingente konnten am freien Markt verschenkt werden. Dadurch sind die Preise zusammengefallen, was auch die Schweizer Utilities traf, die viel Strom zur Verfügung hatten.

9.3 Der Preismechanismus

Bei höheren Ölpreisen steigt der Gaspreis mit sechsmonatigem Zahlungsverzug. Diese Korrelation ist mit fast 1 sehr hoch. Kohle und Gas sind die Preis setzenden Technologien in Europa. Deswegen steigt mit höheren Kohle- oder Gaspreisen auch der Strompreis. Wenn Wasser- oder Atomkraft zur Verfügung steht, dann sind die Kosten relativ stark von den Fixkosten, also von den Investitionen und den Abschreibungen, abhängig. Die Kostenbasis ist konstant. Bei höheren Strompreisen steigen die Profite.

Daraus folgt die Empfehlung der Analysten, in Utilities zu investieren, die viel Strom haben und vor allem mit Wasserkraft und Atomkraft produzieren. In der Schweiz wird zu 95 % CO₂-frei produziert. Europa verfügt im Vergleich dazu über sehr viele Öl-, Kohle- und Gasttechnologien. Dadurch wird die Schweiz besonders attraktiv für Anleger.

9.3.1 Die Strompreisentwicklung

In diesem Jahr kam es zu einem 40- bis 50-prozentigen Anstieg auf die Grosshandelspreise. Die Megawattstunde stieg von 55 Euro auf nun etwa 78 Euro. In den Peak-Zeiten lag der Preis sogar bei über 90 Euro. Mit den sinkenden Ölpreisen sanken auch die Stromkosten. Daran zeigte sich diese Abhängigkeit ebenfalls sehr gut.

Die UBS geht davon aus, dass der Strompreis relativ rasch auf 85 Euro steigen und auch auf dieser Höhe bleiben wird. Die Schweiz hat den Vorteil, 30 Prozent Strom aus Speicherkraftwerken zu produzieren und kann damit flexibel auf die Stromnachfrage reagieren. Deshalb wird dieser Strom mit einer Prämie von 40 Prozent gehandelt. Die höheren Gewinne werden dadurch noch verstärkt.

Die Herstellungskosten von Atomstrom betragen ca. 30 Euro pro Megawattstunde, je nachdem wie stark die Anlagen abgeschrieben sind. Die Produktion von Atomstrom ist unabhängig vom Ölpreis. Deshalb bedeuten höhere Preise für Strom höhere Profite und Gewinne.

Ein Beispiel: Ein Schweizer Stromerzeuger hat 4 Terawattstunden, das sind 4 Millionen Megawattstunden, zur freien Verfügung. Bei einem Preisanstieg von 5 Euro führt dies zu zusätzlich 20 Millionen Euro oder 32 Millionen Franken Gewinn. Unternehmen werden nach dem Kursgewinn-Verhältnis bewertet. Für Schweizer Utilities ist der EBITA³⁵ der massgebende Wert. Dieser wird mit einem Verhältnis von 10 gerechnet. In diesem Beispiel wäre das Unternehmen dann 320 Millionen mehr wert.

9.3.2 Die fünf Treiber für den steigenden Strompreis

- Der Kohlepreis hat sich verdoppelt.
- Die Gaskosten sind sehr stark gestiegen.
- Die Kosten für CO₂ sind seit 2007 ebenfalls stark gestiegen. Der Preis wird nach 2012 gegen 40 Euro betragen.
- Die Kosten für Atomstrom aus Finnland sind viel höher als angenommen. Im Moment liegen die Herstellungskosten für ein neues Kernkraftwerk bei 3000 Euro pro Kilowattstunde. Diese lagen einmal bei 2000, 2200 Euro. Die gestiegenen Herstellungskosten treffen übrigens auch auf die Kohle- und Gasproduktion zu. Auch dort betragen sie um die 40 Prozent. Dies liegt daran, dass Ingenieure knapp sind, der Stahl teurer ist und die Bauzeiten durch verschiedene Einsparungen verlängert werden.

³⁵ Der EBITA ist der Gewinn vor Finanzergebnis, ausserordentlichem Ergebnis, Steuern und Firmenwertabschreibungen.

- Die Stromlücke ist unterdessen auch in Deutschland ein grosses Thema. Die Lage in Europa ist prekär.

Der Preis für Kohle hat sich vor allem wegen der Nachfrage aus Asien im Juni, Juli 2008 verdoppelt. Dadurch haben sich auch die Preise für Öl und Gas, dieses mit sechsmonatigem Verzug, erhöht. Der CO₂-Ausstoss, aus der Stromherstellung aus Steinkohle, Öl oder Gas, ist ebenfalls stark angestiegen und muss kompensiert werden.

Diese Fakten und die Annahmen der Analysten werden in Kalkulationen umgesetzt. Dabei geht man von bestimmten Kapazitäten, Investitionskosten und einer gewissen Verzinsung des Kapitals der Investoren aus. Mit einer durchschnittlichen Laufzeit von 50 Jahren und einer Effizienz (Utilisation) von 90 Prozent – die Schweiz ist mit 92, 93 Prozent da sogar noch effizienter – berechnet man komplexe Modelle. Diese integrieren die Kosten für die Betreuung eines Kraftwerks, die Beschaffungs- und Aufbereitungskosten für Uran und die Back-End-Kosten für die Entsorgung. Wegen der höheren Anlagekosten von rund 3000 Euro werden auch die Herstellungskosten steigen. Daraus ergibt sich eine geschätzte Zahl für die Gesteungskosten von rund 62 Euro pro Megawattstunde.

Die Schweiz mit ihren tiefen Zinssätzen ist im Vorteil. Trotzdem werden die Kosten sicher steigen. Beim Vergleich von Unternehmen in Europa versucht man, an alle einen einheitlichen Massstab anzulegen. Trotzdem lassen sich die Schätzungen nicht auf Kommastellen genau festlegen. In wenigen Jahren kann die Situation wieder ganz anders aussehen. Man muss deshalb das Gesamtbild im Auge behalten.

9.3.3 *Wie setzt sich der Strompreis zusammen?*

- Wie viel CO₂-Ausstoss muss im Ausland kompensiert werden?
- Wie viel kostet der Brennstoff? Im Moment sind Gas, Kohle und Uran am teuersten.
- Wie viel kostet die Entsorgung?
- Finanzierungs- und Kapitalkosten
- Investitionsrenditen

Im Endeffekt sind es die Grosstechnologien, mit denen ausreichend Strom produziert wird, die den Strompreis festsetzen. Wenn der bezahlte Preis für Strom nicht ausreicht, um die Kosten von neuen Anlagen zu decken, dann wird kein Kraftwerk gebaut. Wer investiert, will die Kosten gedeckt haben. Die variablen Kosten sind für Öl und Uran am ungünstigsten und eher hoch, für Wasserkraft eher tief: Je schneller ein fossiler Brennstoff aufgebraucht sein wird, desto höher werden die Kosten dafür.

9.3.4 *Short Run Marginal Costs*

Die Anlage steht, nun soll sie auch produzieren. Dabei kommt es nicht nur zu Treibstoffkosten, sondern es fallen auch noch andere variable Kosten an für Mitarbeiter, Anlagebetrieb etc. Diese sind bei den fossil-basierten Anlagen ebenfalls höher als bei der Wasserkraft und bei nuklearen Anlagen. Bei den langfristigen Kosten werden dann die Wasser- und Nuklear-Anlagen gegenüber Kohle- oder Gas-Kraftwerken profitabler.

Die Gestehungskosten der Schweizer Kernkraftanlagen sind wegen den hohen Abschreibungen sehr günstig. Gösgen produziert für 25 Euro pro Megawattstunde und Leibstadt für 30 Euro. Im Vergleich dazu beträgt der europäische Preis ca. 78 Euro.

9.4 Warum brauchen wir überhaupt neue Kraftwerke?

Man geht davon aus, dass es eine Stromlücke geben wird. Wie gross diese sein wird, ist abhängig vom gewählten Szenario. Es braucht so oder so zusätzliche Grosskraftwerke. Wind- und Solarenergie unterliegen systembedingten Schwankungen. Es braucht deshalb Schattenkraftwerke, die in den Planungen berücksichtigt werden müssen.

Das Gleiche gilt für Deutschland. Hier sind immer mehr Projekte aktuell, als dann wirklich realisiert werden. Das grosse Probleme dabei ist das NIMBY-Phänomen: Ja, es braucht Grosskraftwerke, aber „Not in my backyard“. Atomkraft ist wegen dem GAU-Risiko nicht gewünscht. Wasserkraft ist auch nicht in Ordnung, weil die Staumauern zu hoch und die Moorlandschaften beeinträchtigt werden. Gas geht nicht wegen den CO₂-Emissionen und Kohle und Steinkohle sowieso nicht. Wind- und Solaranlagen werden in grösserem Stil dort gebaut, wo es Wind und Sonne gibt. Dafür werden neue Hochspannungsleitungen gebraucht, die man auch nicht im Garten haben will.

Dies alles führt dazu, dass es viel mehr Projekte gibt, als de facto dann realisiert werden. Oder es führt zu viel längeren Bauzeiten wegen der Einsprachen von persönlich Betroffenen. Dadurch verstärken sich das Nachfrage-Angebot Ungleichgewicht und der Druck auf die Strompreise.

Hier wird argumentiert, dass Effizienzsteigerungen Stromeinsparungen bringen werden. Wenn man die Korrelation anschaut, gibt es einen deutlichen Zusammenhang zwischen Brutto-Inlandprodukt und der Stromnachfrage. Es gibt Phasen der Rezession, wo die wirtschaftliche Tätigkeit zurückgehen wird. Dann wird dieser Trend kurzfristig für ein, zwei Jahre durchbrochen werden. Danach geht es wieder weiter.

9.4.1 Substitutionsüberlegungen

Ich habe in der Automobilindustrie gearbeitet. Dort zeigt sich klar, wohin der Trend geht. In einigen Jahren wird man ausschliesslich bei Full-Electric-Vehicules sein, weil die Effizienz von Strommotoren viel höher als die von Benzin, Diesel und Gas ist. Es braucht zudem keine Getriebemechanismen und unterschiedliche Motoren mehr. Die Getriebe werden direkt in die Achsen eingebaut werden und dadurch massiv an Gewicht sparen. Sobald das Batterieproblem gelöst ist, wird sich alles auf Stromautos konzentrieren.

Insgesamt wird man dann weniger Energie verbrauchen. Dies ist auch besser für die Umwelt. Aber man wird Strom brauchen. Es ist effizienter, diesen Strom in Grosskraftwerken zu produzieren und mit Hochspannungsleitungen an die Steckdose zu transferieren, um damit einen Elektromotor anzutreiben.

Das Prinzip ist dasselbe, wie wenn man eine Ölheizung durch eine Wärmepumpe ersetzt. Dann wirkt sich dies insgesamt positiv auf die Energiebilanz aus, obwohl man mehr Strom braucht.

9.5 Zu den Investitionen

Investoren stellen ihr Geld zur Verfügung. In Phasen, in denen es Schwierigkeiten an den Finanzmärkten gibt, will der Investor sein Geld möglichst schnell wieder haben, weil er das Risiko fürchtet, dass er sein Geld überhaupt nicht mehr bekommt. Dieses Risiko muss berücksichtigt werden.

Deshalb ist der Blick auf die anderen Länder in Europa wichtig. Grossbritannien verstärkt sein Engagement im Nuklearbereich. Italien hat wieder ein staatliches Programm. Die Entwicklung in den USA muss man noch abwarten. Dort ist jedoch zu erwarten, dass ein grösserer Schub kommt.

Investoren schätzen diesen Anlagebereich, weil klar ist, dass nicht in Prototypen investiert werden muss. Es gibt ja bereits Erfahrungen mit Anlagen, die schon lange laufen. Deshalb lassen sich die Kosten einigermaßen kalkulieren.

Und wenn sich die Kosten erhöhen, dann erhöht sich auch der Strompreis. Es gibt Grosswindanlagen in der Nordsee, bei denen alleine die Verkabelung 3 bis 4 Milliarden Euro kostet. Dafür hat man mit der Entsorgung von solchen Anlagen noch keine Erfahrung. Es gibt bei jeder Investition Nachteile.

9.5.1 Ratings³⁶

Die Kernkraftanlage Leibstadt wird als Einzige in der Schweiz bewertet. Sie erhält ein Rating von A+. Ab einem Rating von BBB+ verfügt die Anlage über einen Investment Grade. Das bedeutet, dass sich eine Investition lohnen kann. Damit lässt sich das Risiko abschätzen, ob der Investor sein Geld vernünftig anlegen kann. Er erhält eine Gewähr, dass er sein Geld wieder zurückbekommt. Leibstadt wird also sehr gut eingeschätzt, auch bezüglich der Rating-Kriterien.

In der Schweiz besteht ein Partnerwerkkonzept. Die operativen Risiken und die Investitionen werden mit anderen Partnern geteilt. Falls der Strompreis sich doch anders entwickeln sollte, als die Modelle vorhersagen, und der Preis tiefer als die eingegangenen Verpflichtungen ist, bleibt ein Kraftwerk nicht auf dem Strom sitzen, weil man ihn billiger auf dem Markt kaufen kann. Die Anlage kann dann den Strom über die Abnahmeverpflichtungen an die Partner weitergeben. Dieses Konzept wird von den internationalen Investoren sehr geschätzt.

³⁶ Es gibt verschiedenen Ratingagenturen. Die bekanntesten sind Standard and Poor's, Moody's und Fitch. Das beste Rating ist AAA oder A3, das schlechteste D-.

9.6 Kernkraftwerk Gösgen

Zu diesem Kraftwerk habe ich die verschiedenen Risiken zusammengetragen. Auf einige der Risiken wurde in den anderen Vorträgen bereits eingegangen. Ich erwähne deshalb hier nur das „Smart Risk“: Kann ich mir sicher sein, dass meine Kosten auch vergolten werden? Dass der Marktpreis sich in die richtige Richtung entwickelt? Dass sich meine langfristige Investition auch lohnt? Wenn es 20 Jahre dauert, bis ein solches Werk steht, und es dann noch 50, 60 Jahre betrieben werden soll, dann muss ein Investor die Sicherheit haben, dass er die nötigen Preise für den Strom bekommt, um 5 Milliarden Franken oder noch mehr zu investieren.

9.7 Fazit

Es gab eine Phase, da war es populär, in Atomkraft zu investieren. Dann kam eine Phase, in der dies nicht mehr in Frage kam. Man fokussierte auf andere Anlagentypen, vor allem auf fossil-basierte Kraftwerke wie zum Beispiel Gas. Mit dem starken Anstieg des Ölpreises und der starken Abhängigkeit von Osteuropa hat sich das Bild wieder gewendet. Es sieht so aus, als ob unter diesen Voraussetzungen eine neue Welle Richtung Atomkraft schwappt. Diese Tendenz schlägt sich im Ausland, in Italien, UK und USA, nieder. Auch in Deutschland wird über die Verlängerung der Kernkraftwerklaufzeiten diskutiert. Diese Tendenz kann sich wieder ändern, aber momentan tendieren Investoren, Utilities und Lobbygruppe in die Richtung Clean Utilities.

10 Walter Steinmann: Überlegungen des Bundes – Konzepte und Handlungsoptionen für die Energieversorgungssicherheit der Schweiz: Welche Rolle spielt die Kernenergie?



Dr. Walter Steinmann

Direktor Bundesamt für Energie (BFE)

Bundesamt für Energie (BFE)

CH-3003 Bern

walter.steinmann@bfe.admin.ch

10.1 Einleitung

Kürzlich hat mich ein Journalist gefragt, in welchem Energieszenario ich lebe und leben werde. Ich sagte ihm, dass wir alle nicht in Szenarien, sondern in der Realität leben. Doch wenn man sich heute in der energiepolitischen Landschaft umschaute, dann stellt man fest, dass einige in dieser Realität noch nicht angekommen sind. Auch nicht die Grossen in der Elektrizitätswirtschaft, die weiterhin mit Gigantismus auftrumpfen und in der Schweiz gleich mehrere neue Kernkraftwerke bauen wollen. Und dies, obwohl die Vergangenheit gezeigt hat, dass man mit solchen Gigaprojekten grandios scheitern kann.

10.1.1 *Beispiel Grimsel West*

Die Schatten des missglückten ersten Anlaufs sind so lang, dass auch das stark redimensionierte Projekt noch heftig bekämpft wird. Dabei geht es den Gegnern gar nicht mehr um das eigentliche Projekt, sondern um das Prinzip, wie in einer der letzten Ausgaben des „Beobachters“ nachzulesen war. Viel Geld wurde da bereits versenkt, die 46 Arvenbäumchen, an denen der Zwist entbrannt ist, können heute wohl mit Fug und Recht als die teuersten Hölzer der Welt betrachtet werden.

10.1.2 Beispiel Kernkraftwerk Kaiseraugst

Der massive Widerstand der Bevölkerung gegen dieses Kernkraftwerk führte dazu, dass 1988 definitiv auf dessen Realisierung verzichtet werden musste. Und dies, obwohl der Bund bereits eine Rahmenbewilligung erteilt hatte. Planungsinvestitionen von über einer Milliarde Franken gingen dabei verloren. Ein sehr aufschlussreiches Kapitel der Schweizer Energiepolitik, das nur gerade 20 Jahre hinter uns liegt. Wer es trotzdem bereits vergessen hat, dem sei die Lektüre der Dissertation Patrick Kupper „Atomenergie und gespaltene Gesellschaft“ wärmstens empfohlen.

Ebenfalls nicht in der Realität, sondern irgendwo in den Tiefen des letzten Jahrhunderts scheinen auch gewisse Exponenten der Energiepolitik zu leben, die predigen, dass die Leute halt aufs Heimkino verzichten, einen Pullover mehr anziehen und weniger heizen sollten. Die jungen Bürgerinnen und Bürger, die in der Volksabstimmung entscheidend sein werden, die durch und durch technologisiert sind, können mit solchen Parolen kaum mehr etwas anfangen.

10.1.3 Plug-in-Generation

Ein Blackout gehört für diese Plug-in-Generation zum Schlimmsten, was einem im Alltag passieren kann. Denn trotz ihres stark entwickelten Umwelt- und Gesundheitsbewusstseins ist Kernenergie für die jungen Leute einfach eine weitere Technologie zur Erzeugung von Strom – nicht mehr und nicht weniger. Und spricht man sie auf Tschernobyl an, fragen sie höchstens: Tscherno – was?

10.2 Die Aufgaben des Bundes

Und damit sind wir mitten in der politischen und gesellschaftlichen Realität, in welcher sich die aktuelle Energiepolitik bewegen muss, und in welcher der Bund gemäss Verfassung den Auftrag hat, sich im Rahmen seiner Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch einzusetzen.

Der Schlüsselsatz hierbei ist „im Rahmen seiner Zuständigkeiten“. Denn dem Bund wurden und werden im Energiebereich fast schon traditionell nur die unvermeidbaren Kompetenzen erteilt: Der Schutz vor Unfällen, die Aufsicht über die technische Sicherheit und die Versorgung in Krisenzeiten gehören dazu.

Entsprechend wurde und wird der Bund auch bei den finanziellen Mitteln an der kurzen Leine gehalten. In schroffem Gegensatz dazu stehen die Erwartungen an die Energiepolitik des Bundes. Er soll dafür sorgen, dass der Energieverbrauch reduziert, die CO₂-Emissionen gesenkt und massiv neue erneuerbare Energien gefördert werden.

10.2.1 Ohne Finanzen wenig Erfolg

Nicht ganz unerwartet zeigt die Realität, dass mit wenig Kompetenzen und wenig Geld auch nur mässige Erfolge erzielt werden können. Zwangsläufig musste der Bund in den letzten zwei Jahrzehnten vor allem auf die Wirkung der Marktkräfte und auf freiwillige Massnahmen im Rahmen von „EnergieSchweiz“ setzen. Die Resultate sind bekannt. Der Gesamtenergieverbrauch und auch der Stromverbrauch stiegen seit 1990 trotz den Programmen „Energie 2000“ und „EnergieSchweiz“ weiter an.

Dies ist also die Ausgangslage für mein Referat, in dem ich über die Überlegungen des Bundes zur Frage von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz einiges berichten werde.

Ich könnte mir die Aufgabe sehr einfach machen und einfach darauf hinweisen, dass der Bundesrat in seiner Energiestrategie vom Februar 2007 klar geäussert hat, dass er den Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke als eine Notwendigkeit erachtet und die Schweiz ohne diese Kernkraftwerke wirtschaftlichen Schaden erleiden werde. Der Bundesrat sieht die Kernenergie als unverzichtbare Option und zentrales Element zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

10.2.2 Energieversorgung in der öffentlichen Hand

Weiter könnte ich Ihnen noch sagen, dass die Energieversorgung unseres Landes im Übrigen gemäss Art. 4 des Energiegesetzes Sache der Energiewirtschaft ist. Der Bund und auch die Kantone haben demnach lediglich die Aufgabe, mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür zu sorgen, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann.

Dazu füge ich noch an, dass die Energiewirtschaft im Strombereich mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand, also der Kantone und Gemeinden, ist, was wohl die Sache nicht wirklich vereinfacht. Mit diesen Feststellungen könnte ich mein Referat bereits beschliessen und würde dafür wohl von einigen der heute anwesenden Vertreter der Energiewirtschaft mit Applaus bedacht und einem wohlwollenden «Jetzt hat er es endlich begriffen».

Doch auch dieser Gedanke ist fern der Realität. Ich spreche nämlich weiter. Denn in seiner Energiestrategie hat der Bundesrat gleichzeitig auch die beiden wichtigsten Säulen der künftigen Energieversorgung definiert und verankert: die Energieeffizienz und die erneuerbaren Energien. Und diese Säulen kommen auch nach Meinung des Bundesrats vor dem Zubau von Grosskraftwerken. Warum? Weil es nicht angehen kann, dass Grosskraftwerke auf Vorrat gebaut werden, so dass der Stromverbrauch frischfröhlich weiter steigen kann.

10.3 2000-Watt-Gesellschaft als langfristiges Ziel

Die Schweiz hat sich in ihrer Verfassung einer nachhaltigen Energieversorgung verschrieben und der Bundesrat hat in seiner Nachhaltigkeitsstrategie die 2000-Watt-Gesellschaft als langfristiges Ziel fixiert. Und demnach müssen zuerst alle Potenziale der Energieeffizienz ausgeschöpft, ein möglichst grosser Zubau an nachhaltiger, sprich erneuerbarer Energien realisiert

sein, bevor wir darüber diskutieren, wie wir die Stromlücke und auch die Stromnetze weiter ausbauen und die bisherigen Kernkraftwerke ersetzen.

Der Zubau von Grosskraftwerken ist damit nach Meinung des Bundesrates nur für den Restbedarf sicherzustellen, der nicht durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

Der Bundesrat berücksichtigt mit dieser Strategie, dass das Stimmvolk neuen Kernkraftwerken mit grosser Wahrscheinlichkeit nur zustimmen wird, wenn gleichzeitig glaubwürdige Anstrengungen und wirksame Massnahmen bei der Energieeffizienz ergriffen und die anderen Möglichkeiten im Bereich der erneuerbaren Energien ausgeschöpft sind.

10.3.1 Run auf Einspeisevergütung

Dass der Bundesrat mit seiner Strategie am Puls des Volkes ist, zeigt beispielsweise die riesige Welle von Anmeldungen für die kostendeckende Einspeisevergütung für erneuerbaren Strom. Es zeigt sich aber auch bei vielen anderen kleinen Themen. So fragen immer mehr Menschen, weshalb sie ihre Wäsche nicht auf der Wäscheleine auf dem Balkon trocknen lassen können, sondern mangels anderen Trockenräumen gezwungen sind, den Tumbler zu benutzen. Oder sie regen sich auf, dass es noch keine Vorschriften und Verkaufsverbote für stromfressende Set-Top-Boxen für das digitale Fernsehen gibt.

Ich könnte viele derartige Beispiele nennen, mit denen sich zahlreiche Bürgerinnen und Bürger täglich an unser Amt wenden. Das Volk beginnt also, sich einzumischen und findet sich einfach nicht damit ab, dass die Energieversorgung ausschliesslich Sache der Energiewirtschaft sein soll.

Es eröffnet sich damit eine neue Dimension der direkten Demokratie, die sich auch in der Antragslawine für die Einspeisevergütung manifestiert. Auch in hunderten von Telefonaten an unser Bundesamt wird uns von empörten Produzenten, die auf die Warteliste gesetzt wurden, in überaus deutlichen Worten mitgeteilt, dass das Volk wenig von einer homöopathischen Schweizer Energiepolitik bei den erneuerbaren Energien hält.

10.3.2 Weichenstellung

Das Volk ist also schon lange auf dem Weg, während die Politik die Zeichen der Zeit erst zu erahnen scheint und sich in endlosen Debatten gefällt, die heute leider zum immerwährenden Wahlkampf gehören. Dabei wäre der Zeitpunkt für eine Weichenstellung in der Energiepolitik ideal. Kaum je zuvor waren die Bürgerinnen und Bürger unseres Landes derart stark für Energiethemen sensibilisiert und kümmerten sich derart aktiv um ihr Energiekonsumverhalten.

Und ausgerechnet jetzt blockiert die Politik, beisst sich fest in Grundsatzdebatten, sei es über die Finanzierung von Förderprogrammen, aber vor allem auch über die Nutzung der Kernenergie. Gelingt die Deblockierung nicht, vertut die Politik die einmalige Chance, diese Aufbruchstimmung hin zu einer wirklich nachhaltigen Energieversorgung zu nutzen. Dass eine solche Weichenstellung dringend nötig wäre, möchte ich Ihnen jetzt anhand einiger Fakten präsentieren.

Überall wird derzeit von einer Renaissance der Kernenergie gesprochen – aus rein klimapolitischer Sicht auf den ersten Blick sogar mit guten Argumenten. Doch, eine nachhaltige Energiepolitik umfasst nicht nur die Klimafrage, sondern muss auch den Anforderungen der Versorgungssicherheit genügen.

10.4 Prognosen

Gemäss den Prognosen der „Internationalen Energieagentur“ wird die weltweite Energienachfrage in den nächsten 20 Jahren um mehr als die Hälfte steigen. Dabei nimmt die Nutzung von Kohle am stärksten zu. Aus Sicht der Klimapolitik ist dies eine katastrophale Entwicklung.

Die „Internationale Energieagentur“ hat deshalb das sogenannte „E-Map-Szenario“ entwickelt. Damit sollen die CO₂-Emissionen bis 2050 um 50 Prozent reduziert werden. Voraussetzung für dieses Szenario ist allerdings ein sehr rascher Umbau des weltweiten Energiesystems. Auch im „BLUE Map scenario“ spielt die Kernenergie eine Rolle. Wenn sie heute 5 Prozent primären Energiebedarfs abdeckt, könnte sie, sehr optimistisch betrachtet, bis 2050 maximal 20 Prozent erreichen.

Daraus resultiert allerdings nur eine CO₂-Reduktion von 0,3 Prozent pro Jahr oder 6 Prozent bis 2050. Weltweit kann die Kernenergie nur einen kleinen Beitrag zur Lösung des CO₂-Problems und im besten Fall 20 Prozent zur weltweiten Stromversorgung beitragen. Im Vergleich dazu: Die CO₂-Reduktionsmöglichkeit von Effizienzmassnahmen liegt bei 2 Prozent pro Jahr und eindrucklichen 65 Prozent bis zum Jahr 2050.

10.5 Energieperspektiven 2007

Die Fakten zur Energieversorgung der Schweiz sind bereits zur Genüge bekannt. Deshalb beschränke ich mich auf einige wenige Punkte. Das Bundesamt hat 2007 die Energieperspektiven 2035 abgeschlossen. Diese dienen als Basis für die Energiestrategie des Bundesrates und für die Erarbeitung von klaren energiepolitischen Strategien und Instrumenten. Obwohl wir bereits in der Realität sind und nicht mehr in Szenarien leben, sind solche Modellrechnungen wichtig, wenn es um Zukunftsfragen geht. Sie zeigen auf, welcher Weg gegangen werden kann.

10.5.1 *die vier Szenarien des Bundes*

Szenario 1 geht davon aus, dass alles wie bisher weiterlaufen wird. Die bestehenden Instrumente werden weitergeführt. **Szenario 2** will eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft. Dazu gehören der Klimarappen, die Förderung der grünen Stromprodukte durch die Einspeisevergütung, die Verschärfung der Vorschriften für Gebäude etc.

Mutiger und umfassender sind die **Szenarien 3 und 4**, in denen die Politik neue Ziele, Prioritäten und Instrumente festlegen soll, die auf eine Reduktion der CO₂-Emissionen, aber auch

des Pro-Kopf-Energieverbrauchs und einer starken Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien abzielen.

Szenario 2, das bisher im Zentrum in der aktuellen Politik war, sieht nur noch eine leichte Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs bis zum Jahre 2035 vor.

10.5.2 Der Stromverbrauch in den Szenarien

Der Stromverbrauch wird aber in diesen entsprechenden Szenarien ganz anders betrachtet. Es geht darum, dass auch beim Szenario 4 ganz klar nur mit einer geringen Reduktion des Gesamtstromverbrauchs gerechnet wird. Entsprechend sollte aber – weil Strom nur 20 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs ausmacht – auch die Relation gewahrt werden. Denn wenn wir über Kernenergie sprechen, sprechen wir nur gerade über 8 Prozent unseres Gesamtenergieverbrauchs. In Szenario 2 würden wir eine Zunahme von 23 Prozent des Stromverbrauchs haben und bei Szenario 4 würde erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums eine entsprechend kleine Reduktion von 2 Prozent auf uns zukommen.

10.5.3 Neue Stromanwendungen

Gründe dafür sind die Bevölkerungszunahme, die wirtschaftliche Entwicklung, aber auch die zunehmende Zahl an elektronischen Geräten um uns herum. Diese werden zwar immer effizienter sein, doch das zahlenmässige Wachstum und vor allem auch neue Anwendungen wie etwa die PCs und Kaffeemaschinen fressen diese Energiegewinne grösstenteils wieder auf.

Der Stromkonsum wird aber auch durch andere Tendenzen angekurbelt. So wird der Ausbau des öffentlichen Verkehrs der SBB grosse Mengen an Elektrizität verschlingen. Auch die Substitution von fossiler Energie durch Elektrizität wirkt sich aus, beispielsweise bei den Wärmepumpen oder auch bei Verbrennungsmotoren, die durch Elektromotoren ersetzt werden. Es könnte also sein, dass gerade bei der Mobilität eine grosse Substitution von CO₂-haltigen Treibstoffen durch Strom auf uns zukommt.

10.6 Denk- oder Stromlücke

Sind wir nun vor einer Denk- oder Stromlücke? In rund 10 Jahren, um das Jahr 2020, wird in der Schweiz eine spürbare Verknappung des Stromangebots auftreten. Man mag dies als Denklücke bezeichnen, wegdiskutieren lässt sich nicht, dass Beznau I und II und Mühleberg vom Netz gehen werden.

Natürlich müsste man dieser Stromlücke nicht ausschliesslich mit energiepolitischen Massnahmen begegnen. Unterstützung könnte man sich auch vom Markt erhoffen, von einer Verknappung des Angebots und dann, für Ökonomen verständlich, durch höhere Preise. Wenn man aber die aktuelle Debatte über die Strompreise anschaut, dann bin ich nicht sicher, ob es sich auch durchhalten lässt, einfach auf den Marktpreis zu setzen.

In anderen Ländern, auch in Deutschland, spricht man heute davon, dass aus sozialen Gründen armen Leuten der Strom umsonst abgegeben werden soll, weil das ein lebensnotwendiges Gut ist.

Trotz Marktkräften und Erschliessung des Effizienzpotenzials ist die künftige Versorgung mit der Schlüsselenergie Elektrizität keineswegs gesichert. Denn es bleibt ein Bedarf an neuen Stromkapazitäten.

10.7 Zukunftsvarianten

Wir haben in den Energieperspektiven des Bundes verschiedenste Varianten dazu entwickelt, wie die Schweiz dieser Verknappung des Stromangebots Herr werden könnte. Diese Varianten reichen vom Ausbau der Importe über eine Übergangsstrategie mit Gaskombikraftwerken und Kernkraftwerken bis hin zu einer vollständigen Versorgung über Wärmekraftkoppelung und erneuerbare Energien.

Der Bundesrat setzt in seiner Energiestrategie auf die Variante mit Gaskombikraftwerken, Kernkraftwerken und erneuerbaren Energien. Er setzt also auf alle verfügbaren Energieträger und damit auf eine Diversifizierung des bisherigen Stromangebots. Dies tut er nicht zuletzt auch im Bewusstsein, dass Grosstechnologien, insbesondere die Kernenergie, Klumpenrisiken darstellen können, welche die Versorgungssicherheit gefährden können.

10.7.1 Die strompolitischen Aussichten

Die Fakten machen deutlich, dass es in der Weichenstellung bei der Energiepolitik um viel mehr geht, als bloss um die Frage, wollen wir ein, zwei oder drei neue Kernkraftwerke. Es ist, wie die Vergangenheit gezeigt hat, politisch heikel, alleine auf Kernkraft zu setzen. Häufen sich Vorfälle in Kernkraftwerken wie jetzt in Frankreich oder gibt es einen grösseren Unfall, so ist der Ausgang einer Referendumsabstimmung über neue Kernkraftwerke sehr ungewiss.

Weiter steht auch noch die Frage der nuklearen Abfälle im Raum. Hier wird zwar noch in diesem Jahr mit der Standortsuche eines geologischen Tiefenlagers begonnen, aber auch hier wird es am Schluss zu einer Referendumsabstimmung kommen.

Das Parlament hat beschlossen, dass allfällige Gaskombikraftwerke ihren CO₂-Ausstoss zu 70 Prozent im Inland kompensieren sollen. Damit können diese Werke in der Schweiz kaum konkurrenzfähig betrieben werden. Die Folge davon ist, dass Schweizer Stromunternehmen in Gas- oder sogar in Kohlekraftwerke in Deutschland oder Italien investieren, wo es keine derartigen Kompensationsvorschriften gibt. Da CO₂ aber keine Landesgrenzen kennt, wird die globale CO₂-Bilanz dadurch sogar schlechter, als wenn einige wenige Gaskombikraftwerke befristet bei uns zum Einsatz kommen würden und diese ihre Emission in unserem Land und in anderen Ländern gesamthaft zu 100 Prozent kompensiert werden würden.

Es gilt, die vorhandenen grossen Effizienzpotenziale auszuschöpfen, entsprechende Massnahmen zu beschliessen und diese möglichst schnell umzusetzen. Die im Aktionsplan Energieeffizienz vorgesehenen Verschärfungen der Gerätevorschriften, über die der Bundesrat gegen Ende Jahr entscheiden wird, dürften hier nur ein Anfang sein.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat mit der kostendeckenden Einspeisevergütung einen ersten kräftigen Schub erhalten. Doch dürfte dies nicht reichen, um in den nächsten 10 Jahren massgeblich zum Füllen der Angebotslücke beizutragen. In vielen Staaten der europäischen Union haben die erneuerbaren Energien dank einer konsequenten und finanziell stark unterlegten Förderpolitik bemerkenswerte Marktanteile gewonnen. Hier steht die Schweiz noch am Anfang. Wir haben eine starke Säule der Wasserkraft, aber der gesamte Anteil an erneuerbaren Energien bewegt sich noch auf einem zu tiefen Niveau. Hier wird auch die Einspeisevergütung mit 4,5 Milliarden Kilowattstunden nicht den grossen Durchbruch bringen.

Es geht nicht nur um die Produktion von Strom, sondern auch um die Übertragung. Gerade der Zubau von erneuerbaren Energien bringt viele kleine dezentrale Anlagen ans Netz. Dies verlangt eine neue Regelung des Systems und auch einen Ausbau der Netze, weil teilweise dieser Wind aus anderen Ländern kommen soll.

10.8 Fazit

Wo bei der Erarbeitung der Szenarien noch geträumt und strenge, hochwirksame Massnahmenpakete geschnürt und gehofft werden konnte, dass diese in der heilen Szenarienwelt auf breiten politischen Konsens stiessen und deren Finanzierung beinahe selbstverständlich gesichert war, so sind wir nun in der Realität angekommen, mit Widersprüchen, mit Forderungen, mit widersprüchlichen Überlegungen wie Umweltschutz, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit. Gleichzeitig kommen noch verschiedenste soziale Überlegungen, wie sie zum Teil auch bei der Strompreisdiskussion genannt werden.

Um die richtige Balance zu finden, braucht es beinahe Magie. In der Schweiz ist diese Magie immer noch der politische Kompromiss. Es ist wichtig, dass den Bürgerinnen und Bürgern klar aufgezeigt wird, wohin der Weg gehen könnte. Das müssten die Fachleute und Experten übernehmen.

Die Bürgerinnen und Bürger sind sensibilisiert und werden sich nicht durch irgendwelche Texte von PR-Agenturen zukleistern lassen. Sie wollen original, glaubwürdig von der Politik, von der Wirtschaft und von den Umweltorganisationen hören, wohin es gehen soll.

An der Planung dieser Zukunft werden alle arbeiten. Ich bin überzeugt, dass das Volk verstanden hat, dass wir in diese Richtung gehen müssen. Und ich hoffe, dass die Debatten vor dem Jahre 2012, wenn voraussichtlich die ersten Volksabstimmungen stattfinden werden, engagiert, lebhaft und faktenorientiert sein werden.

11 Stefan Hirschberg: Stärken und Schwächen der Kernenergie: Vergleich mit anderen Optionen



Dr. Stefan Hirschberg

Head, Laboratory for Energy Systems Analysis, PSI

Paul Scherrer Institut

CH-5232 Villigen PSI

stefan.hirschberg@psi.ch

Original-Artikel in Englisch. Übersetzung: Dieter Kuhn, Zürich

11.1 Abstract

In dieser Arbeit werden Einsichten dargestellt, die dank einem Verfahren zur systematischen, vergleichenden Bewertung von Energiesystemen gewonnen wurden. Das Verfahren wurde am Paul Scherrer Institut (PSI) entwickelt und wird hier auf Systeme zur Produktion elektrischer Energie aus fossilen, nuklearen und erneuerbaren Quellen angewendet. Dabei wird das Ziel verfolgt, die Transparenz und den systematischen Einsatz einer objektiven Wissensbasis zu verbessern. So können entscheidende Aspekte nuklearer und anderer Energiequellen in ihrem ökonomischen, ökologischen und sozialen Kontext diskutiert werden. Insbesondere werden Resultate eines kürzlich durchgeführten Nachhaltigkeits-Assessments präsentiert. Dabei zeigen sich Stärken und Schwächen der verschiedenen gegenwärtigen und zukünftigen technologischen Optionen für Systeme zur Produktion elektrischer Energie.

11.2 Einleitung

Das Paul Scherrer Institut (PSI) ist, zusammen mit Partnern, in einige interdisziplinäre Projekte involviert, deren Ziel die Entwicklung und Anwendung eines integrierten Rasters zur

Bewertung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen ist. Zu den jüngsten Arbeiten gehört die erst kürzlich abgeschlossene Elektrizitäts-Technologie-Portfolio-Evaluation, die mit einem grossen Schweizerischen Partner (Axpo Holding AG) durchgeführt wurde, und das noch immer laufende Projekt NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) der EU. An diesem Projekt nehmen 66 Organisationen teil. Das PSI koordiniert den Forschungsteil "Technology Roadmap and Stakeholder Perspectives", der für die hier vorliegende Arbeit am wichtigsten ist, denn sein Hauptziel ist das Nachhaltigkeits-Assessment von zukünftigen Elektrizitäts-Erzeugungs-Technologien mit den ihnen zugeordneten Brennstoff-Zyklen.

Die Axpo-Studie, die sich auf die Bedingungen in der Schweiz konzentriert, wurde für einige ausgewählte Technologien auch in anderen Ländern durchgeführt. Das grosse Schweizer Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen Axpo initiierte und koordinierte das Projekt. Neben dem Paul Scherrer Institut (PSI) gehörten auch die Universität Stuttgart (UniStutt), das Zentrum für Energiepolitik und Wirtschaft (Centre for Energy Policy and Economics (CEPE)) an der ETH Zürich und BAK Basel Economics dazu. Erfasst wurden die besten aktuellen Technologien (um das Jahr 2004) sowie die im Jahr 2030 zu erwartenden Technologien.

Innerhalb der NEEDS-Studie werden fortschrittliche zukünftige Technologien mit dem äussersten Zeithorizont 2050 untersucht. Das MCDA-Programm innerhalb von NEEDS wurde auf vier Länder, nämlich Frankreich, Deutschland, Italien und die Schweiz, angewandt.

Verglichen mit unseren früheren Studien, die auf das Power-Technologie-Assessment fokussiert waren und für die Schweiz [1], Deutschland [2] und China [3] durchgeführt wurden, deckt die neueste Arbeit ein viel grösseres Spektrum von Technologien ab und wendet einen grösseren Satz von Evaluations-Kriterien und Indikatoren an.

Die hier vorliegende Arbeit stützt sich in erster Linie auf kürzlich publizierte Arbeiten des Autors mit Partnern [4, 5, 6, 7] ab. Die hier präsentierten Resultate stammen meistens aus der Axpo-Studie, da das NEEDS-Projekt noch nicht abgeschlossen ist.

11.3 Evaluations-Kriterien und Indikatoren

Vorzüge und Nachteile der spezifischen Energiequellen können nur verstanden und auf ausgewogene Art bewertet werden, wenn man einen vergleichenden Blick auf die wichtigen technologischen Optionen zur Erzeugung von Elektrizität wirft.

Die Bewertung der relativen Nachhaltigkeit der verschiedenen Optionen ruft nach einer Integration der ökonomischen, ökologischen und sozialen Aspekte in den Entscheidungs-Prozess. Die Bewertung von Alternativen kann (und sollte) auf der Basis eines Satzes von Kriterien und Indikatoren erfolgen, auf den man sich zuvor geeinigt hat. Dieser Satz sollte obige drei Aspekte in Form von Koordinaten abdecken. (Das kann auch bei der Kommunikation nützlich sein, da solche dreidimensionalen Darstellungen komplizierte Sachverhalte auf relativ einfache Art illustrieren.) Die Erzeugung von konsistenten, quantitativen Indikatoren erfordert ein entsprechendes analytisches Raster und die Anwendung geeigneter Rechenmethoden.

Innerhalb des Axpo-Projekts wurde der Nachhaltigkeits-Bewertungs-Raster mit Hilfe eines grossen Satzes von Kriterien, denen 75 Indikatoren zugeteilt waren, definiert. Diese wurden für die Jahre 2000 und 2030 quantifiziert. Es gab 11 ökologische, 33 soziale und 31 ökonomische Indikatoren. Es überrascht nicht, dass die Zahl der ökologischen Indikatoren am kleinsten ist, da in diesem Fall die objektive Aggregation von Umgebungs-Flüssen auf naturwissenschaftlichen Grundlagen erfolgen kann. Das ist meistens nicht möglich für soziale Indikatoren, von denen es am meisten gibt. Tabelle 1 zeigt die wesentlichen ökologischen, sozialen und ökonomischen Kriterien, die in der Axpo-Studie zusammen mit den verantwortlichen Instituten verwendet wurden. Fast alle Kriterien sind noch unterteilt in Sub-Kriterien; das stellt die Tabelle 1 aber nicht dar.

Criteria	Responsibilities
ENVIRONMENT	
Resources	PSI
Climate Change	PSI
Impacts on ecosystems	PSI
Waste	PSI
SOCIAL ASPECTS	
Physical security	PSI/UniStutt
Political stability and legitimacy	UniStutt
Social development	UniStutt
Impacts on quality of landscape & residential areas	UniStutt
Impacts on human health	PSI
Social components of risks	UniStutt
ECONOMY	
Impacts on the GDP	BAK/CEPE
Impacts on customers	Axpo/PSI
Impacts on state affairs	CEPE/Axpo/PSI
Impacts on utility	Axpo/PSI/UniStutt

Tabelle 1: Wichtigste ökologische, ökonomische und soziale Kriterien im Rahmen der MCDA-Studie zum Nachhaltigkeits-Assessment [7].

Die Kriterien und Indikatoren, die innerhalb des Axpo- und des NEEDS-Projekts entwickelt wurden, haben viele Ähnlichkeiten. Die Axpo-Studie verwendet mehr Indikatoren (75) als die NEEDS-Studie (36), da die ökonomische und soziale Dimension detaillierter erfasst wurde.

11.4 Überblick über die Methodologie

Ein Raster zur systematischen vergleichenden Bewertung von Energiesystemen wurde am Paul Scherrer Institut (PSI) entwickelt, um die Transparenz und die systematische Verwendung der objektiven Wissensbasis zu verbessern. Er erlaubt die Beschreibung von wichtigen Aspekten technologischer Alternativen mit ökonomischen, ökologischen und sozialen Dimensionen. Diese Aspekte sind für politische Entscheide wesentlich. Obwohl die Einzelheiten, der Blickwinkel und die Bearbeitungstiefe unterschiedlich sind, wurden Teile dieses Rasters im Wesentlichen für die Axpo- und die NEEDS-Studie verwendet. Der Raster ist in Abbildung 1 dargestellt.

Der interdisziplinäre Zugang integriert viele verschiedene Forschungsgebiete. Dazu gehören das Life Cycle Assessment (LCA), das Assessment von ökologischen Auswirkungen und externen Kosten, das Modellieren von Systemen und die integrierte Bewertung, die sich sowohl auf das Modell der Gesamtkosten als auch auf die Mehrfach-Kriterien-Entscheidungs-Analyse (Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA)) mit Hilfe von ökologischen, ökonomischen und sozialen Indikatoren abstützt. Der integrierte Zugang ermöglicht umfassende Studien, die Energie-Optionen für den Elektrizitäts-, Heizungs- und Transport-Sektor vergleichen. Die quantitativen Indikatoren, die in dieser Arbeit zitiert werden, stützen sich wenn immer möglich auf eine systematische, multi-disziplinäre, von-unten-nach-oben-Methodologie zum Assessment von Energiesystemen ab. Das gilt ganz besonders für die komplexen ökologischen Indikatoren. Der gesamte Zugang ist prozess-orientiert, d.h. die interessierenden Technologien und ihre Charakteristiken werden explizit dargestellt. In den folgenden Unter-Kapiteln werden die wesentlichen verwendeten theoretischen Ansätze kurz beschrieben.

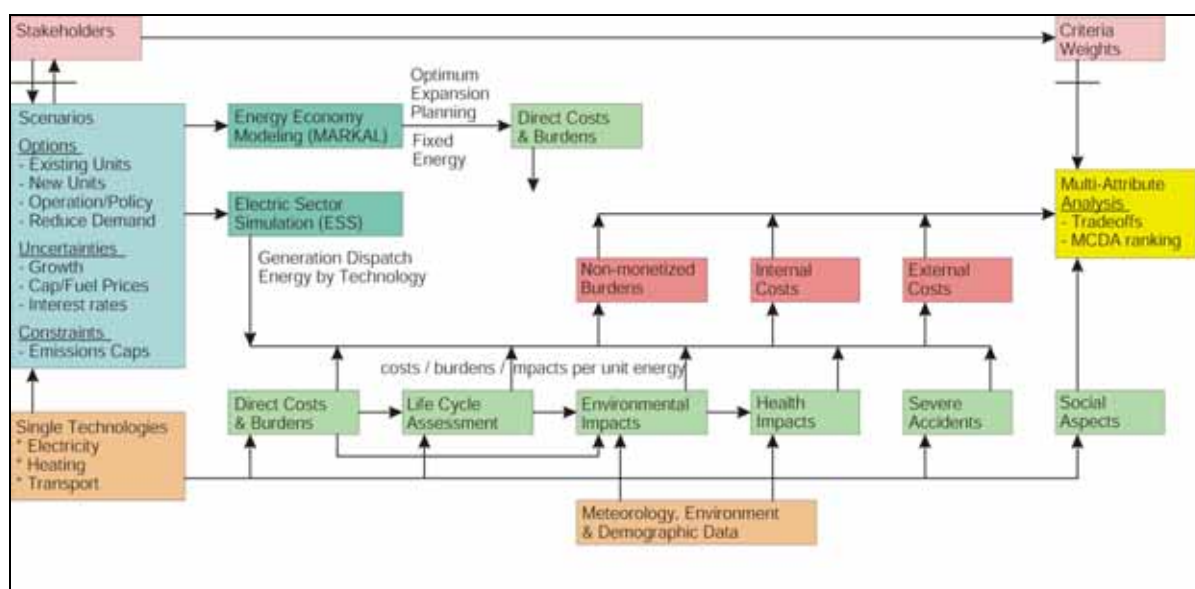


Abbildung 1: Der Analyse-Raster des PSI für die umfassende Analyse von Energiesystemen

11.4.1 Lebenszyklus-Bewertung – Life Cycle Assessment (LCA)

Das Life Cycle Assessment (LCA) wird verwendet, um Indikatoren zu erzeugen, die Lasten und Auswirkungen des Normalbetriebs charakterisieren. LCA ist eine systematische Methode zur Erstellung von Energie- und Material-Bilanzen der verschiedenen Energieketten. LCA verwendet jene Prozess-Ketten-Analysen, die für die jeweiligen Brennstofftypen, die im betreffenden Prozess verwendet werden, spezifisch sind. Es ermöglicht, die Lasten (z.B. Emissionen) auch dann voll in Rechnung zu stellen, wenn sie ausserhalb unserer Landesgrenzen anfallen. LCA berücksichtigt nicht nur direkte Emissionen, die beim Bau, Betrieb und Rückbau des Kraftwerks entstehen, sondern auch alle sonstigen ökologischen Lasten, die mit dem kompletten Lebenszyklus aller relevanten Prozesse der gesamten Energie-Kette verknüpft sind. Dazu gehören Exploration, Gewinnung, Verarbeitung, Transport sowie Abfallbehandlung und Abfall-Lagerung. Zu den direkten Emissionen gehören Ausstösse beim Betrieb der Kraftwerke, Minen und Verarbeitungsbetriebe,

Transportsysteme und Baumaschinen. Dazu kommen noch die indirekten Emissionen, die von der Herstellung der Materialien und von Energie-Inputs auf allen Stufen der Prozesskette und der Infrastruktur herrühren.

Als Datenbasis im Hintergrund dient die Datenbank ecoinvent v1.2 [8]. Ecoinvent (www.ecoinvent.ch) ist eine zentralisierte, Web-basierte LCA-Datenbank, die entwickelt und eingeführt wurde vom Schweizerischen Zentrum für Lebens-Zyklus-Inventare (Swiss Centre for Life Cycle Inventories (EPFL, EMPA, ETHZ, FAL; PSI)). Sie wird unterstützt von einigen Bundesämtern (BUWAL, BfE, ASTRA, BBL, BLW). Das PSI ist verantwortlich für Inventare aller Energiesysteme.

11.4.2 Beeinflussungspfad-Methode (Impact Pathway Approach (IPA))

LCA berücksichtigt Abhängigkeiten vom Standort nicht. Darum wird die Quantifizierung von gesundheitlichen und ökologischen Schäden als Folge von Luftverschmutzung, die von Energieketten herrührt, auf der Basis des üblichen Impact Pathway Approach (IPA) vorgenommen. Dieses Verfahren wurde bereits in Projekten der ExternE-Serie [9, 10] angewendet.

IPA umfasst vier Schritte: (1) Abschätzung der Emissionen; (2) Abschätzung von Änderungen der verunreinigenden Konzentrationen; (3) Abschätzung der Beeinträchtigung von Betroffenen wie Menschen, Tiere, Pflanzen, usw.; (4) Bewertung: Die Methode der externen Kosten verwendet Geld, um die Schäden zu quantifizieren. IPA wurde eingeführt für Referenz-Kraftwerks-Technologien an spezifischen Standorten, meistens in der Schweiz. Für die zugehörigen Brennstoffzyklen werden regionale Schadensfaktoren benutzt.

11.4.3 Assessment des Risikos eines schweren Unfalls (Severe Accident Risk Assessment (SARA))

Die Analyse von Risiken eines schweren Unfalls deckt wenn immer möglich die gesamte Energiekette ab. Ausser bei der Kernenergie stützt das Assessment in erster Linie auf die historische Erfahrung ab. Man verwendet die Datenbank der energiebezogenen schweren Unfälle (Energy-related Severe Accident Database (ENSAD)), die vom PSI entwickelt wurde. ENSAD ist die weltweit ausführlichste und detaillierteste Datenbank für schwere Unfälle im Energiebereich [11, 12].

Die meisten Unfall-Indikatoren für das Jahr 2000 stammen von ENSAD, sind aber modifiziert worden, je nach Effizienz der Referenztechnologien und Charakteristik der damit verbundenen Energieketten. Bei den erneuerbaren Energien, mit Ausnahme der Staudämme, stützen die Unfall-Risiko-Abschätzungen auf die Literatur und auf eigene Beurteilung ab. Die Abschätzungen für das Jahr 2030 werden unterstützt durch Trendanalysen bei historischem Datenmaterial und Extrapolationen in die Zukunft.

Die Abschätzung von Konsequenzen von hypothetischen Unfällen mit Wasserkraftwerken berücksichtigt orts-spezifische Faktoren. Dabei kommt eine Formel zur Anwendung, die auf Parametern beruht, mit denen die historische Erfahrung von Staudammunfällen erfasst wird. Für hypothetische Kernunfälle wird das probabilistische Sicherheits-Assessment (Probabilistic Safety Assessment (PSA)) angewandt, das auf Daten entsprechender Literatur

beruht. Diese müssen je nach Design etwas angepasst werden. Zudem kommt die vereinfachte Konsequenz-Assessment-Methode (simplified consequence assessment methodology) zur Anwendung, die schon früher publiziert wurde[13].

11.4.4 Andere verwendete Ansätze

Ökonomische Indikatoren beruhen auf ausführlichen Literaturstudien, einem Modell des aktuellen Netto-Werts der Anlage, Angaben der Industrie und, falls nötig, Beurteilungen von Experten. Die meisten sozialen Indikatoren, für die die Universität Stuttgart zuständig war, wurden quantifiziert auf Grund einer Umfrage bei Experten in den Bereichen Energietechnologien, Nachhaltigkeit, Energiepolitik und Risikoabschätzung. Zur Umfrage gehörte am Schluss auch eine Delphi-Anwendung unter den Experten.

11.5 Beispiele von sektoriellen Resultaten

11.5.1 Referenz-Technologien

Das umfangreiche Sortiment von 18 Technologien zur Elektrizitätserzeugung, von dem in der Axpo-Studie ausgegangen wurde, umfasst erneuerbare, fossile und nukleare Kraftwerke mit ihren zugehörigen Energieketten. Die ökologische "Leistung" wurde für zwei Zeitfenster um die Referenzjahre 2000 (wobei die aktuell beste Technologie vorausgesetzt wurde) und 2030 analysiert. Das Technologie-Portfolio enthält sowohl grosse zentralisierte Kraftwerke als auch kleine dezentrale Einheiten in der Schweiz und einigen wenigen anderen europäischen Ländern (für den Strom-Import). Kleine Gas-Kombikraftwerke, die mit Naturgas oder gasförmiger Biomasse betrieben werden, wurden ebenso beurteilt wie grosse Kraftwerke zur Abdeckung der Grund- und Mittellast. Es wurde angenommen, dass sich die Technologie aller Referenzkraftwerke zwischen den Jahren 2000 und 2030 kontinuierlich weiterentwickelt. Für die detaillierte Beschreibung der Technologien verweisen wir auf [4, 7].

Die unten aufgeführten Indikator-Beispiele beziehen sich, wenn nichts anderes geschrieben wird, auf Referenz-Technologien. Alle in diesem Kapitel vorkommenden Indikatoren wurden durch das PSI abgeschätzt.

11.5.2 Ökologische "Leistung"

Die Auswahl ökologischer Indikatoren (Tabelle 2) widerspiegelt die wissenschaftliche und soziale Relevanz verschiedener ökologischer Einflüsse und die Sorgen von Betroffenen. Die meisten Indikatoren beruhen auf gewissen Life Cycle Impact Assessment (LCIA) Methoden, die in der Datenbank ecoinvent implementiert sind [14].

Abb. 2 zeigt die Emission von Treibhaus-Gasen pro kWh Elektrizität als Balkendiagramm für eine Auswahl von untersuchten Energiesystemen in den Jahren 2005 und 2030. Abb. 3 zeigt alle zehn ökologischen Indikatoren für alle Systeme pro kWh Elektrizität bei busbar, normalisiert auf das Maximum (= 100 %) für jeden Indikator.

Schweizer Hydro-Elektrizität und Kernenergie, dicht gefolgt von Windenergie, weisen die geringsten Treibhausgas-Emissionen sowohl heute als auch im Jahr 2030 auf. Die anderen Systeme mit erneuerbaren Energien sind auf leicht schlechteren Rangpositionen, allerdings mit einer relativ wichtigen Reduktion bis 2030. Auch wenn sich ziemlich substantielle Reduktionen der Treibhausgas-Emissionen bei der Elektrizitätserzeugung aus fossilen Quellen voraussagen lassen, werden doch Naturgas- und ganz besonders Kohlekraftwerke bis 2030 mit Abstand die grössten Emittenten bleiben.

Der Vergleich aller auf der Basis des gesamten Indikatorensatzes analysierten Technologien ergibt ein ziemlich anderes Bild (Abb. 3). Nur die Schweizer Hydro-Elektrizität ist den anderen Systemen deutlich überlegen. Während fossile Technologien die schlechtesten Ergebnisse wegen des Verbrauchs fossiler Ressourcen und der Erzeugung von Treibhausgas aufweisen, weist die Stromerzeugung mit Kernenergie offenbar (relativ gesehen) den höchsten Verbrauch an Uran, die grösste Produktion an radioaktivem Abfall und im Zusammenhang mit einem hypothetischen Unfall und der daraus folgenden Kontamination den höchsten Landverbrauch auf. Das SNG-System (Synthetic Natural Gas) ist das schlechteste, was den Landverbrauch und den nicht-radioaktiven Abfall angeht: Recht grosse Waldflächen werden benötigt, um die nötige Menge Holz zu beschaffen, die es als Brennstoff braucht. Die industrielle Abholzung hat schwerwiegende Einflüsse auf das Ökosystem. Es müssen grosse Mengen Holzasche entsorgt werden. Die Windenergie und die Photovoltaik beanspruchen viel Metall-Erz und verursachen ökotoxischen und nicht-radioaktiven Abfall. Diese Energiesysteme brauchen recht viel Material, insbesondere Metall, pro produzierte kWh. Die ökotoxischen Emissionen passieren vor allem während der Gewinnung und Verarbeitung der metallischen Erze. Das Biogas-System weist die stärksten negativen Effekte wegen der Versauerung und Eutrophierung (Überdüngung) auf, denn bei der Biogasproduktion werden Stickstoffverbindungen ausgestossen (Vergärung von Mist und Gülle aus der Landwirtschaft). Die vergleichsweise geringe Belastung bei der geothermischen Stromerzeugung im Jahre 2030 zeigt das grosse Potenzial dieser Technologie aus ökologischer Sicht. Vor dem Einsatz im grossen Stil müssen hier allerdings noch einige technologische Probleme gelöst werden.

Indicator	Unit	Methodology
Consumption of resources		
Fossil primary energy	MJ/kWh	LCIA: Cumulative energy demand
Uranium	kg/kWh	LCIA: Cumulative energy demand
Metallic ores	kg(Sb-eq.)/kWh	LCIA: CML 2001, abiotic resources
Climate change		
Greenhouse gas emissions	kg(CO ₂ -eq.)/kWh	LCIA: IPCC 2007
Impacts on ecosystems		
Land use	PDF*m ² *a/kWha	LCIA: Eco-Indicator 99 (H,A)
Ecotoxicity	PDF*m ² *a/kWha	LCIA: Eco-Indicator 99 (H,A)
Acidification & eutrophication	PDF*m ² *a/kWha	LCIA: Eco-Indicator 99 (H,A)
Land contamination	km ² /kWh	Probabilistic Safety Assessment
Waste		
Non-radioactive	PDF*m ² *a/kWha	LCIA: Eco-Indicator 99 (H,A)
Radioactive	m ³ /kWh	LCI result
a PDF = Potentially Disappeared Fraction (of species)		

Tabelle 2: Ökologische Indikatoren für das Assessment einer Technologie [4].

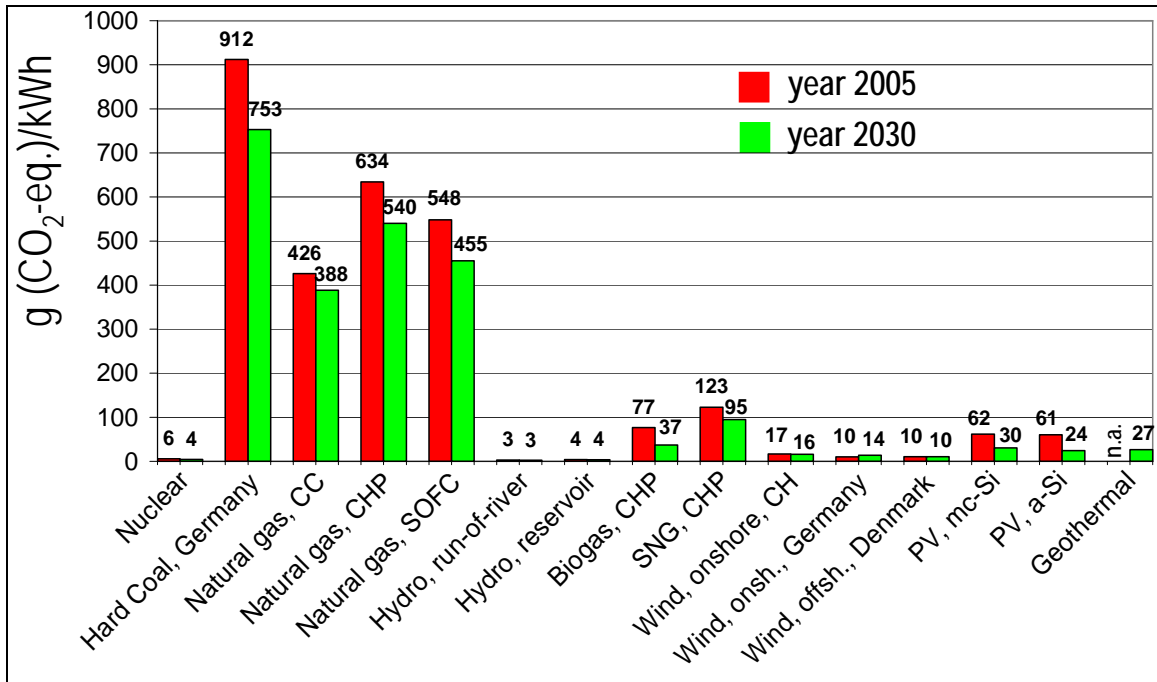


Abbildung 2: Emissionen von Treibhaus-Gasen pro kWh Elektrizität in den Jahren 2005 und 2030 (hier werden nicht alle analysierten Optionen dargestellt). CC = Combined Cycle; CHP = Combined Heat and Power; SOFC = Solid Oxide Fuel Cell; SNG = Synthetic Natural Gas; PV = Photovoltaic) [4].

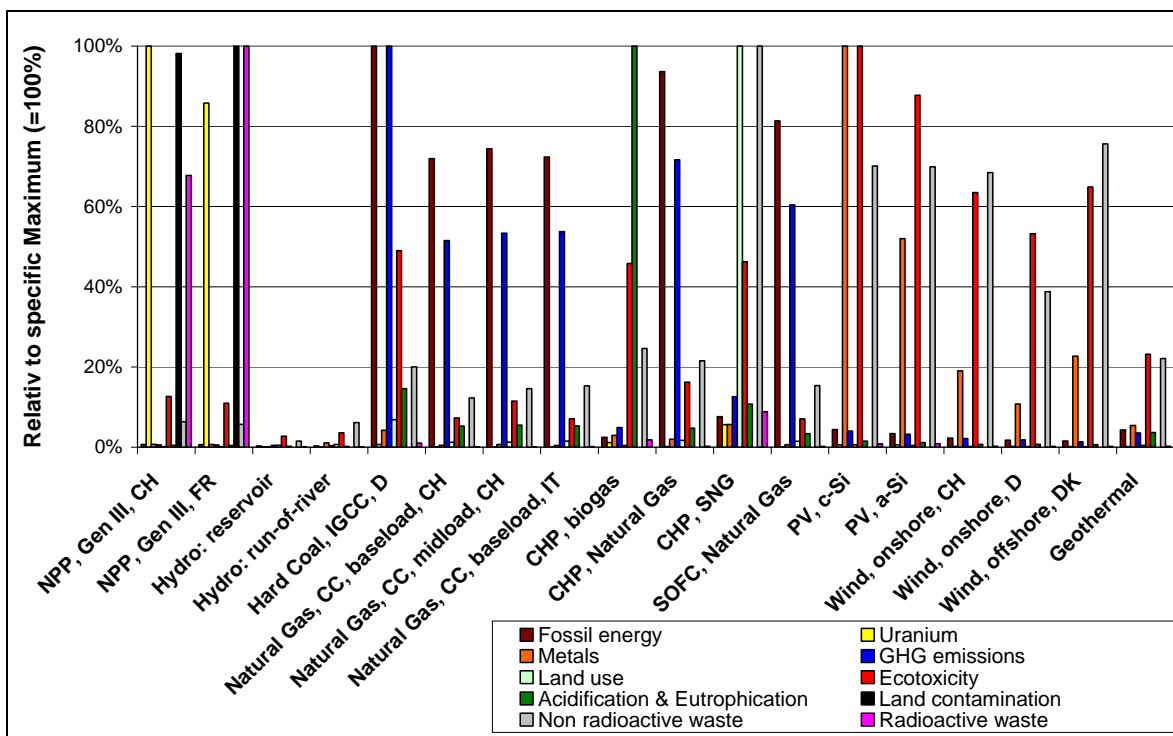


Abbildung 3: Ökologische Indikatoren der Elektrizitätserzeugung im Jahr 2030; pro kWh Elektrizität (Gen III = Generation III reactors; SC = Supercritical; IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle) [4].

Bezüglich Uran-Vorrat gilt: Der zukünftige Bedarf an Kernbrennstoff hängt von den Szenarien der Entwicklung der Kerntechnik ab. Der Markt für Kernbrennstoff kann eine gesicherte Versorgung sicherstellen, wenn wir eine moderate Entwicklung der weltweiten Kapazität an

Kernkraftwerken voraussetzen. Das wird in den meisten Szenarien der sich konkurrenzierenden Unternehmen vorausgesetzt. Auch falls Szenarien realisiert werden, in denen eine grosse Nachfrage besteht, reichen die konventionellen primären Ressourcen (zugesicherte, prognostizierte und spekulative) aus, um den Bedarf an Kernbrennstoff sowohl der bestehenden als auch der neuen Kernkraftwerke, die bis 2030 noch gebaut werden, zu decken. Die Uranpreise könnten etwas volatil sein; aber das ist von zweitrangiger Bedeutung, wenn man an die geringe Rolle deckt, die die Brennstoffkosten für die Gesamtgestehungskosten einer kWh spielen. Auf sehr lange Sicht gibt es zwei Möglichkeiten, mit dem Thema der Versorgung mit Kernbrennstoff umzugehen: (a) Entwicklung von Brütern, wie das innerhalb der Generation IV versucht wird; (b) Ausbeutung von grossen unkonventionellen Uranvorräten, die einen sehr geringen Urangehalt haben (dazu gehören Phosphate, aber auch Meereswasser). Für die zweite Variante müssen verständliche, ernsthafte Studien über die investierten Energiebeträge und die damit verbundenen ökologischen Lasten und Kosten durchgeführt werden.

11.5.3 Ökonomische “Leistung”

Es gibt viel vergleichende Literatur über Elektrizitäts-Erzeugungskosten von Kernkraftwerken und anderen Optionen [15]. Trotz den Unterschieden und Widersprüchen in den Daten ist klar, dass es historisch möglich war, Kernkraftwerke zu erbauen und zu betreiben, die Strom zu einem attraktiven und konkurrenzfähigen Preis produzieren können. Es scheint, als ob zu den typischen Merkmalen “guter” Kraftwerke die folgenden gehören würden: Liefervertrag “schlüsselfertig”; nicht das erste Kraftwerk seiner Art; kurze Bauzeit; klare Handhabung der Lizenzen ohne grosse Änderungen während der Bauzeit; moderate Investitionskosten; Verfügbarkeit von relativ billigem Kapital; hoher Lastfaktor mit möglichst kurzen ungeplanten Produktions-Unterbrüchen. Gestützt auf neue Verträge für neue Kraftwerke (wie den European Pressurized Reactor (EPR) in Finnland) darf man mit konkurrenzfähigen Produktionskosten rechnen.

Vergleichsschätzungen der Kosten des EPR wurden in [15] durchgeführt, wobei die Schätzungen für das von Finnland bestellte Kraftwerk und die entsprechenden Schätzungen für Frankreich verwendet wurden. Zudem wurde in Betracht gezogen, dass die Kosten dank Seriewerke sinken und dass für die spezifisch schweizerischen Verhältnisse Korrekturen vorgenommen werden müssen. Wenn man das n-te Kraftwerk einer Serie bestellt, darf mit einer Reduktion der Kapitalkosten um 20 % gerechnet werden, was je nach Kostenstruktur eine Reduktion der Produktionskosten um 5 bis 10 % erlaubt. Deshalb besteht ein Potenzial, dass Kraftwerke der Generation III die Kosten um 20 bis 30 % unter das gegenwärtig erwartete Niveau senken können. Für die Schweiz werden für zukünftige EPR leicht höhere Erzeugungskosten von 2,7 bis 3,4 Euro-Cent pro kWh erwartet, wobei man sich in erster Linie auf höhere Entsorgungskosten stützt. Heute mögen solche Produktionskosten angesichts der prognostizierten Zunahme der Produktionskosten des finnischen EPR, dem weltweit ersten Kraftwerk dieser Art, optimistisch scheinen, aber auch unter pessimistischeren Annahmen werden die zukünftigen nuklearen Produktions-Kosten durchaus konkurrenzfähig sein.

Entsprechend einer neueren Vergleichsstudie der OECD [16] liegen die tiefsten gemittelten Kosten der Elektrizitätserzeugung mit den traditionellen Hauptproduktionstechnologien in den meisten Ländern im Bereich zwischen 25 und 45 US-Dollars pro MWh. Die meisten nuklearen Projekte, die untersucht wurden, lagen in diesem Bereich. Die gemittelten Kosten und die Rangreihenfolge der Technologien in jedem einzelnen Land hängen stark von den Zinswerten und den prognostizierten Preisen des Erdgases (die einer starken Volatilität unterliegen) und der Kohle ab. Ein offensichtlicher Vorteil der Kernenergie ist ihre relative Unempfindlichkeit auf Schwankungen der Urankosten. Abbildung 4 zeigt die Produktionskosten für ausgewählte aktuelle Technologien, die im Axpo-Projekt untersucht wurden.

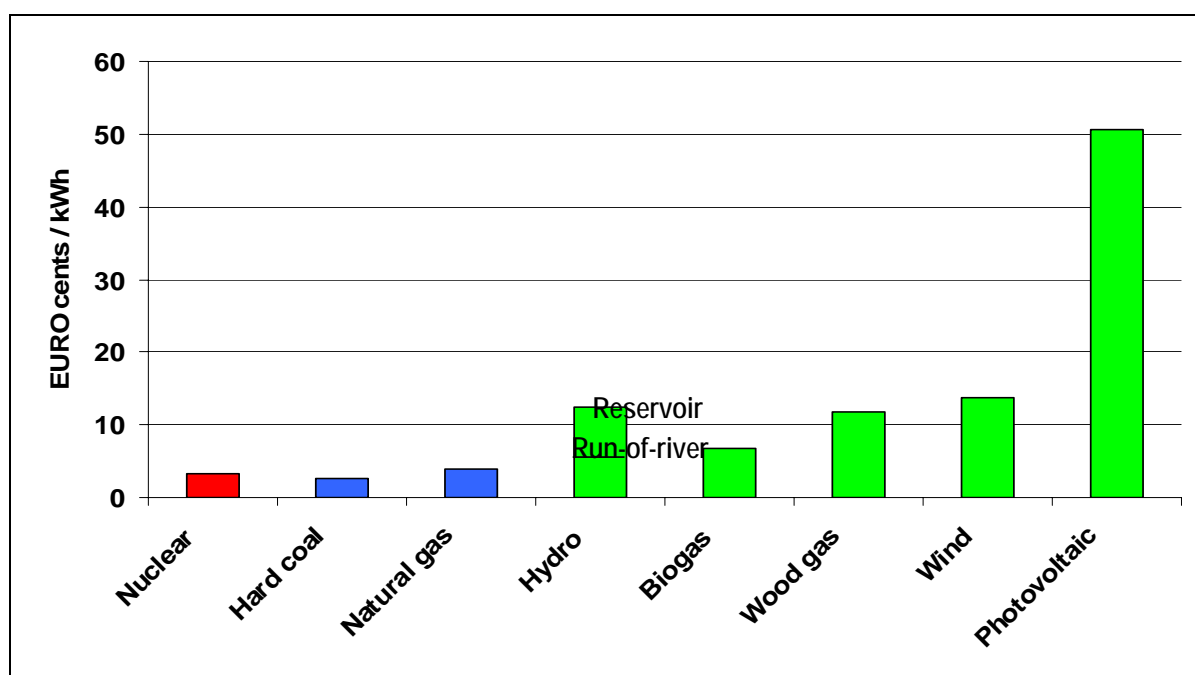


Abbildung 4: Geschätzte Elektrizitäts-Erzeugungskosten für im Zeitraum 2000 bis 2004 neu erbaute Kraftwerke [7, 17].

11.5.4 Soziale Aspekte

Die soziale Dimension ist am schwierigsten zu quantifizieren und schon dann kein einfaches Thema, wenn es nur darum geht, welche Aspekte berücksichtigt werden können und sollen. Es werden im Rahmen des laufenden integrierten EU-Projekts NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability; <http://www.needs-project.org/>) Fortschritte bei der Quantifizierung und Implementierung von sozialen Indikatoren gemacht. Diese Anstrengungen werden im Rahmen des Forschungsstrangs "Technology Roadmap and Stakeholder Perspectives" unternommen, der vom Autor des vorliegenden Artikels koordiniert wird. Soziale Kriterien, die uns interessieren, sind zum Beispiel politische Stabilität, sozial akzeptable Entwicklungen, Einflüsse auf die Qualität von Siedlungen und Landschaften, soziale Komponenten von ökonomischen Einflüssen und soziale Komponenten von Risiken, wozu auch die physische Sicherheit gehört [18, 19]. Einige Indikatoren sind relativ direkt wie z.B. direkte Beschäftigungseffekte; andere sind schwieriger zu definieren und erweisen sich als schwer zu quantifizieren. Es folgen Kommentare zu einer Auswahl von technologie-spezifischen sozialen Indikatoren, die bereits quantifiziert wurden.

11.5.4.1 Beschäftigung

Die Abschätzungen von direkten technologie-spezifischen Arbeitsplätzen für Deutschland in [2] zeigen, dass Kernenergie und Lignit³⁷ die tiefsten Werte aufweisen, während Windenergie sich als etwa doppelt so arbeitsplatzintensiv erwies. Erdgas, Kohle und Hydroelektrizität liegen im mittleren Bereich. Photovoltaik ist mit Abstand am arbeitsplatzintensivsten (40-mal grösser als Kernenergie). Im Gegensatz zu fossilen Energiequellen, wo die Beschaffung des Brennstoffs der dominierende Beitrag zu Arbeitsplätzen ist, trägt bei Kernenergie und erneuerbaren Energien vor allem der Bau der Anlage zu den Arbeitsplätzen bei (bei den Erneuerbaren ist es auch die Herstellung der Komponenten).

11.5.4.2 Weiterverbreitung (Proliferation)

Das Proliferationspotenzial ist ein binärer Indikator, d.h. er spielt nur bei der Kernenergie überhaupt eine Rolle. Der Non-Proliferationsvertrag (Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons (NPT)) verpflichtet über 180 Staaten dazu, keine Kernwaffen zu beschaffen und umfassende IAEA-Sicherheitsnormen im Umgang mit spaltbarem Material zu akzeptieren. Ein kontinuierlich verschärftes Regime der Nicht-Weitergabe von nuklearem Material und Wissen ist der Schlüssel dazu, die Verbreitung von Kernwaffen zu verhindern.

11.5.4.3 Einflüsse des Normalbetriebs auf die menschliche Gesundheit

Als Grundlage für die Bewertung von Gesundheitseffekten wurde die Methode benutzt, die im Rahmen des europäischen Projekts ExternE [20] entwickelt worden ist. Es wurden Verbesserungen der Einflussfunktionen und Gewichtungsfaktoren vorgenommen [9, 21]. Zudem wurde in [2] die Bewertung des Einflusses mit den jüngsten Resultaten des Life Cycle Assessment (LCA) aus dem Projekt ecoinvent kombiniert, um die gesamte Produktionskette der Elektrizitäts-Erzeugungssysteme zu erfassen.

Einer der wichtigsten Indikatoren für die menschliche Gesundheit ist die Lebenserwartung. Verlorene Lebensjahre (Years of Life Lost (YOLL)) werden benutzt, um Gesundheitsschädigungen zu messen. Viele Personen sterben als Folge von hohen Konzentrationen von Luftschadstoffen vorzeitig an akuten Krankheiten. Aber den grössten Beitrag zu den verlorenen Lebensjahren liefern chronische Erkrankungen, die durch jahrelange schwere Belastungen entstehen. Die Reduktion der Lebenserwartung der Individuen wird aufsummiert zu den verlorenen Lebensjahren (YOLL) der Gesamtbevölkerung. Die technologie-spezifische Sterblichkeit wird ausgedrückt in YOLL pro kWh (siehe Abbildung 5).

³⁷ Geringwertige Braunkohle

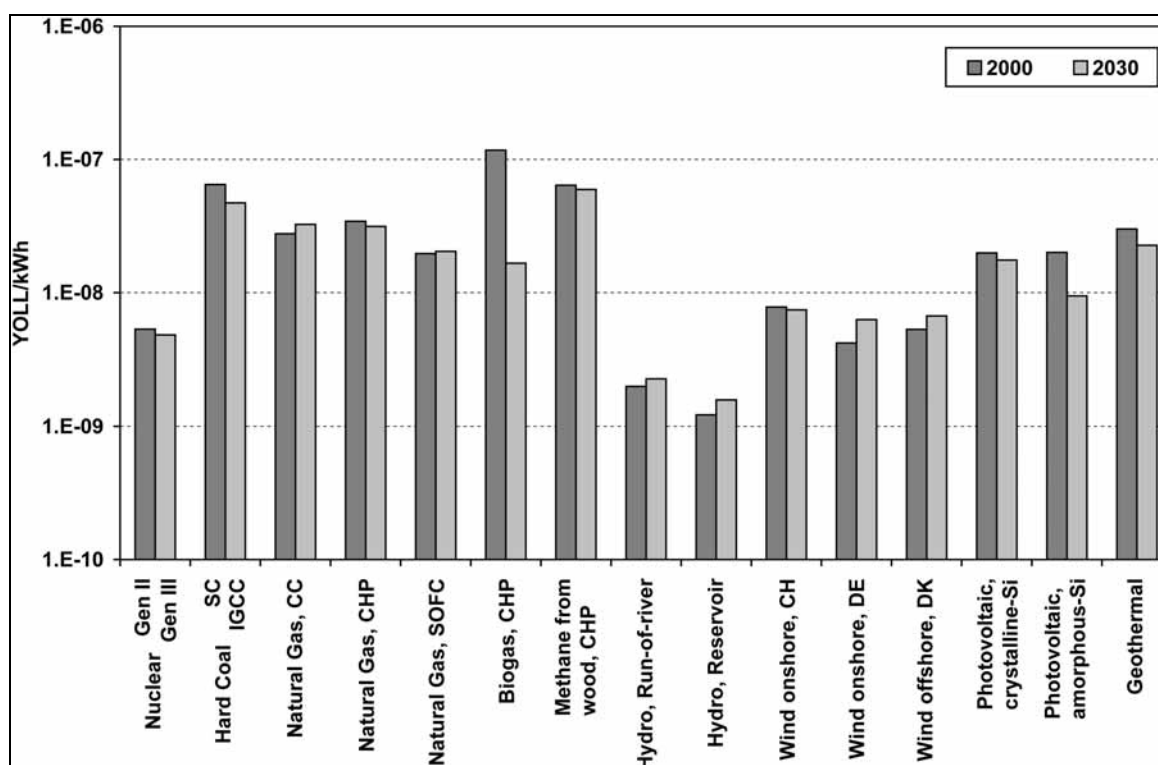


Abbildung 5: Sterblichkeit, die sich aus dem Normalbetrieb unter Berücksichtigung der zugehörigen Brennstoff-Zyklen von gegenwärtigen und zukünftigen Elektrizitätserzeugungstechnologien ergibt [5].

Hydroelektrizität, Kernenergie und Windenergie haben im Normalbetrieb die geringste Sterblichkeit. Die Sterblichkeiten für Erdgas und solare Photovoltaik sind vergleichbar. Kohlekraftwerke und aktuelle Gaskraftwerke mit Biogas oder synthetischem Methan aus Holz stellen offenbar grössere Bedrohungen für die Gesundheit als alle anderen Systeme dar. Zu beachten ist, dass die Sterblichkeit auf Grund der Luftverschmutzung stark vom Standort und der Technologie abhängig ist. So ist die Zahl von YOLL pro Tonne SO₂ in China im Durchschnitt fast 7-mal grösser als der Durchschnitt der EU [22, 23].

11.5.4.4 Risiken für einen schweren Unfall

Das Thema "Schwerer Unfall" wird sehr gegensätzlich und breit diskutiert. Wir halten uns an breit abgestützte Resultate vergleichender Bewertungen von schweren Unfällen im Energiebereich [11, 12, 13, 24]. Die zu erwartenden unmittelbaren Ausfallsraten aller wichtigen Energieträger sind in den Nicht-OECD-Ländern signifikant höher als in den OECD-Ländern. Für Hydroelektrizität und Kernenergie ist dieser Unterschied dramatisch. Die neueste Erfahrung mit Hydroelektrizität in den OECD-Ländern weist auf sehr niedrige Todesfallraten hin, verglichen mit repräsentativen Resultaten von probabilistischen Berechnungen (Probabilistic Safety Assessments (PSA)), die man für Kernkraftwerke in der Schweiz und in den USA durchführt hat. Neueste Risikovergleiche betreffend Normalbetrieb und Unfälle findet man in [5].

Mit der Umschreibung "höchste glaubwürdige Zahl von Todesfällen pro Unfall" wurde in [2] die Risikoabwendung von sehr unwahrscheinlichen Unfällen mit riesigen Schadensfolgen erfasst. Die Indikatorwerte können erhalten werden, indem man Häufigkeits-Schadens-

ausmass-Kurven ausgewertet. Für die höchsten glaubwürdigen Konsequenzen bei fossilen Systemen kann man historische Daten benutzen. Für die Kernenergie eignen sich die Daten von Level III PSA am besten. Bei Hydroelektrizität müssen real vorhandene Daten je nach Anwendungsfall geeignet angepasst werden (Bevölkerung unterhalb des Staudamms). In dicht bevölkerten Gebieten der OECD-Länder sind die Konsequenzen von hypothetischen extremen Unfällen am grössten für Kernenergie, gefolgt von Hydroelektrizität, Öl, Kohle und Gas. Unfälle in erneuerbaren Energieketten sind bezüglich Konsequenzen stark eingeschränkt. Die Bewertung der Risikoabwendung hängt stark vom Stakeholder ab und kann durch eine Mehrfach-Kriterien-Analyse erfasst werden. Dies und insbesondere das Thema Abfälle beeinflusst die Rangreihenfolge der Kernenergie bezüglich Nachhaltigkeit sehr stark.

Todesfallraten als Folge von schweren Unfällen sind in Abb. 6 zusammen mit den grössten glaubwürdigen Konsequenzen dargestellt. Wir verweisen auf [11, 12, 13, 24] für Häufigkeits-Schadensausmass-Kurven. Die dargestellten Resultate beruhen auf PSA für Kernenergie, auf historischen Daten für Kohle und Gas und auf historischen Daten, kombiniert mit der Simulation von hypothetischen Unfällen, für die Hydroelektrizität.

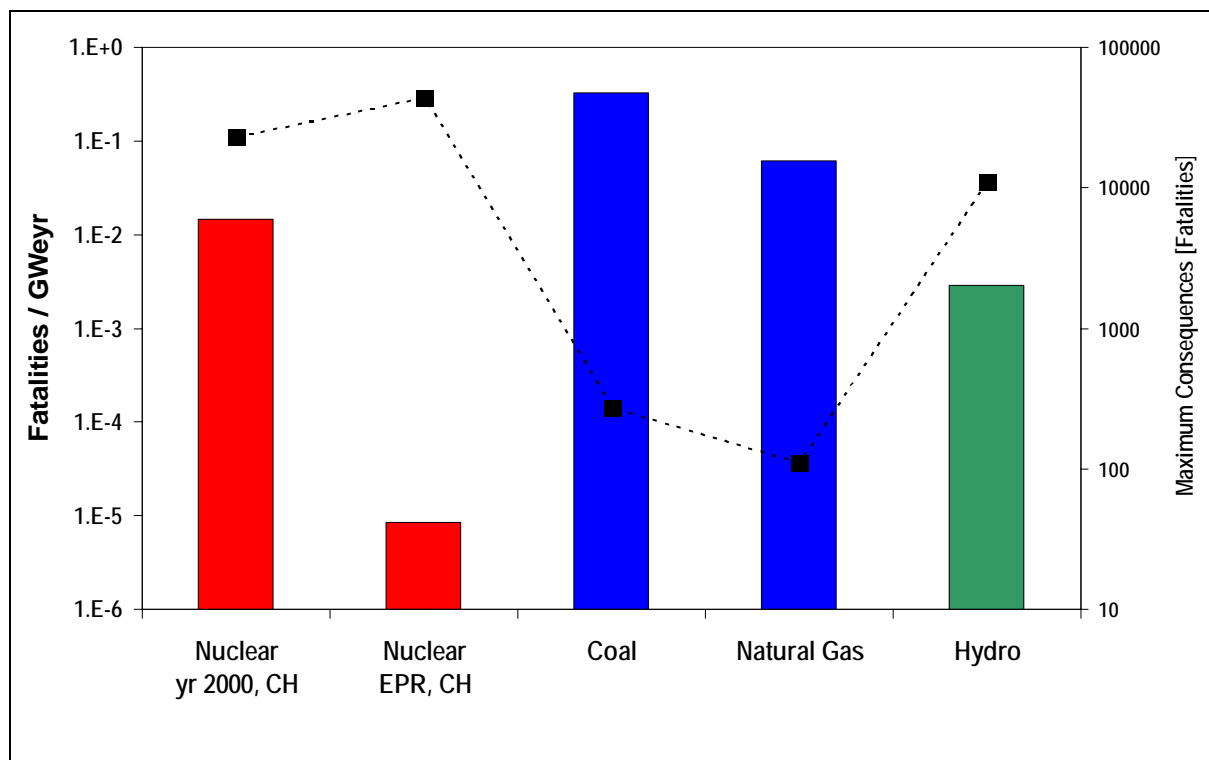


Abbildung 6: Risiken für schwere Unfälle für die wichtigen zentralisierten Technologien [11, 12, 13, 24].

11.5.4.5 "Notwendige" Einschusszeit für kritischen Abfall

Die "notwendige Einschusszeit" des gefährlichsten Abfalls kann betrachtet werden als komplementäres Attribut zur Masse. Implizit umfasst es die potenzielle Gefahr, die vom gefährlichen Abfall ausgeht. Das Thema "radioaktiver Abfall" bleibt so umstritten wegen der Notwendigkeit von extrem langen Einschusszeiten. Das führt zu komplexen und ungelösten Fragen der ausgeglichen Verteilung von Risiken und Lasten zwischen den Generationen.

Stattdessen werden auch Überlegungen zum Prinzip der Chancengleichheit angestellt oder betont, dass zukünftige Generationen gleich viel Entscheidungs- und Aktionsfreiheit haben sollten wie die jetzigen. Bei Langzeitlegern von hochaktivem Abfall lauten die Anforderungen für deren Akzeptanz durch den Gesetzgeber, dass die jährlichen individuellen Dosen zu keinem Zeitpunkt höher sein dürfen als Dosen, die sehr klein sind verglichen mit jenen als Folge von natürlicher Strahlung und aus menschgemachten Quellen.

11.6 Vergleichende Bewertung der Nachhaltigkeit

11.6.1 Vollkosten

Abbildung 7 zeigt die geschätzten Vollkosten der Elektrizitätsversorgung (interne Produktionskosten plus externe Kosten, die sich aus Gesundheits- und Umweltschäden ergeben), die als mögliches Gesamtmaß für die Nachhaltigkeit vorgeschlagen wurden. Die Resultate werden für Zeitfenster um das Jahr 2000 bzw. das Jahr 2030 angegeben.

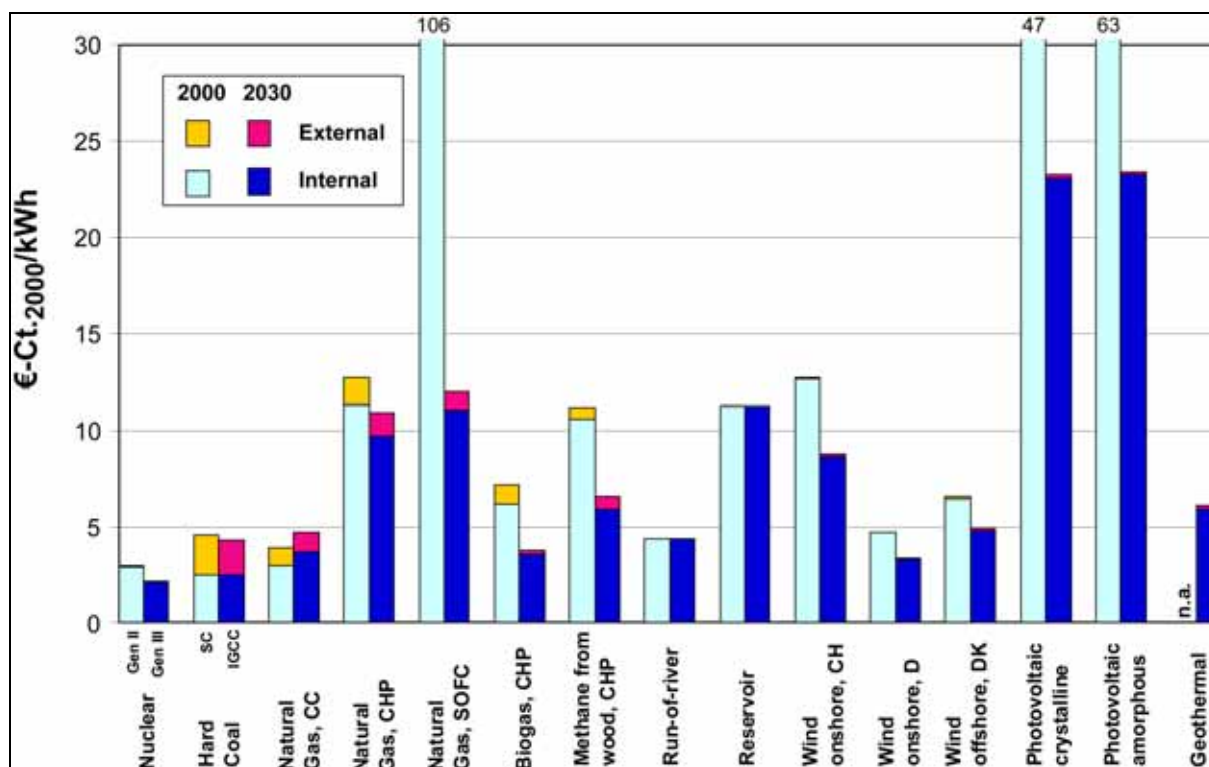


Abbildung 7: Vollkosten von Elektrizitätserzeugungs-Optionen um das Jahr 2000 bzw. 2030 [7, 17]; es sind nicht alle analysierten Optionen dargestellt. (Gen II/III = Generation II und III Reaktoren; SC = Supercritical; IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle; CC = Combined Cycle; CHP = Combined Heat and Power; SOFC = Solid Oxide Fuel Cell).

Die Kernenergie hat die niedrigsten Gesamtkosten, sowohl im Moment als auch im Jahr 2030. Dann kommt Steinkohle und Erdgas, gefolgt von Hydroelektrizität aus Flusskraftwerken und Windkraftanlagen an optimalen Standorten. Beachtliche Kostensenkungen

sind zu erwarten bei den neuen Erneuerbaren für Biogas und Küstenwindanlagen in Deutschland, sodass mit dem Erreichen von wettbewerbsfähigen Produktionskostenniveaus zu rechnen ist. Das wird noch unterstützt durch die sehr geringen externen Kosten. Elektrizität aus Brennstoffzellen und Photovoltaik-Modulen liegt heute dagegen am anderen Ende des Kostenspektrums.

Auch wenn zu erwarten ist, dass der technologische Fortschritt bei diesen Systemen drastische Kostensenkungen erlaubt, so wird sich dadurch ihre relative Rangposition, gemessen in Gesamtkosten, innerhalb der betrachteten Zeitspanne nicht ändern.

Neue Erneuerbare im Allgemeinen werden in den nächsten Jahrzehnten sehr wahrscheinlich von den grössten Kostensenkungen profitieren. Einige von ihnen werden konkurrenzfähig zu Kohle- und Gaskraftwerken werden, auch weil der Betrieb von fossil befeuerten Kraftwerken teurer wird. Wegen den kürzlichen Anstiegen der Brennstoffpreise sind die aktuellen Kosten von Strom aus Gaskraftwerken viel höher als in der Abbildung. Zu beachten ist, dass das Potenzial von neuen Erneuerbaren in der Schweiz mittelfristig ziemlich limitiert ist [15].

Die Berücksichtigung von externen Kosten verbessert im Allgemeinen die Konkurrenzfähigkeit der Optionen Erneuerbare und Kernenergie verglichen mit den fossilen Optionen. Die externen Kosten der ausgewählten Hochleistungs-Technologien mit fossilen Brennstoffen werden durch den Schaden dominiert, der als Folge der Treibhausgas-Emissionen und der Klimaveränderungen entsteht. Relativ gesehen, sind die Schätzungen im Zusammenhang mit den Treibhausgasen viel unsicherer und könnten, je nach getroffenen Annahmen, noch viel höher sein.

Der Vollkosten-Ansatz ist sehr nützlich, um Kosten-Nutzen-Analysen durchzuführen; aber seine Verwendung, um die relative Nachhaltigkeit verschiedener Optionen abzuschätzen, ist nicht unumstritten. Die Haupteinwände betreffen nicht nur sein ungenügendes Abdecken sozialer Gesichtspunkte, sondern auch die Fragwürdigkeit, monetäre Aspekte in soziale Indikatoren wie die gezeigten zu integrieren. Deshalb wurde MCDA angewendet, um eine andere Quantifizierung eines aggregierenden Nachhaltigkeits-Indikators zu liefern.

11.6.2 Mehrfach-Kriterien-Entscheidungs-Analyse (Multi-criteria Decision Analysis (MCDA))

Einige der Kriterien können nur schwer monetarisiert werden, z.B. die Risiko-Wahrnehmung oder die politische Stabilität. Das komplette MCDA-Modell ermöglicht es jedenfalls, die Vorlieben eines Individuums oder einer Gruppe explizit zu berücksichtigen. Dabei werden geeignete Gewichtungsfaktoren zugeordnet, so dass die Ergebnisse bei einem grösseren Kreis von Stakeholdern akzeptiert werden. Diese Vorlieben werden kombiniert mit technologie-spezifischen Indikatoren.

Der in dieser Evaluation benutzte Zugang beruht auf einer einfachen, gewichteten, mehrfachen Zuordnungs-Funktion. Die Gewichte stellen die relative Wichtigkeit der verschiedenen Evaluationskriterien dar und werden mit den normierten Indikator-Werten (Punkten) kombiniert. Die Normierung wird mit einer lokalen Skala durchgeführt, die definiert wird durch den Satz betrachteter Alternativen. Zum Beispiel erhält die Alternative, die sich gemäss einem bestimmten Kriterium am besten eignet, die Punktzahl 100. Die Variante, die sich am schlechtesten eignet, erhält die Punktzahl 0. Mit linearer Interpolation werden nun

den anderen Varianten Punktzahlen zugeteilt, die ihre relative Position zwischen diesen zwei Endpunkten kennzeichnen. Indem man die gewichteten Punktzahlen für alle Kriterien aufsummiert, erhält man einen einzigen Wert für jede Variante. Auf der Basis dieser Werte wird dann eine Rangliste erstellt. Im Unterschied zur Vollkosten-Aufrechnung liefert MCDA keine fixe Rangliste der Technologien. Die Resultate können sich je nach den Umständen ändern, die durch spezifische Präferenz-Profile der verschiedenen Stakeholder ausgedrückt werden.

Die Gewichtung liefern die Stakeholder. Stattdessen können auch verschiedene Gewichtungsmuster durchgespielt werden, um ein Perspektivenspektrum zu simulieren, wie es in der Energiedebatte zum Ausdruck kommt. Die Sensitivität solcher Muster kann untersucht werden.

Ein interaktives MCDA Werkzeug wurde durch die Axpo mit Unterstützung der Projektpartner entwickelt; es wurde in einer ganzen Reihe von Workshops eingesetzt. Im Folgenden werden Beispiele von MCDA Resultaten präsentiert. Dazu gehören sowohl Resultate, die in Workshops erzielt wurden, die von ausgewählten Angestellten der Axpo-Gruppe besucht waren, als auch Beispiele, die mit Vorliebensprofilen erzielt wurden, die der Verfasser konstruiert hat.

Die Abbildungen 8 bis 10 fassen die Resultate der Workshops zusammen und stützen sich damit auf Vorlieben, die von 85 Angestellten der Axpo-Gruppe formuliert wurden [7]. Die Teilnehmenden an dieser Übung können als spezifische Stakeholder-Gruppe aufgefasst werden; allerdings stellen die Vorlieben persönliche Ansichten dar und variieren recht stark.

Innerhalb des im Workshop benutzten Verfahrens werden die Teilnehmenden zuerst gebeten, ihre intuitive Rangreihenfolge der interessierenden Technologien aufzustellen. Dann werden den von ihnen ausgewählten Indikatoren (höchstens 30, wobei mindestens 3 innerhalb jeder der drei Dimensionen von Nachhaltigkeit liegen müssen) individuelle Präferenzen (Vorlieben) zugeteilt. Das führt dann zu einer Rangliste, die auf MCDA gestützt ist. Jeder Teilnehmer konnte dann die Vorlieben abändern, wenn er wollte. Schliesslich konnten die definitiven MCDA-Resultate mit der intuitiven Rangreihenfolge verglichen werden. Die Hauptfaktoren, die zum Ergebnis beigetragen hatten, konnten identifiziert werden.

Die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit wurden durch alle Teilnehmer auf ausgeglichene Art ausgewählt und im Allgemeinen auch gewichtet: Umweltschutz 36 %; Soziales 29 %; Ökonomie 35 %. Die grössten Gewichte für individuelle Indikatoren wurden den Treibhausgas-Emissionen, dem Verbrauch fossiler Ressourcen und den Strompreisen zugeteilt. Kleine Gewichte wurden dem Verbrauch der Uran- und Mineral-Vorräte, der Versauerung und Eutrophierung (Überdüngung), der nuklearen Non-Proliferation, dem Mobilisierungspotenzial gegen gewisse Optionen und dem Einfluss des Normalbetriebs und von Unfällen auf die menschliche Gesundheit zugeteilt. Unerwarteterweise erhielten auch die meisten Indikatoren, die einen Einfluss auf das Kraftwerk beschrieben, nur ein geringes Gewicht.

In Abbildung 8 ist die mittlere Rangposition jeder der 18 Technologien dargestellt. Eine Spitzenstellung nimmt die Hydroelektrizität (Flusskraftwerk; Speicherkraftwerk) ein. Dann kommen die Geothermie, Biogas, Kernenergie (Schweiz), Wind und synthetisches Naturgas aus Holz. Etwas erstaunlich ist, dass Wind in der Schweiz einen besseren Platz einnimmt als in Deutschland oder in Dänemark, wo die Voraussetzungen besser sind. Das Erdgas-

Kombikraftwerk (Combined Cycle (CC)) liegt etwa auf demselben Platz wie Kernenergie in Frankreich und solare Photovoltaik (PV). Die letzten Plätze teilen sich Co-Generation mit Erdgas und Kohle in Deutschland. Es dürfte sich lohnen, die Rangplätze von zentralisierten und dezentralen Erzeugungsarten separat zu betrachten, da sie zumindest mittelfristig sehr unterschiedliche technische und ökonomische Potenziale haben.

Die Resultate, die auf die mittleren Präferenzen einer spezifischen Stakeholdergruppe abstützen, widerspiegeln die Einflüsse verschiedener Präferenzprofile auf die Rangreihenfolge der Technologien nicht. Dieser Effekt wird hier illustriert, indem zwei solche Profile benutzt werden, die der Autor konstruiert hat. Beide sind ausgeglichen in dem Sinne, dass die Umwelt-, die sozialen und die ökonomischen Komponenten der Nachhaltigkeit auf höchstem Niveau der Kriterienhierarchie ausgeglichen sind. Im Übrigen unterscheiden sie sich stark: Der erste Satz von Vorlieben legt mehr Gewicht auf Schutz von Klima und menschlicher Gesundheit sowie auf die Stromerzeugungskosten und Einfluss auf das Kraftwerk. In diesem Fall sind die höchsten Gewichte den Treibhausgas-Emissionen zugeordnet. Das zweite Profil hat noch immer beträchtliche, aber gegenüber dem ersten Profil geringere, Gewichte bei den Treibhausgasemissionen und den Kosten, legt aber den Fokus auf die Erschöpfung der Ressourcen (auch der Uranvorräte), die innere Sicherheit, die politische Stabilität, die Legitimierung (samt Proliferations-Potenzial, Risiko-Wahrnehmung und Folgen von schweren Unfällen) und die direkten Auswirkungen auf die Beschäftigung. Das erste Profil dürfte näher beim Standpunkt der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das zweite näher bei den meisten Umweltorganisationen liegen.

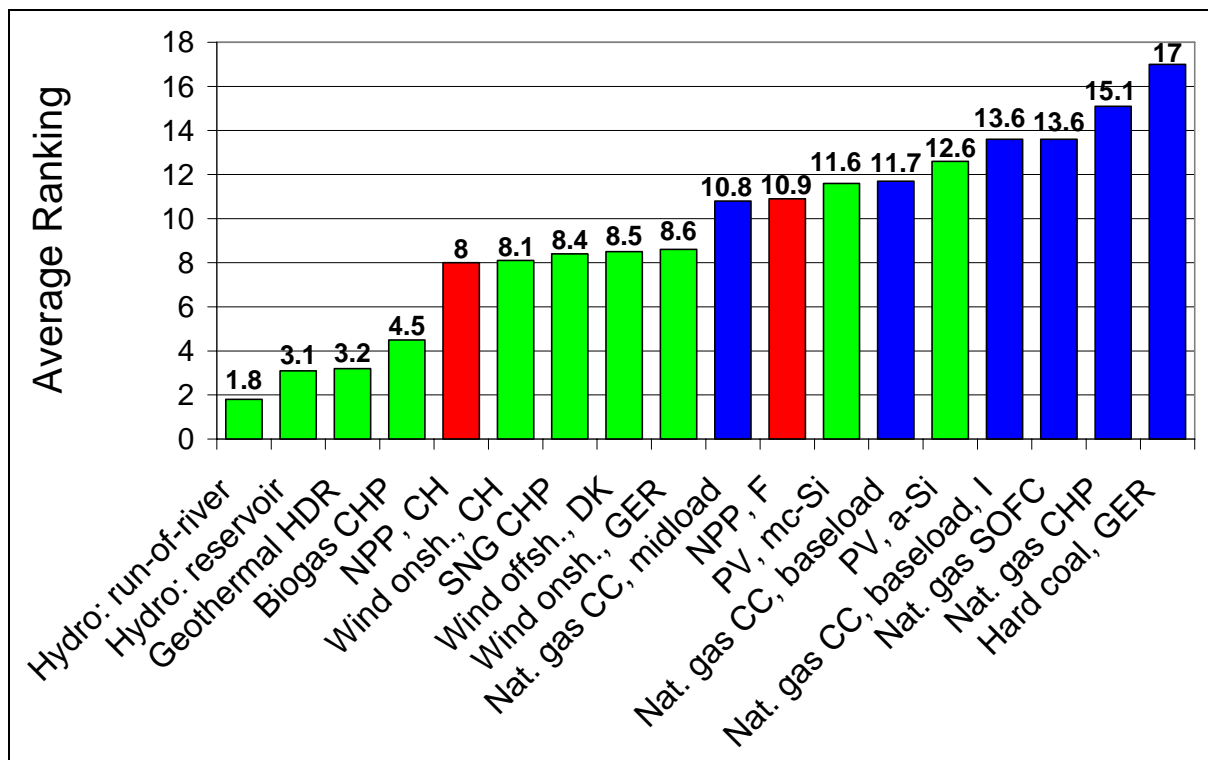


Abbildung 8: Mittlere Rangreihenfolge der Technologien gemäss Axpo-Teilnehmern an MCDA-Workshops [7].

Die Abbildung 9 zeigt die Resultate, die mit diesen zwei Profilen erreicht wurden. Im ersten Fall liegen Hydroelektrizität, Geothermie, Kernenergie, Biogas und Wind an der Spitze. CC-Systeme und SNG, solare Photovoltaik, SOFC, Gas-Cogeneration und Kohle liegen am Schluss der Rangliste. Beim zweiten Profil sind Hydroelektrizität, Geothermie und Biogas ebenfalls vorn in der Rangliste, dann folgen SNG und Windenergie. Kernenergie ist schlechter platziert als im ersten Fall, d.h. sie ist jetzt mit solarer Photovoltaik vergleichbar. Beim zweiten Profil werden die Unterschiede in den Punktzahlen zwischen den einzelnen Technologien kleiner.

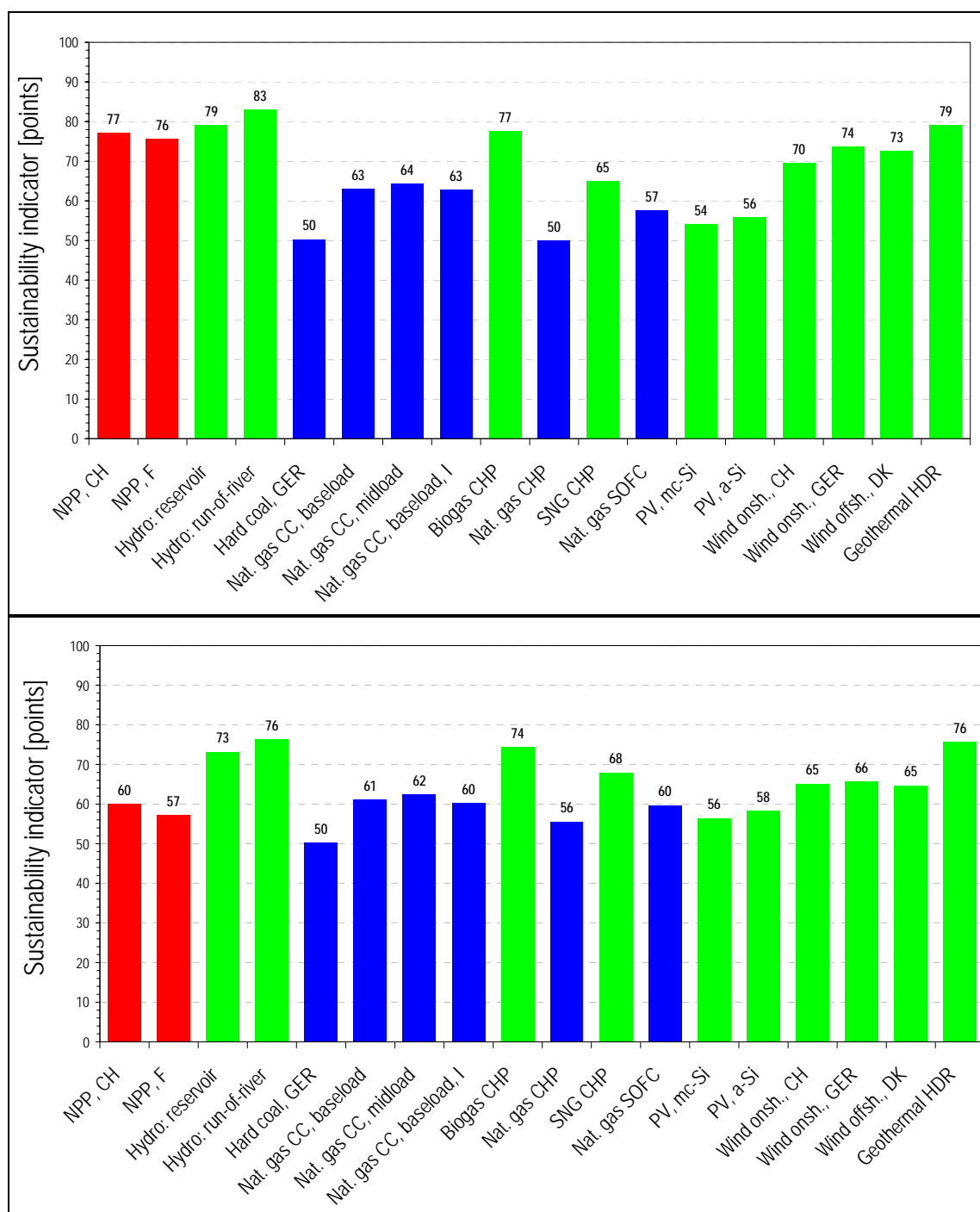


Abbildung 9: Technologie-Ranglisten, beruhend auf konstruierten Präferenz-Profilen, mit gleichmässiger Gewichtung der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit. Vergleich zwischen dem oberen und dem unteren Profil: Das obere legt, im Vergleich zum unteren, mehr

Gewicht auf Schutz von Klima und menschlicher Gesundheit, auf Elektrizitäts-Erzeugungskosten und Einflüsse auf das Kraftwerk. Das untere legt mehr Gewicht auf Erschöpfung der Vorräte (inklusive Uran), innere Sicherheit, politische Stabilität, Legitimität (inklusive Proliferations-Potenzial, Risikowahrnehmung und Folgen von schweren Unfällen) und Beschäftigungseffekte. [7].

11.7 Schlussfolgerungen

Aus einer vergleichenden Perspektive betrachtet, weist die aktuelle Kerntechnologie, falls sie unter Umständen eingesetzt wird, wie sie in den meisten industrialisierten Ländern vorherrschen, günstige ökonomische Leistungen auf, gemessen in Produktionskosten und geringer Empfindlichkeit gegenüber Brennstoffpreis-Schwankungen. Die Bewertung der Umwelt-Aspekte beruht auf Life Cycle Assessment (LCA) und Impact Pathway Approach (IPA) und belegt die geringen Beeinträchtigungen auf globaler, regionaler und lokaler Ebene. Innerhalb der westlichen Welt hat Kernenergie auch einen hervorragenden Sicherheitsausweis, was sich in sehr niedrigen Schätzungen der Erwartungswerte für Unfallrisiken äussert; diese Werte liegen noch tiefer als für fossile Energieträger. Diese positiven Aspekte der Kernenergie äussern sich in niedrigen externen und Voll-Kosten (interne plus externe).

Die Methode der Vollkostenrechnung eignet sich ausgezeichnet, um Kosten-Nutzen-Rechnungen anzustellen. Aber ihre Verwendung, um die relative Nachhaltigkeit von verschiedenen Optionen beurteilen zu können, ist umstritten. Die Haupteinwände sind: ungenügende Abdeckung der sozialen Aspekte; einige soziale Indikatoren können nicht monetarisiert werden. Darum wurde das MCDA-Verfahren verwendet, um den aggregierten Nachhaltigkeits-Indikator zu quantifizieren. Das vollständige MCDA-Modell umfasst eine Vielzahl von Indikatoren (darunter einige, die nicht leicht zu monetarisieren sind, wie z.B. die Risiko-Wahrnehmung oder die politische Stabilität) und ermöglicht die Berücksichtigung von Präferenzen von Individuen oder Gruppen durch die Zuordnung von Gewichtungsfaktoren zu den einzelnen Kriterien.

Die Rangreihenfolgen der Technologien variieren, je nachdem, ob das MCDA-Verfahren oder die Vollkostenrechnung angewendet wird. Letztere erlaubt die Erstellung einer Schluss-Rangliste, während das MCDA-Verfahren keine einzelne Antwort liefert, da die Rangliste ganz klar von den verwendeten Profilen der Präferenzen abhängt. Da beim MCDA-Verfahren soziale Faktoren viel umfassender berücksichtigt werden und da auch Aspekte einfließen, die mit der nationalen Ökonomie zusammenhängen, begünstigt es die Erneuerbaren und weist der Kernenergie einen relativ schlechten Rangplatz zu. Das unterstreicht die Wünschbarkeit von Entwicklungen der Kerntechnologie in eine Richtung, wie sie einige Konzepte der Generation IV vorsehen: Grosse Radioaktivitäts-Emissionen sind praktisch ausgeschlossen; die notwendige Einschlusszeit der nuklearen Abfälle kann auf einige wenige hundert Jahre reduziert werden.

Die in dieser Arbeit beschriebenen Aktivitäten werden weiter ausgedehnt. Vorderhand wurden nur individuelle Elektrizitätserzeugungsverfahren untersucht. Interessant wäre es, das ganze Versorgungssystem zu untersuchen, d.h. Technologie-Mischungen, wobei

wichtige Einschränkungen, Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zu berücksichtigen wären. Zudem ist es wünschbar, ein viel grösseres Spektrum von Stakeholdern einzu-beziehen. Das geschieht im Moment im Rahmen des Prozesses "Schweizerischer Energie-Trialog". Parallel dazu leitet das PSI eine Studie "Technology roadmap and stakeholder perspectives" für die EU. Das geschieht im Rahmen des Projekts NEEDS. Ein Satz von Kriterien und Indikatoren wurde festgelegt [26] und von den an der europäischen Studie teilnehmenden Stakeholdern akzeptiert [25]. Die web-basierte Implementierung von MCDA für Frankreich, Deutschland, Italien und die Schweiz ist gegenwärtig in Arbeit.

11.8 Danksagungen

Der Autor dankt seinen Kollegen vom PSI, nämlich C. Bauer, P. Burgherr, R. Dones, T. Heck und W. Schenler, für ihre wertvollen Beiträge zur Arbeit, die in diesem Beitrag beschrieben wurde. Die bereichernde Zusammenarbeit mit S. Roth (Axpo Holding AG) wird dankbar vermerkt. Die vorliegende Arbeit wurde zum Teil durch die Axpo Holding AG und zum Teil durch das EU-Projekt NEEDS finanziell unterstützt.

11.9 Literaturnachweis

- [1] **Hirschberg, S. et al.**, "Use of External Cost Assessment and Multi-criteria Decision Analysis for Comparative Evaluation of Options for Electricity Supply". In Kondo S. & Furuta K. (Eds.), PSAM5, 27 Nov.-1 Dec. 2000, Osaka. UAP, Tokio(2000) 289-296.
- [2] **Hirschberg, S. et al.**, "Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation". PSI-Report No.04-15 (2004). Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland, 2004.
- [3] **Eliasson, B., Lee, Y.** (Eds.) "Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China. The China Energy Technology Program". Springer, 2003.
- [4] **Bauer, C., Dones, R., Heck, T., Hirschberg, S.**, "Environmental Assessment of Current and Future Swiss Electricity Supply Options". International Conference on Reactor Physics, Nuclear Power: A Sustainable Resource, Interlaken, Switzerland, September 14-19, 2008.
- [5] **Hirschberg, S., Bauer C., Burgherr, P., Cazzoli, E., Dones, R., Heck, T., Schenler, W.** "Treatment of Risks in Sustainability Assessment of Energy Systems". In Proceedings of PSAM9, 18-23 May 2008, Hong Kong, China.
- [6] **Hirschberg, S.**, "Nuclear Energy Risks and Benefits in Perspective". International Conference on Reactor Physics, Nuclear Power: A Sustainable Resource, Interlaken, Switzerland, September 14-19, 2008.
- [7] **Roth, S., Hirschberg, S., Bauer C., Burgherr, E., Dones, R., Heck, T., Schenler, W.** "Sustainability of Electricity Supply Technology Portfolio". International

- Conference on Reactor Physics, Nuclear Power: A Sustainable Resource, Interlaken, Switzerland, September 14-19, 2008.
- [8] **Dones, R. et al.**, “Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries“. ecoinvent report No. 5., Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2004.
- [9] **Friedrich, R., Markandya, A., Hunt, A., Ortiz, R.A., Desaiques, B., Bounmy, K., Am, i D., Masson, S., Rabl, A., Santoni, L., Salomon, M.-A. Alberini, A., Scarpa, R., Krupnick, A., De Nocker, L., Vermoote, S., Heck, T., Bachmann ,T.M., Panis, L.I., Torfs, R., Burgherr, P., Hirschberg, S., Preiss, P., Gressmann, A., Droste-Franke, B.** “New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies (NewExt)“. Final Report to the European Commission, DG Research, Technological Development and Demonstration (RTD), September 2004.
- [10] **Rabl, A., Spadaro, J. V.** (Eds.), “Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications“. EC “EESD“-Programme, Version 2, 2005.
- [11] **Hirschberg, S. et al.**, “Severe Accidents in the Energy Sector: Comparative Perspective“. Journal of Hazardous Materials 111, pp. 57-65 (2004).
- [12] **Burgherr, P. et al.**, “Severe Accidents in the Energy Sector“. Report prepared by PSI for European Commission within Project NewExt on New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Paul Scherrer Institute, Villigen, Switzerland, 2004.
- [13] **Hirschberg, S. et al.**, “Assessment of Severe Accident Risks“ in Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China – The China Energy Technology Program, pp. 587-660, in B. Eliasson, Y.Y. Lee (Eds.), Kluwer Academic Publishers, 2003, Dordrecht/Boston/London.
- [14] **Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H.-J., Bauer, C., Doka, G., Dones, R., Hirschier, R., Hellweg, S., Humbert, S., Köllner, T., Loerincik, Y., Margni, M. and Nemecek, T.** “Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods“. ecoinvent report v2.0 No. 3. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland, 2007.
- [15] **Hirschberg, S., et al.**, “Neue Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten“. PSI-Report No.05-04. Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland, 2005.
- [16] **OECD/NEA/IEA.** “Projected costs of generating electricity - 2005 Update“. OECD No. 53955 2005. OECD Publications, Paris, France, 2005.
- [17] **Hirschberg, S. et al.** “Swiss Electricity Supply Options in Focus“. PSI Scientific Report, 2006.
- [18] **Renn, O., Hampel, J., Brukmajster, D.** Establishment of Social Criteria for Energy Systems. EU-Project NEEDS on New Energy Externalities Developments for Sustainability, Research Stream 2b “Technology Roadmap and Stakeholder Perspectives“, University of Stuttgart, Stuttgart, Germany, 2006.

- [19] **Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R. Schenler, W., Bachmann, T., Gallego Carrera, D.** “Environmental, Economic and Social Criteria and Indicators for Sustainability Assessment of Energy Technologies”. EU-Project NEEDS on New Energy Externalities Developments for Sustainability. Deliverable n° D3.1 – Research Stream 2b “Technology Roadmap and Stakeholder Perspectives”, 2007.
- [20] **European Commission.** “ExternE Externalities of Energy, Vol. 2, Methodology”. EUR 1651 EN, European Commission, Brussels, Belgium, 1999.
- [21] **Bickel, P. and Friedrich, R.** (Eds). “ExternE; Externalities of Energy Methodology, 2005 Update”. European Commission, Directorate General for Research, Sustainable Energy Systems, EUR 21951, 2005.
- [22] **Hirschberg, S., Heck, T., Gantner, U., Lu, Y., Spadaro, J. V., Krewitt, W., Trukenmüller, A., Zhao, Y.** “Environmental Impact and External Cost Assessment“. In: Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China - The China Energy Technology Program“. Book Series: Alliance for Global Sustainability Series: Volume 4, pp. 445-586 (Ed. Eliasson B. and Lee Y. Y.). KA Publishers, Dordrecht/Boston/London, 2003.
- [23] **Hirschberg, S., Heck, T., Gantner, U., Lu, Y., Spadaro, J. V., Trunkenmüller, A., Zhao, Y.** “Health and Environmental Impacts of China’s Current and Future Electricity Supply, with Associated External Costs“. In: Int. J. Global Energy Issues, 22(2/3/4), 155-179 (2004).
- [24] **Burgherr, P., Hirschberg, S.** “Severe Accident Risks in Fossil Energy Chains: A Comparative Analysis“. Energy, 33(4), 538–553 (2008).
- [25] **Burgherr, P., Hirschberg, S., Schenler, W.** “Survey II on Sustainability Criteria and Indicators: Approach and Results“. Report of Research Stream 2b, EU project NEEDS, 2008.

12 Lutz Mez, Mycle Schneider: Die Mär von der Renaissance der Atomenergie



Dr. Lutz Mez

PD Dr. rer. pol., Hochschullehrer am Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft, Geschäftsführer der Forschungsstelle Umweltpolitik der Freien Universität Berlin

Freie Universität Berlin

Ihnestrasse 2

D-14195 Berlin

umwelt1@zedat.fu-berlin.de

Mycle Schneider

Internationaler Energiepolitikberater und wissenschaftlicher Journalist, Paris. Träger des Alternativen Nobelpreises (1997)

mycle@orange.fr

12.1 Abstract

Die Rede von der Renaissance der Atomenergie macht die Runde. In 31 Ländern sind 439 Atomkraftwerke in Betrieb. Sie decken 14 Prozent der globalen Stromerzeugung. Das ist weniger als der Beitrag aus erneuerbaren Energiequellen. Zwei Drittel der installierten Atomkraftwerksleistung entfallen auf die USA, Frankreich, Japan, Russland, Südkorea und Deutschland, ganze vier Prozent auf Schwellen- und Entwicklungsländer. Bis 2030 müssen über 300 Reaktoren ersetzt werden, um die AKW-Leistung von heute am Netz zu haben. Die Branche steht wegen des überalterten Personals, fehlenden Ausbildungskapazitäten und Produktionsengpässen vor kaum lösbaren Problemen. Neue Atomkraftwerke sind wegen der Liberalisierung der Stromwirtschaft kaum mehr zu finanzieren. Der behauptete Vorteil beim Klimaschutz erweist sich als fraglich. Zumindest in Europa ist die Renaissance der Atomkraft ein Mythos.

12.2 Einleitung

Am 9. Oktober 1981 titelte die *New York Times*, „Der Präsident präsentiert Pläne für die Renaissance der Atomenergie“. Die Regierung, heisst es, habe offiziell konkrete Schritte angekündigt, die sie unternehmen werde, um die kommerzielle Atomkraft wiederzubeleben. Der Präsident hiess damals Ronald Reagan. Die Wiederbelebung zieht sich offensichtlich

hin. Seit 1973 ist in den USA kein Atomkraftwerk mehr bestellt worden, dessen Bau nicht hinterher wieder aufgegeben worden wäre. Nach der Katastrophe in Tschernobyl im April 1986 änderte sich die Haltung zur zivilen Atomenergie zumindest in Westeuropa.

Dennoch versucht die internationale Atomlobby schon seit vielen Jahren, eine Renaissance der Atomkraft herbeizureden. Dabei sprechen die Fakten eine andere Sprache, wie der World Nuclear Industry Status Report 2007 nachweist.³⁸ Danach ist von 1989 bis 2007 die Zahl der Reaktoren weitweit nur von 423 auf 439 gestiegen (Abb. 1), also um nicht einmal einen Reaktor pro Jahr. Im Jahr 2008 werden ausserdem fünf Meiler weniger betrieben als im Jahr 2002, als der historische Höchststand von 444 Blöcken erreicht wurde.

12.3 Die Atomprogramme der Welt

Die 439 Atomkraftwerke haben eine Gesamtleistung von etwa 372.000 MW (Tabelle. 1) und ein durchschnittliches Betriebsalter von 24 Jahren. Dass die installierte Kapazität weiter gestiegen ist, liegt vor allem daran, dass man bei bestehenden Anlagen durch technische Massnahmen wie den Austausch von Dampferzeugern die Leistung erhöht hat. Die Reaktoren stehen in 31 Ländern, aber etwa zwei Drittel der weltweiten Atomstromproduktion erfolgt in nur sechs Ländern, darunter die drei Atomwaffenstaaten USA, Frankreich und Russland, sowie Japan, Deutschland und Südkorea.

Zwischen 2000 und 2004 erhöhte sich die Kapazität der weltweit betriebenen Reaktoren um jährlich etwa 3 GW, der grösste Teil davon durch Leistungserhöhung. Zwischen 2004 und 2007 betrug die jährliche Leistungserhöhung bei AKW lediglich 2 GW. Im Vergleich dazu stieg die Stromerzeugungskapazität weltweit um rund 150 GW jährlich. Bei Windkraft allein konnte von 2004 bis 2006 eine durchschnittliche jährliche Steigerung von 13,3 GW verzeichnet werden. Das ist mehr als das 6,5fache des Zuwachses bei Atomenergie.

In 11 der 31 Länder, in denen Atomkraftwerke betrieben werden, ist der Anteil von Atomenergie am Strommix 2007 gegenüber dem Jahr 2006 zurück gegangen, während er in 15 Ländern stabil blieb und nur in 5 Ländern anstieg. Letztere – Armenien, Rumänien, Slowenien, Südafrika und die Schweiz – betreiben zusammen 11 Reaktoren. In den 27 EU-Mitgliedsstaaten waren 1989 insgesamt 177 Kernreaktoren in Betrieb. 2008 sind es nur noch 148 Blöcke. Diese rückläufige Entwicklung der Atombranche hat vor langer Zeit eingesetzt.³⁹

Ferner sind weltweit 39 Blöcke offiziell im Bau und weitere fünf langfristig abgeschaltet. Die genauere Betrachtung der Bauprojekte zeigt, dass elf dieser Reaktoren schon über 20 Jahre als „im Bau“ in der Statistik stehen. Beispielsweise wurde mit dem Bau der Blöcke Khmelnitski-3 und -4 in der Ukraine 1986/87 begonnen und die Inbetriebnahme wird von der Internationalen Atomenergiebehörde (IAEO) für 2015/16 geschätzt. Auch vier der insgesamt acht AKW-Bauprojekte in Russland (Kalinin 4, Kursk 5, Volgodonsk 2 und Beloyarsky 4) wurden zwischen 1983 und 1986 begonnen und bis heute nicht fertiggestellt.⁴⁰

³⁸ Mycle Schneider, Antony Froggatt: The World Nuclear Industry Status Report 2007, commissioned by the Greens-EFA Group in the European Parliament. Brussels. London, Paris 2008 <http://www.greens-efa.org/cms/default/rubrik/10/10286.key_documents.htm>

³⁹ Lutz Mez: Auslaufmodell? Die Zukunft der Atomenergie in der EU, in: OSTEUROPA, 4/2006, S. 155–168.

⁴⁰ Seit April 2007 wird in Russland noch ein Prototyp für ein „schwimmendes Kernkraftwerk“ mit zwei 30 MW-Reaktoren gebaut, die in der IEAO-Statistik als zwei im Bau befindliche Atomreaktoren gezählt werden. 2008

Land	In Betrieb		Im Bau		Stillgelegt	
	Anzahl Reaktoren	Leistung MW(e)	Anzahl Reaktoren	Leistung MW(e)	Anzahl Reaktoren	Leistung MW(e)
Argentinien	2	935	1	692	0	0
Armenien	1	376	0	0	1	376
Belgien	7	5824	0	0	1	10
Brasilien	2	1795	0	0	0	0
Bulgarien	2	1906	2	1906	4	1632
China	11	8438	6	5220	0	0
Deutschland	17	20470	0	0	19	5879
Finnland	4	2696	1	1600	0	0
Frankreich	59	63260	1	1600	11	3798
Indien	17	3782	6	2910	0	0
Iran	0	0	1	915	0	0
Italien	0	0	0	0	4	1423
Japan	55	47587	2	2191	4	543
Kanada	18	12621	0	0	7	3008
Kasachstan	0	0	0	0	1	52
Litauen	1	1185	0	0	1	1185
Mexiko	2	1360	0	0	0	0
Niederlande	1	482	0	0	1	55
Pakistan	2	425	1	300	0	0
Rumänien	2	1300	0	0	0	0
Russland	31	21743	8	5809	5	786
Schweden	10	9014	0	0	3	1225
Schweiz	5	3220	0	0	0	0
Slowakei	5	2034	0	0	2	501
Slowenien	1	666	0	0	0	0
Spanien	8	7450	0	0	2	621
Südafrika	2	1800	0	0	0	0
Südkorea	20	17451	5	5180	0	0
Taiwan	6	4921	2	2600	0	0
Tschechische Republik	6	3619	0	0	0	0
Ukraine	15	13107	2	1900	4	3515
Ungarn	4	1829	0	0	0	0
USA	104	100582	1	1165	28	9764
Vereinigtes Königreich	19	10222	0	0	26	3324
Summe	439	372100	39	33988	124	37697⁴¹

Tabelle 1: Atomkraftwerke weltweit. Anzahl der Reaktoren in Betrieb, im Bau und stillgelegt, Leistung in MW (Stand: November 2008)⁴²

Das AKW Atucha-2 in Argentinien ist seit 1981 im Bau. Ein Datum für die Betriebsaufnahme gibt es immer noch nicht. In Belene, Bulgarien, sind zwei Blöcke erneut im Bau, der bereits im Januar 1987 aufgenommen worden war und dann eingestellt wurde.

wurde das Bauprojekt Balakovo-5 (Baubeginn 1987) durch Novovoronezh-2-1 ersetzt – das einzige „neue“ Bauvorhaben eines Leistungsreaktors in Russland.

⁴¹ davon 5 Reaktoren mit 2.776 MW Leistung langfristig abgeschaltet.

⁴² Quelle: IAEA, PRIS Database

Der bisherige Spitzenreiter in Sachen Bauzeiten, das AKW Bushehr im Iran, bei dem der erste Beton am 1.5.1975 gegossen wurde, ist Ende 2007 von der Baustelle Watts Bar-2 in den USA abgelöst worden. Ursprünglich vor über 35 Jahren, am 12.1.1972 in Bau gegangen, war das Projekt 1985 eingefroren und im Dezember 1994 aufgegeben worden. Im Oktober 2007 kündigte der Eigentümer TVA nun an, den Reaktor bis 2012 für 2,5 Milliarden Dollar fertig bauen zu wollen. Lediglich die Bauvorhaben in Indien, China, Südkorea, Pakistan, Taiwan und Japan sind jüngeren Datums. Ferner wird je ein Reaktor in Finnland und in Frankreich gebaut.

Bei diesen Fakten von einer „weltweiten Wiedergeburt“ zu sprechen ist mutig, denn derart lange Bauzeiten verursachen enorme Kosten, die kaum eine Bank der Welt finanziert, es sei denn, das Finanzrisiko wird vom Staat übernommen. Die Kreditbewertungsfirma *Moody's* kommt in einer Analyse möglicher Neubauprojekte in den USA zu dem Schluss:

Moody's glaubt nicht, dass die Branche mehr als ein oder zwei neue Atomkraftwerke ans Netz bringt bis 2015, ein Datum, das von den meisten der Unternehmen genannt wird, die zurzeit ihre nuklearen Ambitionen unterstreichen. Die Komplexität, die mit dem Genehmigungsverfahren zusammenhängt, wie auch die Ausführungsrisiken, die mit einem Bauprojekt dieser Art zusammenhängen, sollten nicht unterschätzt werden.⁴³

Ferner deutet auch die Stilllegung von 119 Reaktoren mit einer durchschnittlichen Betriebszeit von 22 Jahren in eine völlig andere Richtung. Allein im Jahr 2006 wurden in Europa acht Reaktoren stillgelegt, aber nur zwei in Betrieb genommen und der Bau von sechs Blöcken begonnen. Weitere fünf Blöcke – vier in Kanada und einer in Japan – sind langfristig abgeschaltet.

Um den Zustand der weltweiten Nuklearindustrie bewerten zu können, ist es sinnvoll, eine Schätzung der Zahl der Anlagen vorzunehmen, die in den kommenden Jahrzehnten ersetzt werden müssten, nur um die aktuelle Zahl der in Betrieb befindlichen Atomkraftwerksblöcke beizubehalten. Bis 2015 müssten bei einer angenommenen Betriebszeit von 40 Jahren 70 Reaktoren und bis zum Jahr 2025 weitere 192 AKW neu ans Netz gehen (Abb. 2).⁴⁴

Rechnet man mit der Inbetriebnahme aller 39 im Bau befindlichen Anlagen, so müssten bis 2025 immer noch zusätzlich 260 Reaktorblöcke mit einer Gesamtkapazität von über 200 000 MW geplant, gebaut und in Betrieb genommen werden. Das scheint angesichts der langen Vorlaufzeiten für Atomkraftwerke praktisch unmöglich. Denn die sogenannte *Leadtime* – die Zeit zwischen Bauplanung bzw. -entscheidung und kommerzieller Inbetriebnahme – beträgt für ein AKW inzwischen über zehn Jahre. Folgt man dieser Logik, so müssten zwischen 2007 und 2030 insgesamt 339 Reaktoren ersetzt werden, um dieselbe AKW-Leistung wie heute am Netz zu haben.

⁴³ *Moody's Corporate Finance*, "New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs Addressing An Inevitable Necessity", Special Comment, October 2007

⁴⁴ Eine Ausnahme bilden die noch laufenden 17 Reaktoren in Deutschland, die gemäss geltendem Recht nach einer durchschnittlichen Laufzeit von 32 Jahren stillgelegt werden müssen.

12.4 Zwei Neubauten von AKW in Westeuropa

Die IAEO zählt in Westeuropa lediglich zwei Reaktorblöcke als im Bau befindlich, und zwar einen in Finnland und seit Dezember 2007 auch einen in Frankreich. Der Baubeginn des sogenannten *Europäischen Druckwasserreaktors* (EPR) mit 1.600 MW im finnischen Olkiluoto war am 12.8.2005. Der Reaktor ist das Demonstrationskraftwerk für diesen Typ schlechthin, der angeblich 60 Jahre lang betrieben werden kann – mindestens 20 Jahre länger als andere Leistungsreaktoren. Der Block Olkiluoto-3 wurde von Framatome und Siemens (heute AREVA NP) im Jahr 2003 für einen Festpreis von 3,2 Mrd. € an ein Konsortium unter der Leitung der finnischen TVO verkauft.

Finanziert wird der Festpreis aus verschiedenen Quellen.⁴⁵ Frankreich stellt einen Exportkredit in Höhe von 570 Mio. € zur Verfügung und übernimmt die Bürgschaft für das Projekt.⁴⁶ 800 Mio. € kommen von den Anteilseignern der TVO. Das sind sechs Unternehmen, darunter der finnische Energiekonzern Fortum und die internationalen Holzkonzerne UPM Kymmene und Stora Enso. TVO hat für den Reaktor eine Kapitalerhöhung vorgenommen, die 80 Prozent(= 640 Mio. €) des TVO-Anteils abdeckt. Durch ein Aktionärsdarlehen werden weitere 160 Mio. € zur Verfügung gestellt. TVO wird den Strom aus Olkiluoto-3 nur für seine Aktionäre produzieren, die diesen dann zum Selbstkostenpreis entsprechend ihrem Anteil an TVO erhalten sollen. Gegenüber der Presse wurde als Gestehungspreis 25 €/MWh genannt. Eine Gewinnmarge ist für TVO nicht vorgesehen. Allerdings wollen 60 Kommunen und Grossunternehmen ebenfalls Strom aus dem Reaktor beziehen, sie müssen jedoch den Marktpreis zahlen, der an der Strombörse bestimmt wird und weit höher liegt als der Gestehungspreis. Das hat bereits zu erheblichen Verstimmungen geführt.

Den Hauptteil der Finanzierung trägt jedoch ein internationales Bankenconsortium, angeführt von der Bayerischen Landesbank, das TVO eine Kreditfazilität in Höhe von 1,6 Mrd. € zu einem Zinssatz von 2,6 Prozent eingeräumt hat. Das ist deutlich weniger als der durchschnittliche Zinssatz für Baukredite an industrielle Bauherren, stellt aber nach Ansicht der EU-Kommission keine staatliche Beihilfe dar, weil an der Kreditvergabe die Privatbanken BNP Paribas, Svenska Handelsbanken, JP Morgan und Nordea beteiligt sind. Ausserdem hat AB Svensk Exportkredit ein Darlehen in Höhe von 350 Mio. € gewährt, das die EU-Kommission ebenfalls nicht als staatliche Beihilfe ansieht.

Geplant war, dass Olkiluoto-3 bereits 2009 den kommerziellen Betrieb aufnehmen sollte. Allerdings gab der Lieferant AREVA NP (Anteil AREVA 66 Prozent, Siemens 34 Prozent) mehrfach Verzögerungen bekannt, so dass nach dem aktuellen Stand frühestens im Jahr 2012 mit der kommerziellen Inbetriebnahme zu rechnen ist. Zunächst hatte der Beton des Reaktorfundaments nicht die erforderliche Qualität. Dann bestand der in Japan gefertigte Reaktorkessel diverse Tests nicht. Schliesslich musste die Stahlauskleidung des Berstschutzes (Containment) nachgebessert werden. Ende Februar 2008 war erst etwa die Hälfte des Betons gegossen. Alle wesentlichen Komponenten für den nuklearen Teil sind noch im Bau. Der Reaktordruckbehälter soll von *Japan Steel Works* Ende 2008 geliefert werden.

⁴⁵ Europäische Kommission, Staatliche Beihilfe NN 62/B/2006 – Deutschland & Schweden Syndiziertes Darlehen und bilaterales Darlehen für den Bau eines Kernkraftwerkes durch Framatome ANP für Teollisuuden Voima Oy, Brüssel, 24.10.2006 K(2006) 4963 endg.

⁴⁶ Zuweilen wird der französische Exportkredit auch mit 610 bzw. 720 Mio. € beziffert.

Japan Steel Works betreibt derzeit die einzige Anlage weltweit, die Schmiederinge von der Grösse des EPR-Druckbehälters herstellt.

Bei etwa 2 000 Subunternehmen – davon nicht einmal die Hälfte aus Finnland – auf der Baustelle ist es nicht verwunderlich, dass einige davon nicht „die Qualität (liefern), die ein Reaktorprojekt notwendig macht“, so das finnische Strahlenschutzamt STUK. Die Subunternehmen kommen aus 20 Ländern. Der Reaktorblock ist ein moderner Turmbau zu Babel, allerdings in Skandinavien. Bis Mitte Mai 2007 wurden von STUK etwa 1.500 „Qualitätsabweichungen“ registriert. STUK selbst wurde vorgeworfen, nicht die Kapazitäten zu besitzen, um ein Projekt mit der Dimension von Olkiluoto-3 beaufsichtigen und kontrollieren zu können.

Angesichts europäischer Wettbewerbsregeln ist es eine spannende Frage, wer die bereits feststehenden Mehrkosten in Höhe von mindestens 1,5 Mrd. € übernimmt. Theoretisch müssen diese von AREVA und Siemens übernommen werden. Da die AREVA mehrheitlich dem französischen Staat gehört, wird vermutlich vor allem der französische Steuerzahler zur Kasse gebeten.

Die verspätete Inbetriebnahme kann aber auch den finnischen Steuerzahlern teuer zu stehen kommen, denn Finnlands Regierung hat auf Olkiluoto-3 gesetzt, um den Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll nachzukommen. Der Anteil der Atomkraft an der Stromerzeugung in Finnland sollte ab 2009 von 26 auf 37 Prozent steigen. Für die erste Verpflichtungsperiode 2008–2012 hat sich Finnland im Rahmen der EU-Lastenteilung zur Erfüllung der Treibhausgasreduktionen für eine Stabilisierung der Emissionen verpflichtet. Die verspätete Inbetriebnahme könnte dazu führen, dass Finnland für 300 Mio. € Emissionszertifikate kaufen muss.⁴⁷

Auch das zweite EPR-Bauprojekt in Frankreich hatte bereits wenige Monate nach dem offiziellen Baubeginn eine beachtliche Reihe von Pannen und Mängeln vorzuweisen.

Electricité de France hatte im Oktober 2004 beschlossen, dass der erste EPR in Frankreich am Standort Flamanville gebaut werden soll. Die Baukosten für den EPR Flamanville-3 wurden von Anfang an höher als in Finnland veranschlagt – und zwar auf vier Mrd. Euro. Der offizielle Baubeginn war am 3. Dezember 2007. Nach Plan soll der Block in 54 Monaten fertig sein – also im Juni 2012.

Die französische Aufsichtsbehörde ASN (Autorité de sûreté nucléaire) führte sofort beim Baubeginn am 3. und 4. Dezember 2007 erste Inspektionen durch. Sie hielt fest, dass die Qualitätskontrolle für das Betonfundament „unzufriedenstellend“ sei. Grundlegende technische Spezifikationen und Prozeduren u.a. der Zementmischung, der Einführhöhe und der Sortierung der Betonproben, seien nicht beachtet worden.⁴⁸

Eine zweite ASN-Inspektion, die am 13. Dezember 2007 durchgeführt wurde, untersuchte die potentielle Interaktion zwischen der Grossbaustelle und den zwei in Betrieb befindlichen Reaktoren. Die Inspektoren identifizierten zahlreiche Fälle von Irrtümern, Regelverstössen und Mängeln an der fundamentalen Sicherheitskultur. So

⁴⁷ Gerhard Waldherr: Olkiluoto 3 ist entweder die Zukunft der Kernenergie. Oder ein finnischer Sonderfall, in: brand eins 6/2006.

http://www.brand1.de/home/inhalt_detail.asp?id=2008&MenuID=8&MagID=74&sid=su91372391947524439&urnid=1

⁴⁸ Autorité de sûreté nucléaire, Direction des centrales nucléaires - Division de Caen, ASN, DCN-Caen, Schreiben an Monsieur le Directeur de l'Aménagement Flamanville 3, datiert vom 25.1.2008

- herrschte irrtümlich die Annahme, das Dach eines Gebäudes in Nachbarschaft der laufenden Blöcke, das für mehrere sicherheitsrelevante Systeme vorgesehen ist, sei aus Stahlbeton;
- war die Zugangsgenehmigung eines Kranführers seit über einem Monat abgelaufen;
- war das Reaktorpersonal von Block 2 über den Einsatz von Sprengstoffen für die Bauplatzvorbereitung sowie über mögliche Einflüsse der Baustelle auf den laufenden Betrieb in Unkenntnis belassen worden;
- fehlten aktualisierte Sicherheitsanalysen der Blöcke 1 und 2.⁴⁹

Bei einer weiteren am 3. Februar 2008 durchgeführten ASN-Inspektion, wurden drei „erhebliche Abweichungen“ vom Regelwerk festgestellt:

- Erstens war die von einem Subunternehmer betriebene Werkstatt, die die Stahlauskleidung des Berstschatzes (Containment) herstellt, nicht zertifiziert worden.
- Zweitens waren die in den technischen Spezifikationen definierten Unterlagen zur Durchführung der Schweissarbeiten für die Stahlauskleidung des Containments unvollständig.
- Ausserdem wiesen ein Viertel aller Schweissnähte der vorgefertigten Teile der Stahlauskleidung Fehler auf.

Im Mai 2008 stoppte die ASN schliesslich die Betonierarbeiten für fast einen Monat, weil die Bauunternehmen die Qualitätskontrolle immer noch nicht im Griff hatten. Doch ähnliche Probleme tauchten auch nach Wiederaufnahme der Betonierarbeiten auf. Ende Oktober 2008 stellte ASN fest, dass das italienische AREVA Subunternehmen Società delle Fucine nicht die vorgeschriebenen Herstellungsverfahren angewandt hatte. ASN hat AREVA zwei Monate Zeit gegeben, um nachzuweisen, dass die Schmiedeteile trotzdem den erforderlichen technischen Spezifikationen entsprechen. Andernfalls müssten die Teile neu hergestellt werden.⁵⁰

Wenn die beiden EPR-Projekte als Schaustücke für diesen neuen Reaktortyp dienen sollen, dürfen derartige Pannen in Zukunft nicht mehr passieren. Schliesslich müssen die Kosten stichhaltig sowie deren Finanzierung für weitere Planungen belastbar sein, ansonsten bleiben diese Reaktoren im besten Fall Demonstrationskraftwerke.

12.5 Die Atomprogramme in Japan, Südkorea und Russland

Zuweilen wird die Renaissance der Atomenergie mit den Atomprogrammen und Ostasien und Russland begründet. Aber die Entwicklung in diesen Ländern ändert die Gesamtsituation nicht grundsätzlich.

In Japan sind 55 AKW im Betrieb, die 2007 rund 28 Prozent der Stromerzeugung und gut zehn Prozent des Primärenergiebedarfes des Landes abdeckten. Nach der Klimakonferenz

⁴⁹ Autorité de sûreté nucléaire, Direction des centrales nucléaires - Division de Caen, ASN, DCN-Caen, Schreiben an Monsieur le Directeur du CNPE de Flamanville und an Monsieur le Directeur de l'Aménagement Flamanville 3, datiert vom 26. Dezember 2007.

⁵⁰ ASN, Note d'information, 27 October 2008

in Kyoto wollte die japanische Regierung die eingegangene CO₂-Reduktionsverpflichtung durch den Bau von 20 neuen Atomkraftwerken realisieren. Aber Widerstand betroffener Anwohner und eine Reihe von Unfällen führten dazu, dass dieses Programm mehrfach revidiert werden musste, so dass derzeit lediglich zwei Reaktoren im Bau sind.⁵¹ Die Zahl der geplanten Reaktoren ist auf zwölf geschrumpft.

Der Schnelle Brüter Monju wird in der IEAO-Statistik als „Long Term Shutdown“ geführt. Er musste im Dezember 1995 – nur drei Monate nach seiner Inbetriebnahme – abgeschaltet werden, als über eine halbe Tonne des leicht entzündlichen Kühlmittels Natrium aus einer Rohrleitung leckte. Die für Oktober 2008 geplante Wiederinbetriebnahme musste wegen defekten Detektoren für Natriumlecks wieder einmal verschoben werden.

Südkorea gehört wie Japan und Deutschland nicht zu den Atommächten, hat jedoch ein grosses ziviles Atomprogramm. Derzeit sind 20 AKW-Blöcke mit einer Leistung von 17.373 MW im Betrieb und fünf Blöcke mit 5.180 MW im Bau. Weitere drei Reaktoren sind in Planung. Der Anteil der Atomkraft an der Stromerzeugung beträgt 35 Prozent.

In Russland sind 31 Reaktoren mit 21.743 MW im Betrieb, die fast 16 Prozent der Stromerzeugung abdecken. Davon sind laut IEAO-Datenbank elf Reaktoren vom Tschernobyl-Typ RBMK-1000. Ausserdem sind vier Mini-RBMK-Blöcke (12 MW) im sibirischen Bilibino, sechs kleine 400 MW-Druckwasserreaktoren, die zwischen 1971 und 1984 in Betrieb genommen wurden, sowie neun VVER-1000 Druckwasserreaktoren am Netz. Die kleinen Druckwasserreaktoren vom Typ VVER 440-213 werden in Westeuropa als Hochrisikoreaktoren eingestuft, weil sie kein Containment besitzen. Seit April 1980 wird bei Ekaterinburg (damals Sverdlovsk) der Schnelle Brüter BN-600 betrieben.

Ferner sind in Russland fünf Reaktoren stillgelegt und acht Reaktorblöcke im Bau. Es handelt sich um zwei VVER-1000 Blöcke Kalinin-4 (Baubeginn 1.8.1986) und Volgodonsk-2 (Baubeginn 1.5.1983) sowie einen 1000-MW RBMK-Block in Kursk-5 (Baubeginn 1.12.1985). Es ist bemerkenswert, dass diese Blöcke seit über 20 Jahren im Bau sind. Ein Datum für die Inbetriebnahme wird von der IEAO nicht genannt. Der Reaktor Balakovo-5 (Baubeginn 1.4.1987) sollte Ende 2010 ans Netz gehen, verschwand aber 2008 aus der IEAO-Statistik. Stattdessen sollen zwei VVER-1000, Novovoronez-2-1 (Baubeginn 24.6.2008) und Leningrad-2-1 (Baubeginn 25.10.2008) fertig gestellt werden.

Seit einigen Jahren wird ein zweiter Schneller Brüter, der BN-800, dessen Baubeginn offiziell im Jahr 1985 war, wieder als im Bau befindlich bezeichnet. Die Inbetriebnahme des Blocks ist für 2012 geplant. Die dafür veranschlagten Kosten betragen 1,2 Milliarden US-Dollar. Die Schnellen Brüter russischen Typs verbrennen „überschüssiges Waffenplutonium“. Der BN-600 kann bis zu 0,3 Tonnen Plutonium im Jahr verbrauchen. Der BN-800 ist für die Verwendung von 2,3 Tonnen Plutonium für die Erstbeschickung und von 1,6 Tonnen jährliche Zuladung ausgelegt.⁵²

Ausserdem zählt die IEAO seit April 2007 zwei 32 MW-Reaktoren in Severodvinsk als im Bau. Es handelt sich um ein „schwimmendes Kernkraftwerk“. Auf der Werft Sevmaš hat der Atomkonzern *Rosenergoatom* mit dem Bau eines Schiffes begonnen, das voraussichtlich ab

⁵¹ Zu den Unfällen gehörten eine unkontrollierte Kettenreaktion in der Brennelementefabrik Tokaimura am 30.9.1999, bei der zwei Arbeiter starben, sowie der Dampfaustritt mit Todesfolge im AKW Mihama-3 im August 2004.

⁵² Der neue russische Reaktor – ohne Konkurrenz, in: Russland. Ru, 29.8.2007
<http://www.russland.ru/wissenschaft/morenews.php?iditem=1279>

dem Jahr 2010 als mobiles Atomkraftwerk dienen soll. Der Prototyp soll 300 Mio. € kosten und zur Stromversorgung der Werft genutzt werden, die ihn jetzt baut. Das Kraftwerk-Schiff wird 144 Meter lang und 30 Meter breit sein. An Bord werden zwei Reaktoren vom Typ KLT-40S installiert, die je eine Leistung von 35 MW besitzen. Derartige Reaktoren kommen bereits auf russischen Atomeisbrechern zum Einsatz.⁵³

12.6 Die Atompläne von China, Indien und Brasilien

Die drei grossen Schwellenländer Indien, China und Brasilien haben ihre Atomprogramme bereits vor Jahrzehnten beschlossen, aber nur ansatzweise realisiert, so dass der Anteil der Kernkraftwerke an der Stromerzeugung und der Energieversorgung insgesamt minimal ist. Das grösste Programm hat Indien: 17 kleinere Reaktoren sind im Betrieb. Sie decken 2,8 Prozent der Stromerzeugung. Weitere sechs Reaktoren sind im Bau. 1985 waren bereits sechs AKWs im Betrieb und der Fünfzehnjahresplan sah für das Jahr 2000 eine installierte AKW-Leistung von 10.000 MW vor. Bis 2007 waren lediglich elf weitere Blöcke und insgesamt 3.782 MW Atomkraft im Betrieb. Selbst wenn die Bauprojekte alle in den nächsten Jahren abgeschlossen würden, wäre die installierte Leistung mit 6.692 MW noch weit hinter der Planung für 2000. Unter den Bauprojekten ist ein 500 MW Schneller Brüter, dessen Bau im Oktober 2004 begonnen wurde.

Die VR China betreibt derzeit elf AKW, die 1,9 Prozent der Stromerzeugung ausmachen – übrigens der niedrigste Anteil aller Länder, die Atomenergie nutzen –, sechs weitere sind im Bau. Offiziell hat China in den vergangenen Jahren der Entwicklung der Kernkraft mit dem Ziel Vorrang eingeräumt, seine nukleare Stromkapazität von etwa 9.000 MW im Jahr 2007 auf 40.000 MW im Jahr 2020 zu erhöhen.⁵⁴ Selbst wenn grosse Fortschritte bei der Verkürzung der Bauzeit gemacht würden, müsste mit dem Bau aller Anlagen spätestens 2015 begonnen werden, damit sie 2020 am Netz sind. Um diese ehrgeizige Zielvorgabe zu erfüllen, müsste die Baufrequenz mehr als verdreifacht werden. Da ein Teil der chinesischen Reaktoren, die sich gegenwärtig in der Planungsphase befinden, auf Technologien basieren, die bisher nicht Stand der Technik sind, erscheint dies höchst unwahrscheinlich.

Im dritten grossen Schwellenland Brasilien sind zwei Reaktoren im Betrieb (=2,5 Prozent der Stromerzeugung), ein weiterer Reaktor ist geplant. Das brasilianische Atomprogramm begann 1971 mit dem Bau von Angra-1. Aber nach der 1. Erdölpreiskrise zogen die USA die Lieferungszusage für angereichertes Uran für den Westinghouse Reaktor zurück. 1975 schloss Brasilien mit der Bundesrepublik Deutschland ein Jahrhundertabkommen, wonach nicht nur acht 1300 MW-Reaktoren sondern auch der gesamte Brennstoffkreislauf geliefert werden sollte. Baubeginn von Angra-2 war 1976, der Reaktor ging aber erst Anfang 2001 in den kommerziellen Betrieb. Es blieb der einzige Block, der aus dem deutsch-brasilianischen Atomvertrag realisiert wurde. Nach dem ursprünglichen Plan sollten bis 1990 acht Blöcke im Betrieb sein, im Jahr 2000 wollte Brasilien gar 50 AKWs und einen geschlossenen

⁵³ Mobile Atomkraftwerke aus Russland, in: Welt-Online, 31.3.2008, http://www.welt.de/wissenschaft/article1855164/Mobile_Atomkraftwerke_aus_Russland.html

⁵⁴ Nuclear power is the 'way forward', in: China Daily, 16.10.2007 http://www.chinadaily.com.cn/china/2007-10/16/content_6177053.htm

Brennstoffkreislauf betreiben. Im Jahr 2008 sind lediglich zwei Blöcke in Betrieb und ist nicht einmal sicher, ob ein dritter Block in Angra dos Reis gebaut wird.⁵⁵

12.7 Mangel an Fachkräften und Produktionskapazität

Das Niveau, wie es in den 1980er Jahren bei den Investitionen und Bauvorhaben der Atomwirtschaft existierte, ist 30 Jahre später nicht mehr vorhanden. Atomwirtschaft und öffentliche Energieversorgung stehen vor grossen Herausforderungen in einem sich dramatisch verändernden industriellen Umfeld. Heute muss die Branche parallel zu Neubauprojekten mit Kosten für Abfallentsorgung und Stilllegung fertig werden, die weit über frühere Schätzungen hinausgehen. Die internationale Finanzkrise hat die Lage erheblich verschlechtert, da nun nicht nur Kapital knapp und teuer ist, sondern auch ein Teil der Rücklagen für die Stilllegung vernichtet wurden.⁵⁶ Sie muss den Wettbewerb mit einem rundum modernisierten Gas- und Kohlesektor und neuen Wettbewerbern im Sektor der erneuerbaren Energiequellen bestehen.⁵⁷ Insbesondere muss die Branche sich dem schnellen Kompetenzverlust und der fehlenden Produktionsinfrastruktur stellen.

An dieser Situation wird sich kurz- und mittelfristig kaum etwas ändern. Ein weltweiter Bauboom von neuen Atomkraftwerken ist auf Grund mangelnder Fertigungskapazitäten und schwindender Fachkräfte ausgeschlossen. Darüber hinaus unterliegen die Fertigungsanlagen einem Wettbewerb zwischen Neubau und Nachrüstung. Austauschdampferzeuger für Kraftwerke, deren Betrieb verlängert werden soll, werden natürlich in denselben Anlagen hergestellt, wie jene für Neubauten. Derartige Grossindustrieanlagen lassen sich nicht von heute auf morgen aus dem Boden stampfen.

In den USA können 40 Prozent der gegenwärtig in Kernkraftwerken Beschäftigten in den nächsten fünf Jahren in den Ruhestand treten. In Frankreich ist die Lage ähnlich dramatisch. Etwa 40 Prozent der im staatlichen Stromunternehmen EDF für Reaktorbetrieb und Wartung zuständigen Fachkräfte werden bis 2015 in Pension gehen.

Neue Fertigungsanlagen und Kraftwerke müssten ausserdem von neuem Personal betrieben werden. Industrie und Betreiber schaffen es allerdings kaum, auch nur die Altersabgänge zu ersetzen. Es fehlt eine ganze Generation von Ingenieuren, Atomphysikern und Strahlenschutzexperten. Parallel müssen stillgelegte Anlagen abgerissen und endlich Lösungen für den Atom Müll geschaffen werden. Und selbstverständlich müssen die gesamten Abläufe von gut geschultem Personal genehmigt, kontrolliert und überwacht werden. Der Chef der deutschen Gesellschaft für Reaktorsicherheit erklärte hierzu:

Erste Studien zeigen, dass Mängel im Kompetenzerhalt auf State-of-the-art-Niveau und die nachfolgende Verschlechterung von Ausbildung und Training des Betriebspersonals den sicheren Betrieb von Atomanlagen gefährden können. Ausserdem sind Kenntnisdefizite bei Behörden und Expertenorganisationen auf Grund von fehlenden qualifizierten Nachfolgern

⁵⁵ Luiz Pinguelli Rosa: History of Nuclear Power in Brazil, in Lutz Mez, Steve Thomas, Mycle Schneider (eds.): Energy Policy and Nuclear Power. 20 Years after the Chernobyl Disaster, special issue of Energy & Environment, 3/2006, S. 485–495.

⁵⁶ So verlor z.B. der Stilllegungsfonds des US AKW Vermont Yankee 17% seines Wertes in weniger als einem Jahr anstatt Zinsen einzubringen (siehe "Nuclear decommissioning fund suffers big loss", Boston Globe, 18 November 2008)

⁵⁷ Amory B. Lovins: Mighty Mice, in: Nuclear Engineering International, December 2005.

für pensionierte Experten identifiziert worden. Das stellt eine unmittelbare Bedrohung für die qualifizierte Überwachung von Atomkraftwerken und deshalb auch ihres sicheren Betriebs dar.⁵⁸

1980 gab es an US-amerikanischen Hochschulen rund 65 Studiengänge auf dem Gebiet der Kerntechnik. Heute sind es nur noch 29. Die gesamte öffentliche Versorgungswirtschaft macht vor den Türen der Universitäten Jagd auf Studenten, noch bevor sie ihren Hochschulabschluss in der Tasche haben. Die Firma *Westinghouse* sucht weltweit nach neuen Fachkräften. Im Vereinigten Königreich gibt es seit 2002 keinen einzigen Studiengang für Kerntechnik mehr. Und in Deutschland wird die Zahl der Universitäten, an denen Kerntechnik gelehrt wird, von noch 22 im Jahr 1995 bis 2010 auf lediglich fünf zurückgehen.⁵⁹ Während 1993 noch 46 Studenten ihr Diplom erhielten, schlossen zwischen 1997 und Ende 2002 nur zwei Studenten ihr Studium der Kerntechnik ab.⁶⁰

Genauso problematisch wie die Entwicklung bei der Ausbildung des Betriebspersonals sind auch die Produktionsengpässe. Die Fertigung von Reaktordruckbehältern kann sich durch die begrenzte Verfügbarkeit an grossen, für kerntechnische Anlagen geeigneten Ringschmiedestücke verzögern. Gegenwärtig kann nur ein einziges Unternehmen in der Welt, die *Japan Steel Works*, diese Grosskomponenten für Reaktordruckbehälter von der Grösse des Europäischen Druckwasserreaktors schmieden. Nicht nur der Druckbehälter, sondern auch die Dampferzeuger der Neubauten in Finnland und Frankreich kommen aus Japan. In den USA gibt es überhaupt keine Fertigungsanlage für Grosskomponenten mehr und die einzige Anlage in Europa, AREVAs Schmiede im französischen Creusot, kann nur Komponenten von begrenzter Grösse in begrenzter Zahl herstellen. Wichtige Anlagenteile – Reaktordruckbehälter, Dampferzeuger und Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer – für den Einsatz in Anlagen der dritten Generation⁶¹ in den USA werden von US-amerikanischen Unternehmen nicht mehr hergestellt, während diese Komponenten praktisch alle in den USA heute betriebenen Atomkraftwerke im Land selbst produziert wurden. Dies wird auch die Genehmigungsverfahren und Qualitätskontrolle verkomplizieren, warnte bereits die Aufsichtsbehörde NRC.

12.8 Klimaschutz durch Kernkraftwerke?

Die Behauptung, Kernkraftwerke stiessen keine Treibhausgase aus, ist lediglich eine Halbwahrheit, denn bei systemischer Betrachtungsweise sind Atomkraftwerke keineswegs CO₂-freie Produktionsanlagen. Sie emittieren heute bis zu einem Drittel der Treibhausgase moderner Gaskraftwerke. Die produktionsbedingten CO₂-Emissionen der Atomenergie

⁵⁸ Lothar Hahn: Knowledge Management for Assuring High Standards in Nuclear Safety. Paper presented at the IAEA sponsored "International Conference on Nuclear Knowledge Management: Strategies, Information Management and Human Resource Development", 7-10 September 2004.

<http://www.iaea.org/km/cnkm/papers/germanylothar.pdf>

⁵⁹ P. Fritz & B. Kuczera, "Kompetenzverbund Nukleartechnik – Eine Zwischenbilanz über die Jahre 2000 bis 2004". http://nuklear-server.ka.fzk.de/Kompetenzverbund/1280/berichte/pe434_20_1_kv03endg.pdf

⁶⁰ Hahn, Knowledge Management [Fn. 19]

⁶¹ Die gegenwärtig in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke werden der 2. Generation zugerechnet. Dagegen wird der Europäische Druckwasserreaktor, der in Finnland und Frankreich derzeit gebaut wird, als Reaktor der 3. Generation bezeichnet. Zu dieser Generation gehören auch der AP1000 von Westinghouse, der Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) und der Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR) von General Electric.

betragen – je nachdem, wo der Rohstoff Uran gefördert und angereichert wird – bis zu über 120 Gramm CO₂_{equ.}⁶² pro Kilowattstunde. Das Darmstädter Öko-Institut hat für ein typisches AKW in Deutschland – einschliesslich der Emissionen durch den Bau der Anlage – mit angereichertem Uran aus einem Mix von Lieferländern eine spezifische Emission von 32 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde ermittelt. Multipliziert man diesen Emissionsfaktor mit der Stromerzeugung in den deutschen AKW, so haben diese im Jahr 2006 den Ausstoss von insgesamt 5,8 Mio. t CO₂ verursacht. Sollten in den kommenden Dekaden die reicheren Uranvorkommen knapp werden, dann würden die indirekten Emissionen wahrscheinlich kräftig ansteigen, weil wesentlich mehr fossile Energie für den Uranabbau aufgewendet werden müsste. Dann haben AKW beim CO₂-Ausstoss gegenüber modernen Gaskraftwerken, besonders wenn sie mit Kraft-Wärme-Koppelung ausgestattet sind, keinen Vorteil mehr, geschweige denn in Bezug auf Energieeffizienz. Sie sind auch vielen erneuerbaren Energien gegenüber im Nachteil. Unabhängig von zahlreichen anderen Vorteilen (kleinere Einheiten, geringe Vorlaufzeiten, weniger kapitalintensiv, risikoärmer, nachhaltig) sind z.B. Kraft-Wärme gekoppelte Biomassekraftwerke weitaus klimafreundlicher als Atomkraftwerke.

Die Atomkraftnutzung trägt auch durch die Freisetzung weiterer Treibhausgase zum Klimawandel bei. Das radioaktive Edelgas Krypton-85, ein Produkt der Kernspaltung, ionisiert die Luft unter allen radioaktiven Stoffen am intensivsten. Krypton-85 entsteht im Atomkraftwerk und wird massiv bei der Wiederaufarbeitung freigesetzt. Die Konzentration von Krypton-85 in der Erdatmosphäre hat in den letzten Jahren durch die Atomspaltung stark zugenommen und erreicht heute einen Höchststand. Obwohl Krypton-85 stark klimawirksam ist, spielen diese Emissionen bei den internationalen Klimaschutzverhandlungen bisher keine Rolle.

Im Übrigen war die These, dass Atomkraft benötigt werde, um den Klimaschutz voranzutreiben, bereits in der Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ in der Minderheit. Es lässt sich vielmehr die Gegenthese begründen, dass die zügige Abschaltung der Atomanlagen erforderlich ist, um Überkapazitäten wegzusparen und auf die Betreiber und Kraftwerksindustrie mehr Innovationsdruck in Richtung auf die Entwicklung nachhaltiger und sozialverträglicher Energietechnologien und vor allem ihrer Anwendung auszuüben.

12.9 Fazit

Da kurz- und mittelfristig nicht mit einer Wiederbelebung der Atomwirtschaft zu rechnen ist, beruhen die Hoffnungen der Befürworter dieser Technik auf einer völlig neuen Generation kerntechnischer Anlagen, den Reaktoren der sogenannten vierten Generation. Diese Reaktoren könnten deutlich kleiner sein (100 MW bis 200 MW), geringere Anlageninvestitionen erfordern, aufgrund wesentlich kürzerer Bauzeiten eine flexiblere Lösung darstellen und mit einem geringeren Risiko verbunden sein, da sie weniger radioaktives Material beinhalten und passive Sicherheitssysteme, die keine aktive Intervention nötig machen, aufweisen sollen.

⁶² Man drückt die sechs wesentlichen Treibhausgase in CO₂Äquivalenten (CO₂_{equ.}) aus.

Die Strategie der Atomwirtschaft ist einfach zu durchschauen. Bis Reaktoren der vierten Generation als Demonstrationsobjekte zur Verfügung stehen, versucht die Atomwirtschaft, die Laufzeiten der vorhandenen Anlagen so weit wie möglich zu verlängern und tut alles in ihren Kräften Stehende, um den Mythos einer strahlenden nuklearen Zukunft aufrecht zu erhalten. Ein Grossteil des von der Nuklearlobby verbreiteten Optimismus zur Renaissance der Atomenergie ist also reine Rhetorik.

Um ein nachhaltiges Energiesystem zu erreichen, muss der Neubau von Grosskraftwerken verhindert werden. Sie führen nicht nur zu hohen Treibhausgasemissionen (Kohle) oder unvermeidbaren Sicherheitsrisiken (Atom), sondern sehr rasch auch zu strukturellen Überkapazitäten. Und haben die Energieversorger erst einmal in Kraftwerksleistung investiert, dann möchten sie auch so viele kWh wie möglich verkaufen. Es gibt aber heute kein einziges glaubwürdiges Energieszenario mehr, das in eine nachhaltige Zukunft führt, ohne den Verbrauch radikal zu senken. Es geht zunächst nicht einmal um Einsparung, sondern um die intelligente Bereitstellung von Energiedienstleistungen wie Wärme/Kälte, Licht, Mobilität, Kommunikation und Motorkraft. Solange die Produktion einer kWh zu niedrigeren Kosten oder gar zum Nulltarif vermieden werden kann, führt jede Investition in Atomkraft zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen *und* zusätzlichem Risiko.

12.10 Anhang: Atomkraftwerke im Bau

Country	Units	MWe (net)	Construction Start	Planned Grid Connection
ARGENTINA	1	692	1981/07/14	2010/10/01 ⁶³
BULGARIA	2	1906		
<i>Belene-1</i>		953	1987/01/01	?
<i>Belene-2</i>		953	1987/03/31	?
CHINA	6	5220		
<i>Hongyanhe</i>		1000?	2007/08/18	?
<i>Lingao-3</i>		1000	2005/12/15	2010/08/31
<i>Lingao-4</i>		1000	2006/06/15	?
... <i>Ningde-1</i>		1000	2008/02/18	?
<i>Qinshan-II-3</i>		610	2006/03/28	2010/12/28
<i>Qinshan-II-4</i>		610	2007/01/28	2011/09/28
FINLAND	1	1600	2005/08/12	Summer 2011 ⁶⁴
FRANCE	1	1600	2007/12/03	2012/05/01 ⁶⁵
INDIA	6	2910		
... <i>Kaiga-4</i>		202	2002/05/10	2008/07/31 ⁶⁶
... <i>Kudankulam-1</i>		917	2002/03/31	2009/01/31 ⁶⁷
... <i>Kudankulam-2</i>		917	2002/07/04	2009/07/31 ⁶⁸
... <i>PFBR</i>		470	2004/10/23	?
... <i>Rajasthan-5</i>		202	2002/09/18	2008/06/30 ⁶⁹
... <i>Rajasthan-6</i>		202	2003/01/20	2008/12/01 ⁷⁰
IRAN	1	915	1975/05/01	2009/08/01 ⁷¹
JAPAN	2	2191		
... <i>Shimane</i>		1325	2007/10/12 ⁷²	2011/12/01
... <i>Tomari</i>		866	2004/11/18	2009/12/01 ⁷³
PAKISTAN	1	300	2005/12/28	2011/05/31
RUSSIA ⁷⁴	8	5809		
... <i>Novovoronezh-2-1</i>		1085	2008/06/24	?
... <i>BN-800</i>		750	1985 ⁷⁵	?
... <i>Kalinin-4</i>		950	1986/08/01	? ⁷⁶
... <i>Kursk-5</i>		925	1985/12/01	? ⁷⁷
... <i>Leningrad-2-1</i>		1085	2008/10/25	?

⁶³ Date published after January 2008

⁶⁴ This date refers to the new planned start-up of the plant. However, the plant owner TVO has so far reported dates for the "commercial operation" of the plant, that usually takes place several months after the initial start-up. It is possible that the new delays reported in December 2007 will postpone commercial operation to the end of 2011. (TVO, Press Release, 28 décembre 2007, see <http://www.tvo.fi/1016.htm>). Also, the plant experienced a significant fire at the construction site in August 2008, which is believed to delay the construction by an additional several months.

⁶⁵ Unofficially delayed by 9 months.

⁶⁶ Delayed again from planned start-up at 2007/07/31 as of the end of 2007 (sic)

⁶⁷ Delayed again from previous planned start-up in December 2007

⁶⁸ Delayed again from previous planned start-up in December 2008

⁶⁹ Delayed again from planned start-up at 2007/06/30 as of the end of 2007 (sic).

⁷⁰ Delayed again from planned start-up at 2007/12/31 as of the same date.

⁷¹ Delayed again from planned start-up at 2007/11/01 as of January 2008

⁷² This unit was added to the IAEA list only in October 2008.

⁷³ Delayed from planned start-up at 2009/12/01 as of January 2008 without new planned start-up date. In October 2008, original planned start-up back in.

⁷⁴ Balakovo-5 has been withdrawn from the list since the beginning of 2008.

⁷⁵ The IAEA Power Reactor Information System (PRIS) curiously provides a new construction start date as 2006/07/18. Until 2003, the French Atomic Energy Commission (CEA) listed the BN-800 as « under construction » with a construction start-up date « 1985 ». In subsequent editions of the CEA's annual publication ELECNUC, Nuclear Power Plants in the World, the BN-800 had disappeared.

⁷⁶ Delayed from planned start-up at 2010/12/31 as of end of 2007, no new date.

⁷⁷ Delayed from planned start-up at 2010/12/31 as of end of 2007, no new date.

...Severodvinsk-1		32	2007/04/15	?
...Severodvinsk-2		32	2007/04/15	?
...Volgodonsk		950	1983/05/01	? ⁷⁸
SOUTH KOREA	5	5180		
...Shin-Kori-1		960	2006/06/16	2010/08/01
...Shin-Kori-2		960	2007/06/05	2011/08/01
...Shin-Kori-3		1340	2008/10/31	?
...Shin-Wolsong-1		960	2007/11/20	2011/05/28
...Shin-Wolsong-2		960	2008/09/23	2012/05/28
TAIWAN ⁷⁹	2	2600		
...Lungmen-1		1300	1999	2010 ⁸⁰
...Lungmen-2		1300	1999	2010 ⁸¹
UKRAINE	2	1900		
...Khmelnitski-3		950	1986/03/01	2015/01/01
...Khmelnitski-4		950	1987/02/01	2016/01/01
USA	1	1165	1972/12/01	?
Total:	39	33988		

Table 2: Nuclear Reactors in the World Listed as “Under Construction” (as of 2 November 2008)⁸²

⁷⁸ Delayed from planned start-up at 2008/12/31 as of end of 2007, no new date.

⁷⁹ Data on Taiwan from http://www.world-nuclear.org/info/inf115_taiwan.html

⁸⁰ Delayed from original start-up date of mid-2006

⁸¹ Delayed from original start-up date of mid-2007

⁸² Quellen: IAEA PRIS, August 2008, except otherwise noted

13 Amory B. Lovins, Imran Sheikh und Alex Markevich: Vergesst doch die Atomkraft!



Prof. Amory B. Lovins

Cofounder, Chairman and Chief Scientist of Rocky Mountain Institut.

Rocky Mountain Institute

1739 Snowmass Creek Road

Snowmass CO 81654 USA

ablovins@rmi.org

Der nachfolgende Artikel wurde im Original erstmals im Frühling 2008 im Magazin des Rocky Mountain Institutes publiziert.

Übersetzung: Dieter Kuhn, Zürich

13.1 Einleitung

Stets hat man uns gesagt, Atomenergie sei ein blühender Industriezweig, der eine spektakuläre Renaissance erlebe, denn sie sei bewährt, nötig, wettbewerbsfähig, zuverlässig, sicher, verlässlich, weit verbreitet, immer beliebter und CO₂-frei. Sie sei ein perfekter Ersatz für die Kohlekraftwerke mit ihrem hohen CO₂-Ausstoss. Neue Atomkraftwerke seien also im Interesse des Klimaschutzes, der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie und des wirtschaftlichen Wachstums.

Da ist aber ein Haken: Der private Kapitalmarkt investiert nicht in neue Atomkraftwerke. Und ohne Investition findet keine Kraftwerksbestellung statt. Die wenigen Bauaufträge, die fast ausschliesslich in Asien vergeben werden, erfolgen durch zentrale Planer. Und dabei wird tief in die Staatskasse gegriffen. In den Vereinigten Staaten von Amerika haben nicht einmal staatliche Subventionen, die so hoch wie die Kosten des neuen Atomkraftwerks oder noch grösser waren, einen Anreiz auf die Wallstreet auszuüben vermocht.

Der vorliegende Überblicks-Artikel möchte mit möglichst wenig technischen Begriffen die Kosten, das Klimaschutz-Potenzial, die Zuverlässigkeit, die finanziellen Risiken, den Erfolg

am Markt, die Verbreitungsgeschwindigkeit und den Beitrag zur Energieversorgung von neuen Atomkraftwerken mit jenen ihrer Konkurrenz, die wenig oder gar kein CO₂ ausstösst, vergleichen. Er erklärt, warum die immer grösser werdenden Subventionen durch die Steuerzahler keine Investoren anziehen vermögen. Kapitalgeber ziehen stattdessen Konkurrenzprojekte vor, die das Klima schützen, weniger kosten, kürzere Bauzeiten haben und geringere finanzielle Risiken darstellen. Die Atomindustrie behauptet, sie habe keine ernsthafte Konkurrenz. Diese Konkurrenz produziert aber bereits mehr Energie als die Atomkraftwerke weltweit und wächst viel schneller als der Atomkraftwerkpark.

Am auffälligsten ist, dass man beim Vergleich der Fähigkeit aller Konkurrenten, das Erdklima zu schützen und die Energiesicherheit zu verbessern, feststellt, warum Atomenergie nie imstande sein wird, alle diese Versprechen einzulösen; nicht einmal, wenn sie auf dem freien Markt Käufer und Investoren finden würde. Zugleich bieten die CO₂-freien Konkurrenten der Atomenergie tatsächlich hocheffiziente Klima- und Sicherheits-Lösungen an, schneller und mit grösserer Vertrauenswürdigkeit.

13.2 Nicht konkurrenzfähige Kosten

Die Zeitschrift „The Economist“ stellte im Jahre 2001 fest, dass “Atomenergie, die man einst für zu billig hielt, um sie nur schon zu messen, heute zu teuer ist, als dass sie noch eine Rolle spielen könnte“ – günstig im Betrieb, aber sehr kostspielig im Bau. Seither ist sie im Bau noch um ein Vielfaches teurer geworden. Und in ein paar Jahren, wenn die alten Brennstoff-Lieferverträge auslaufen, wird sie auch im Betrieb um ein Vielfaches teurer sein. Die Gesamtkosten übersteigen schon heute deutlich die von anderen konventionellen Kraftwerken (Kohle, Gas, grosse Windfarmen). Noch viel kostengünstiger produzieren die weiter unten beschriebenen Konkurrenten.

Weltweit sind die Baukosten von Atomkraftwerken viel stärker gestiegen als die Baukosten anderer Kraftwerke. Das liegt nicht nur an den markant gestiegenen Preisen von Stahl, Kupfer, Nickel und Zement, sondern auch an der ausgezehrten globalen Infrastruktur, die es für die Konstruktion, den Bau, das Überwachen und Betreiben eines Atomreaktors braucht. Das Vorzeigeprojekt der Atomindustrie, der finnische Reaktor, der vom französischen Top-Atomkraftwerksbauunternehmen Areva hochgezogen wird, ist nach einer Bauzeit von 28 Monaten um mindestens 24 Monate gegenüber dem Zeitplan im Rückstand. Das Budget ist bereits um 2 Milliarden Dollar überzogen.

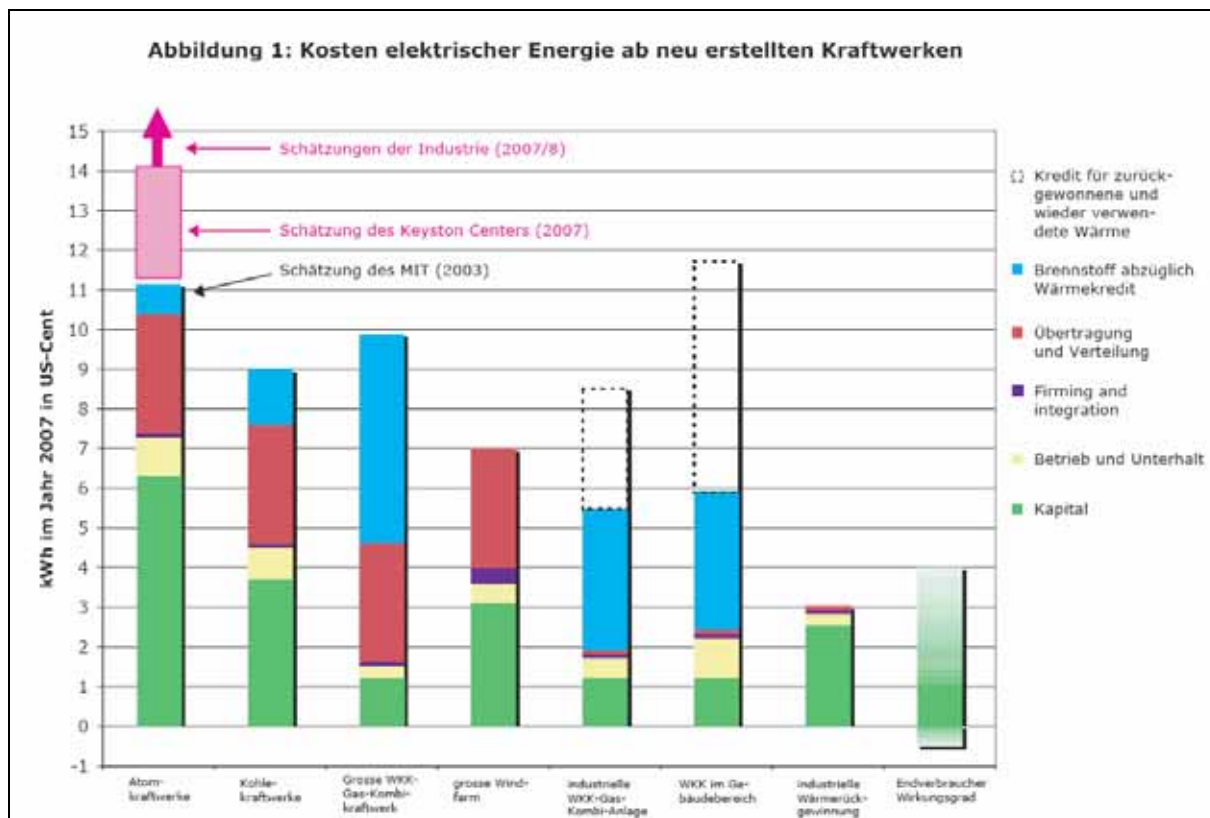


Abbildung 1: Kosten elektrischer Energie ab neu erstellten Kraftwerken

Im Jahre 2007 war, wie Abbildung 1 zeigt, die Atomenergie zur teuersten Variante unter all den Optionen geworden. Das zeigt sowohl die massgebliche, aber mittlerweile zu tiefe Schätzung des MIT aus dem Jahre 2003⁸³, die Nachbesserung durch das Keystone-Center (Mitte 2007; siehe Abb. 1; rosa Balken) als auch die spätere und noch höhere Schätzung der Industrie (siehe Abbildung 1; rosa Pfeil)⁸⁴.

Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) und Effizienz sind „dezentrale Ressourcen“, die in der Nähe des Endverbrauchers der Energie liegen. Darum vergrössern sie weder die Kapitalkosten noch die Energieverluste des Verteilungsnetzes, das die grossen Kraftwerke und die abgelegenen Windfarmen mit den Stromkonsumenten verbindet⁸⁵. Windfarmen benötigen genau wie Solarzellen⁸⁶ eine Stabilisierung („Stromspeicherung“), um ihre variable Einspeisung ins Netz auszugleichen. Alle Arten von Generatoren erfordern eine Form von Backup, also Redundanz, für den Fall eines Defektes. Abbildung 1 stellt diese Kosten dar.

⁸³ Diese konservative Annahme wird als Grundlage aller Vergleiche in diesem Artikel verwendet.

⁸⁴ Alle Geldbeträge in diesem Artikel sind US-Dollars im Jahre 2007. Alles sind Näherungswerte und gelten für die entsprechenden Technologien in den USA im Jahre 2007. Kapital und Betriebskosten werden über die Lebensdauer der Investition ausgemittelt.

⁸⁵ Dezentrale Kraftwerke mögen für Reserveleistung im Notfall schon auf das Verteilnetz abstützen, aber solche Reserve-Kapazität wird selten beansprucht und erfordert darum nicht einmal eine geringfügige Vergrösserung der Netzkapazität. Dies im Unterschied zum Bau von neuen, zentralisierten Grosskraftwerken. Ja, im Normalfall erlauben diversifizierte, dezentrale Kraftwerke eine Reduktion der beanspruchten Netzkapazität; Netzreserven stehen dann für andere Verbraucher zur Verfügung.

⁸⁶ In der Abbildung 1 ist Sonnenenergie nicht berücksichtigt, weil die Gestehungskosten solarer Elektrizität stark von der Art der Anlage und deren Finanzierung abhängen. Aus der Abbildung 4 ist ersichtlich, dass Photovoltaik im Moment eine der kleineren Quellen erneuerbarer Elektrizität ist. Elektrizität aus solarthermischen Kraftwerken macht einen noch vielen kleineren Anteil aus.

Ein thermisches Kraftwerk erzeugt immer sehr viel Abwärme, die in der Regel ungenutzt bleibt. Industrielle WKK-Anlagen und WKK in der Grössenordnung eines Gebäudes gewinnen die meiste Abwärme zurück und machen so separate Wassererwärmer zur Erzeugung von industriellem Heisswasser oder Heizwasser für die Gebäudeheizung überflüssig. So entsteht der ökonomische „Kredit“ in der Abbildung 1. Elektrische Energie aus WKK und genutzte Wärme aus bisher ungenutzten industriellen Prozessen ist sogar noch preiswerter, denn zur Erzeugung wird kein zusätzlicher Brennstoff gebraucht.⁸⁷

Effizienz des Endverbrauchers bedeutet, dass der Stromkunde aus jeder Kilowattstunde das Maximum herausholt, indem er schlaudere Techniken einsetzt. Wie die Zusammenarbeit des Rocky Mountain Institute (RIM) mit vielen führenden Firmen gezeigt hat, leistet Effizienz die gleichen oder gar bessere Dienste mit weniger CO₂-Ausstoss, tieferen Betriebskosten und häufig geringeren Anfangsinvestitionen. Die Investition, um eine Kilowattstunde zu sparen, beträgt überall in den USA etwa zwei Cents, aber war geringer als ein Cent in hunderten von Dienstprogrammen (hauptsächlich für Geschäftskunden) und kann sogar weniger als Null Cent sein bei neuen Büro- und Fabrikgebäuden – und bei einigen Nachrüstungen, die mit ohnehin anstehenden Gebäuderenovationen kombiniert werden.

Wind, WKK und Effizienz des Endverbrauchers bringen elektrische Dienstleistungen bereits preiswerter zum Kunden als zentralisierte Kraftwerke, ob es jetzt Atomkraftwerke oder konventionell-thermische Kraftwerke seien. Dieser Kostenunterschied wird noch grösser, da zentralisierte thermische Kraftwerke eher überaltert sind, während ihre Konkurrenz sich rasch verbessert. Die hohen Kosten von konventionell-thermischen Kraftwerken würden noch höher, wenn ihre hohen CO₂-Emissionen aufgefangen und immobilisiert werden müssten.

13.3 Nicht konkurrenzfähige Vermeidung von CO₂

Im Betrieb setzt ein Atomkraftwerk fast kein CO₂ frei. Der geringe Ausstoss rührt von der Herstellung des Brennstoffs unter den aktuellen Umständen her.⁸⁸ Darum wird das Atomkraftwerk als idealer Ersatz für ein kohlebefeuertes thermisches Kraftwerk gefeiert. Aber der scheinbar so logische Ersatz kann auch mit nicht-atomaren Technologien vorgenommen werden, die billiger und schneller verfügbar sind. So bekommt man mehr Entlastung des Klimas pro investierten Dollar und pro Jahr. Abbildung 2 zeigt, dass verschiedene Varianten unterschiedlich viel CO₂ pro produzierte Kilowattstunde ausstossen.

⁸⁷ Ein ähnlicher Kredit für vermiedenen Brennstoff zur Wassererwärmung kann es dieser Technologie sogar ermöglichen, Elektrizität mit negativen Kosten zu produzieren. Das Diagramm vernachlässigt in konservativer Art solche Kredite (die stark anlagen-abhängig sind) und stellt einen typischen positiven Verkaufspreis dar.

⁸⁸ Wir vernachlässigen hier die bescheidenen und gut vergleichbaren Energiebeträge, die zur Herstellung eines Generators jeglicher Bauart benötigt werden (Graue Energie). Ebenso vernachlässigen wir mögliche Energiebeträge, die für die langfristige Handhabung des atomaren Abfalls oder für die Extraktion von Uran aus Erzen mit geringem Urangehalt nötig sind.

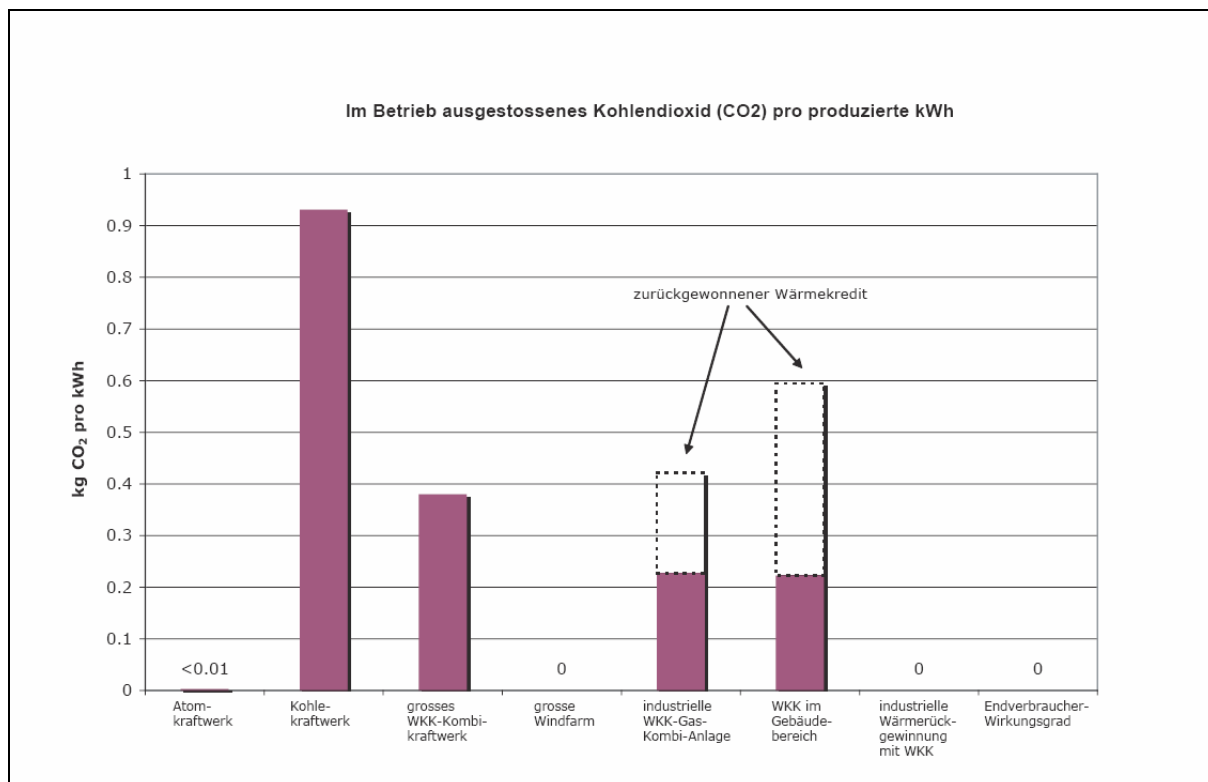


Abbildung 2: Im Betrieb ausgestossenes Kohlendioxid pro produzierte kWh

Kohlekraftwerke stossen von allen konventionell-thermischen Kraftwerken pro Kilowattstunde mit Abstand am meisten CO₂ aus. Der Ersatz von Kohlekraftwerken steht also zuoberst auf der Prioritätenliste, wenn es um die Reduktion des CO₂-Ausstosses geht. Eine Kilowattstunde Atomstrom bringt die ungefähr 900 g CO₂ nahezu zum Verschwinden, die bei der Produktion einer Kilowattstunde Kohlestrom freigesetzt werden. Aber genau denselben Effekt hat auch eine Kilowattstunde Windstrom, eine Kilowattstunde aus industrieller WKK mit Wärmerückgewinnung oder eine Kilowattstunde, die dank Effizienz des Endverbrauchers eingespart wurde. Und eine Kilowattstunde aus einer der letzten drei Ressourcen ohne CO₂-Ausstoss kostet mindestens einen Drittel weniger als eine Kilowattstunde Atomstrom. Also reduziert man mit ihnen pro Dollar den CO₂-Ausstoss viel stärker!

Industrielle Gas-Kombi-WKK und WKK im Gebäudebereich verbrennen in der Regel Erdgas; dabei wird ebenfalls CO₂ frei (allerdings nur halb so viel wie bei Kohle). Eine Erdgaskilowattstunde kann also weniger CO₂-Ausstoss vermeiden als eine Kilowattstunde Atomstrom, nämlich etwa 700g.⁸⁹ Obwohl WKK pro Kilowattstunde weniger CO₂-Ausstoss vermeidet als ein Atomkraftwerk, vermeidet diese Technologie pro Dollar Stromkosten mehr CO₂ als Atomstrom, denn sie ist viel preiswerter. Wenn wir davon ausgehen, dass eine Kilowattstunde Strom ab WKK etwa halb so viel wie eine Kilowattstunde Atomstrom kostet, dann erhält man pro Dollar doppelt soviel WKK-Strom wie Atomstrom. Also vermeidet man so 1,4 Kilogramm CO₂ für denselben Preis, mit dem man bei Atomstrom nur 900g vermieden hätte.

⁸⁹ Da die genutzte Abwärme bei WKK Brennstoff zur Wassererwärmung ersetzt, vermeidet WKK mehr CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde als ein grosses gasbefeuertes Kraftwerk.

Abbildung 3 vergleicht die Kosteneffizienz verschiedener Elektrizitäts-Optionen beim Vermeiden von CO₂-Emissionen. Wir betrachten sowohl die Kosteneffizienz, gemessen in Kilowattstunden pro Dollar, als auch die Kohlendioxid-Emissionen, falls es diese überhaupt gibt.

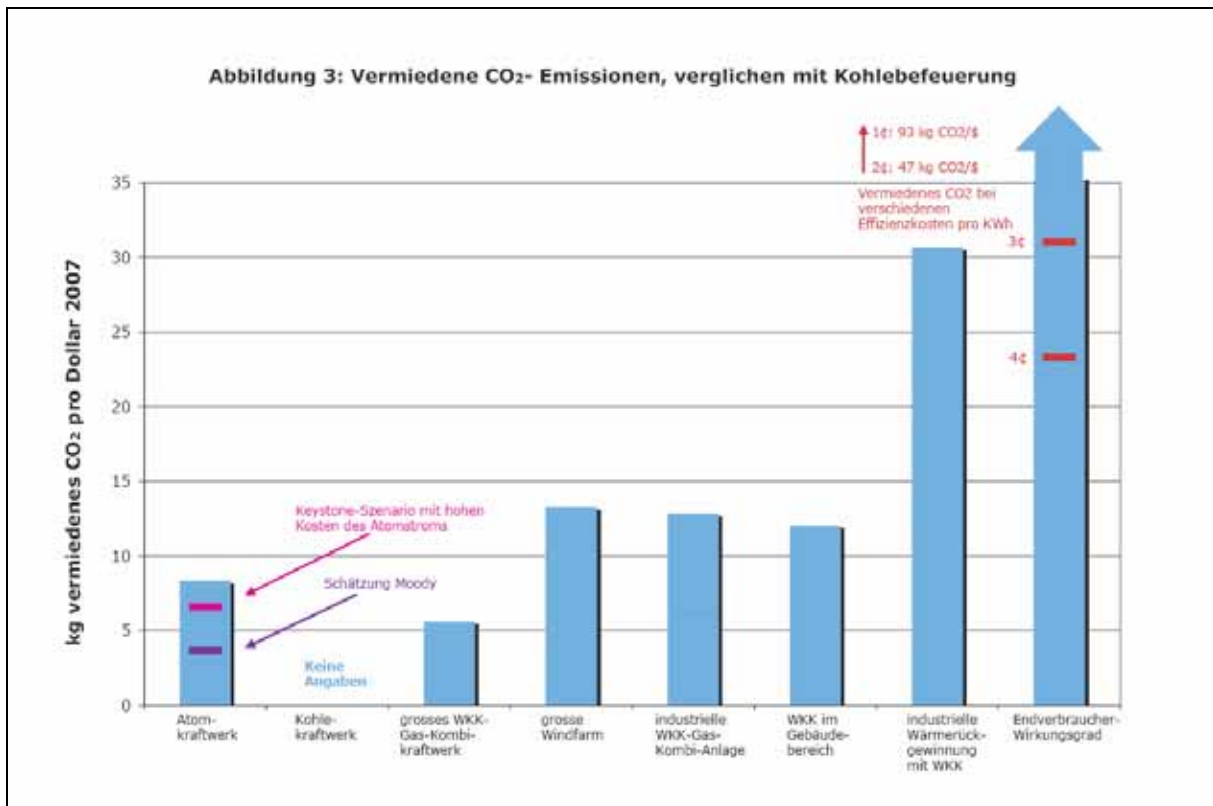


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen, verglichen mit Kohlebefeuerung

Atomenergie ist die teuerste Option und bringt deshalb pro Dollar weniger Kilowattstunden als ihre Konkurrenz. So ist es nicht überraschend, dass Atomstrom auch beim Klimaschutz, gemessen in vermiedenem CO₂ pro Dollar, zu den Verlierern gehört. Noch schlechter ist nur das zentralisierte Erdgas-Kombikraftwerk ohne WKK.⁹⁰ Stabilisierte Windenergie und WKK sind 1,5-mal kosteneffizienter als Atomenergie beim Vermeiden von CO₂. So liegen auch die Effizienzkosten bei unglaublichen 7 Cents pro Kilowattstunde. Die Effizienz bei üblicherweise beobachteten Kosten schlägt die Atomenergie mit grossem Vorsprung – zum Beispiel um etwa das Zehnfache für Effizienzkosten von 1 Cent pro Kilowattstunde.

Neue Atomenergie ist so teuer, dass man beim Verschieben eines ausgegebenen Dollars vom Atomstrom zur Effizienz das Klima sieben mal besser schützt, als wenn man einen ausgegebenen Dollar von der Kohle zur Atomenergie verschiebt. Unter durchaus vernünftigen Annahmen kann man zeigen, dass das Ausgeben eines Dollars für neue Atomenergie statt für effiziente Nutzung der elektrischen Energie für das Klima schlechter ist als wenn man den Dollar für ein neues Kohlekraftwerk ausgegeben hätte! Wenn uns

⁹⁰ Wenn auf lange Sicht die Gaspreise niedriger als die hier angenommenen (7,72 Dollar pro 1,055 GJ [= 1 Mio. British Thermal Units (BTU)]) sind und wenn man die aktuell hohen atomaren Kosten berücksichtigt, dann könnten die WKK-Kombi-Kraftwerke pro Dollar mehr CO₂ vermeiden als Atomkraftwerke. Dies könnte sogar schon mit den hier angenommenen Preisen möglich sein, wenn man die Fähigkeit der WKK-Kombi-Kraftwerke zu lastgeführtem Betrieb sauber in Rechnung stellt. Damit ergänzen sie in idealer Weise saubere, billigere, variable, erneuerbare Quellen wie z.B. die Windenergie.

Massnahmen gegen den Klimawandel wirklich ein ernsthaftes Anliegen sind, müssen wir unsere Investitionen gut überlegen, um den Klimaschutz auszuweiten und zu beschleunigen. Weil Atomenergie teuer ist und der Bau von Atomkraftwerken viel Zeit in Anspruch nimmt, führt die Beschaffung von mehr Atomstrom anstelle von Strom der billigeren, flexibleren Konkurrenz letztlich zu einer Reduktion und Verlangsamung des Klimaschutzes!

13.4 Fragwürdige Zuverlässigkeit

Alle Kraftwerke bzw. Generatoren können eine Panne haben. Die Unterschiede liegen bei den Gründen, der Häufigkeit, beim Umfang, bei der Dauer des Ausfalls und bei der Wahrscheinlichkeit einer Panne. Auch die zuverlässigsten und grössten Kraftwerke produzieren die elektrische Energie nicht ununterbrochen: Wenn sie ausfallen, dann fehlt ein Leistungs-Brocken im Gigawatt-Bereich. Und das kann dann erst noch ziemlich lange dauern. Von allen fertig gestellten 132 Atomkraftwerken in den USA (das sind 52% der ursprünglich 253 bestellten Kraftwerke) waren 21% ständig und unvorhergesehen wegen Zuverlässigkeits- und Kosten-Problemen nicht am Netz, während weitere 27% zumindest einmal für ein Jahr oder länger ausfielen. Auch zuverlässig betriebene Atomkraftwerke müssen durchschnittlich für 39 Tage alle 17 Monate für Unterhalts- und Revisionsarbeiten abgeschaltet werden. Um mit diesen Ausfällen von Atomkraftwerken und grossen konventionell-thermischen Kraftwerken, die während etwa 8% der Zeit nicht am Netz sind, umgehen zu können, müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) etwa 15% Produktions-Überkapazität betreiben. Einige dieser Reserve-Kraftwerke arbeiten sogar ständig im Leerlauf, um im Bedarfsfall sofort bereit zu sein! Gebiete, die sehr stark vom Atomstrom abhängig sind, gehen besonders grosse Risiken ein, denn eine Dürre, ein ernsthaftes Sicherheitsproblem, oder ein terroristischer Zwischenfall können den gleichzeitigen Ausfall gleich mehrere Atomkraftwerke gleichzeitig verursachen.

Atomkraftwerke haben noch einen weiteren Nachteil: Aus Sicherheitsgründen müssen sie im Falle einer Panne sofort abgeschaltet werden können; aus kernphysikalischen Gründen können sie nachher nicht sofort wieder eingeschaltet werden. Während des Stromausfalls im Nordosten der USA im August 2003 mussten neun tadellos funktionierende Atomkraftwerke abgeschaltet werden. Zwölf Tage später, während denen sie langsam wieder hochgefahren wurden, hatte ihr mittlerer Kapazitätsverlust die 50% -Grenze überschritten. Während den ersten drei Tagen, als sie am nötigsten gewesen wären, lag ihre mittlere Energieabgabe 3% tiefer als unter Normalbetrieb.

Die grossen Übertragungsleitungen, die wegen konzentrierten Atomkraftwerken nötig sind, sind verletzlich für Gewitter, Eisstürme, Gewehrgeschosse und andere Störungen. Je grösser unsere Kraftwerke und Leitungen werden, umso häufiger und verbreiteter werden regionale Stromausfälle. Weil 98 bis 99% der Ausfälle von den Übertragungsleitungen ausgehen, wird die Zuverlässigkeit grösser, wenn man das Verteilnetz weglässt und stattdessen zu effizient genutzten, diversifizierten und gut verteilten Ressourcen übergeht, die sich in der Nähe der Stromkonsumenten befinden. Zudem ist es viel unwahrscheinlicher, dass viele kleine Produktionseinheiten gleichzeitig eine Panne hat. Ihre Unterschiedlichkeit und geographische Verteilung machen sie insgesamt extrem zuverlässig, auch wenn die einzelne Produktionseinheit nicht einmal sonderlich zuverlässig ist.

Die Sonne scheint nicht ständig auf ein bestimmtes Solarpanel; ein bestimmter Windgenerator steht nicht immer in einer steifen Brise. Und doch sind sowohl die Windenergie, deren globales Potenzial 35 mal so gross ist wie der Weltbedarf an elektrischer Energie, als auch die Sonnenenergie, von der innert etwa 70 Minuten soviel auf die Erde fällt, wie die ganze Menschheit jedes Jahr braucht, bei richtiger Stabilisierung imstande, zuverlässig Strom zu liefern, ohne dass die Reserveleistung oder Speicherung hohe Kosten verursachen würden. Diese variablen erneuerbaren Energiequellen werden gemeinsam zuverlässig, wenn sie im Typ und in der räumlichen Anordnung diversifiziert werden und wenn sie mit drei Typen von Ressourcen integriert werden: mit kontinuierlichen Erneuerbaren (geothermischen Kraftwerken, kleinen Wasserkraftwerken, Biomasse-Kraftwerken, usw.), bestehenden konventionell-thermischen Kraftwerken und der richtigen Reaktion auf die Kundennachfrage. Zu dieser Integration gehören die Wettervorhersage, um die zu erwartende Leistung der verschiedenen erneuerbaren Quellen zu prognostizieren, und Hilfsmittel, um die Nachfragemuster und die Produktion der Wasserkraftwerke zu prognostizieren.

Um die Elektrizitätsproduktion trotz grosser Anteile an Wind- und Sonnenenergie im Kraftwerksportfolio zuverlässig aufrecht erhalten zu können, braucht es nicht in erster Linie Reserve- oder Speicherkapazitäten, sondern Hilfsmittel, die für die Steuerung der Leistung grosser konventionell-thermischer Kraftwerke ohnehin schon vorhanden sind. Das Gerücht, erneuerbare Energiequellen seien unzuverlässig, wurde schon längst sowohl durch die Theorie als auch durch die praktische Erfahrung Lügen gestraft.

13.5 Grosse Subventionen, um von grossen finanziellen Risiken abzulenken

Beim jüngsten Atomkraftwerk-Projekt in den USA rechnet man mit Kosten von 12 bis 24 Milliarden Dollar (bei einer Leistung von 2,2 bis 3,0 Gigawatt). Dieser Betrag liegt um ein Mehrfaches über den Schätzungen der Industrie und ist ausserhalb der Darstellung der Abbildung 1. Die Besitzerin, eine grosse Holding-Gesellschaft, die in 27 US-Bundesstaaten aktiv ist, hat jährliche Einnahmen von nur 15 Milliarden Dollar. Solch hohe und extrem schwer abschätzbare Kosten machen nun die Finanzierung von Atomkraftwerken, die dem freien Markt ausgesetzt sind extrem teuer, was in jener Hälfte der USA der Fall ist, wo das Elektrizitätsversorgungssystem umgebaut worden ist. In der anderen Hälfte der USA ist das Projekt extrem anfällig auf politisch herausfordernde, plötzliche Änderungen der Zinssätze: Eine neue Kilowattstunde Atomstrom kostet z.B. 16 Cents. Wenn dieser Betrag über Jahrzehnte hinweg „nivelliert“ werden soll, muss die Betreiberfirma im ersten Betriebsjahr mindestens 27 Cent pro Kilowattstunde haben, um die hohen Investitionskosten tragen zu können.

Nachdem sie von den Investoren im Stich gelassen werden, wenden sich die Förderer der Atomenergie einmal mehr an die Steuerzahler, die schon den Grossteil des nuklearen Unfallrisikos tragen und die beim Erteilen von Betriebsbewilligungen herzlich wenig zu sagen haben. In den USA versichern die Steuerzahler die Betreiber der Atomkraftwerke auch gegen legale oder regulatorische Verzögerungen und haben schon jahrzehntelang bestehende Atomkraftwerke mit 1 bis 5 Cents pro Kilowattstunde subventioniert. Im Jahre

2005 erreichte die politisch mächtige Atomlobby eine Erhöhung dieser Subventionen auf 5 bis 9 Cent pro Kilowattstunde für neue Atomkraftwerke oder 60 bis 90% der gesamten projektierten Anlagekosten. Sie hoffte damit neue Anlagen finanziell attraktiver machen zu können. Wallstreet reagierte aber nicht mit Investitionen. Im Jahr 2007 setzte die Atomindustrie erleichterte gesetzliche Vorschriften durch, die ihre 100% Darlehens-Garantie (für eine 80%ige Schulden-Finanzierung) noch wertvoller machten – das Ganze macht, gestützt auf die Daten eines Projekts, für eine einzige Atomanlage etwa 13 Milliarden Dollar aus. Aber die gestiegenen Kosten hatten mittlerweile die 4 Milliarden Dollar-Darlehens-Garantie aus dem Jahre 2005 für einen einzelnen Reaktor schon zu klein werden lassen. Darum erhöhte der Kongress die Garantie der Steuerzahler auf 18,5 Milliarden Dollar. Im Jahre 2008 wird der Kongress um eine weitere Darlehens-Garantie von über 30 Milliarden Dollar angegangen werden. In der Zwischenzeit hat das unparteiische Budget-Büro des Kongresses entschieden, dass Verluste wahrscheinlich seien.

Die Wallstreet bezweifelt nach wie vor, dass Atomenergie wirklich so konkurrenzfähig ist, wie behauptet wird. Soeben hat Warren Buffet ein Atomprojekt aufgegeben, weil es „ökonomisch keinen Sinn macht.“ Und mit ihm wollen sich auch andere Kapitalgeber aus dem Atomgeschäft zurückziehen. Das Atomenergie-Institut versucht darum, die allzu rosigen Erwartungen, die es zu wecken hoffte, etwas zu dämpfen. Es sagt jetzt, die Bestellungen für neue Atomkraftwerke in den USA kämen nicht in Form einer Flutwelle, sondern als zwei kleine Wellenberge: Bis 2015 oder 2016 würden fünf bis acht neue Atomkraftwerke ans Netz gehen. Falls deren Bau unter Einhaltung von Budget und Zeitplan abgelaufen sei, würde eine zweite Staffel kommen. Sogar dieses Szenario wird von manchen erfahrenen Fachleuten aus der Energieindustrie im privaten Kreis angezweifelt. Auf dem heutigen Kapitalmarkt können die Behörden nur etwa so viele neue Atomkraftwerke bauen, wie sie dem Steuerzahler Geld für deren Finanzierung abknöpfen können.

13.6 Die Revolution der „Kleinstkraftwerke“

Während sich die Atomenergie erfolglos bemüht, privates Kapital anzuziehen, sind Investoren auf billigere, schnellere, risikoärmere Alternativen umgestiegen, die von der Zeitschrift The Economist „Kleinstkraftwerke (micropower)“ genannt werden. Das sind dezentrale Turbinen und Generatoren in Fabriken oder Gebäuden (in der Regel handelt es sich hierbei um Wärmekraftkopplungsanlagen) und alle erneuerbaren Elektrizitäts-Quellen mit Ausnahme grosser Wasserkraftwerke mit Dämmen (über 10 Megawatt). Diese Alternativen übertrafen im Jahr 2002 leistungsmässig bereits die gesamte global installierte Atomkraftwerksleistung. Im Jahr 2006 übertrafen sie die Produktion des globalen Atomkraftwerkparcs. Am globalen jährlichen Zuwachs an Produktionskapazität für elektrische Energie macht die Atomenergie etwa 2% aus, während die „Kleinstkraftwerke“ (gemittelt über die Jahre 2004 bis 2007) 28% ausmachen; ihr Anteil wird 2007/2008 wohl noch grösser sein.

Ein noch preiswerterer Konkurrent ist die Endverbraucher-Effizienz (genannt „Negawatt“): Hier wird Elektrizität gespart, indem sie effizienter oder zu besser gewählten Zeitpunkten eingesetzt wird. Obwohl die Subventionen hier in der Regel kleiner sind als im Atommarkt und obwohl viele Hindernisse bestehen bezüglich fairem Markteintritt und Wettbewerb, haben Negawatt und Kleinstkraftwerke in jüngster Zeit auf dem weltweiten Markt grosse

Erfolge gehabt. Die aktuelle und die von der Industrie prognostizierte Stromproduktion durch Kleinstkraftwerke läuft jener der Atomkraftwerke längst davon. Dazu muss man nicht einmal das schwer berechenbare zusätzliche Wachstum in Negawatts oder irgendwelche fossil befeuerten Generatoren unter 1 Megawatt mitzählen (siehe Abbildung 4).⁹¹

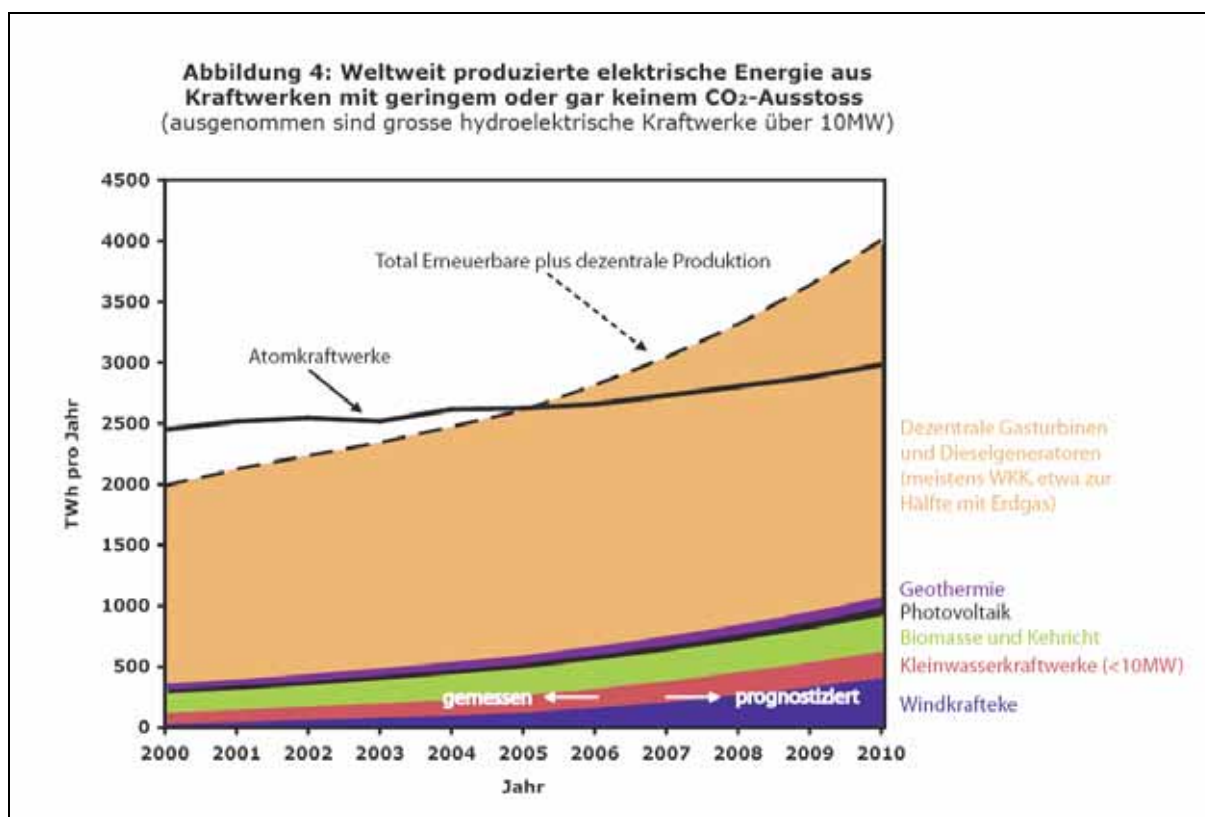


Abbildung 4: Weltweit produzierte elektrische Energie aus Kraftwerken mit geringem oder gar keinem CO₂-Ausstoss

Die Atomindustrie behauptet nach wie vor, ihre einzigen ernsthaften Konkurrenten seien grosse Kohle- und Gaskraftwerke. Aber auf dem Markt haben sich die Fronten bereits verschoben: Jetzt konkurrenzieren sich grosse thermische Kraftwerke und Kleinstkraftwerke einerseits und Megawatt und Negawatt andererseits. In den USA wurde zum Beispiel allein im Jahr 2007 mehr Windkraftwerksleistung zugebaut als in den fünf letzten Jahren aufsummiert Kohlekraftwerksleistung zugebaut wurde. Indem sie alle zentralisierten thermischen Kraftwerke zusammen überbieten, erbringen Kleinstkraftwerke und Negawatt zusammen etwa die Hälfte der neuen globalen elektrischen Dienstleistungen. Kleinstkraftwerke allein liefern heute einen Sechstel des weltweiten Bedarfs an elektrischer Energie. In zwölf Industrieländern liefern sie sogar zwischen einem Sechstel und mehr als der Hälfte des Bedarfs (die USA liegen mit bloss 4% ganz weit hinten).

In diesem breiter skizzierten Konkurrenzkampf können hohe Preise oder steuerliche Abgaben für Kohlendioxid-Emissionen die Atomenergie nicht vor ihrem Schicksal retten. Falls die Atomenergie sich nur gegen Kohlenstrom wehren müsste, könnte sie mit Preisen

⁹¹ Daten für dezentrale Gasturbinen und Dieselegeneratoren berücksichtigen Generatoren mit einer Leistung von weniger als einem Megawatt nicht.

für Kohlendioxid-Emissionen, die weit über dem aktuellen Marktwert liegen, noch gerettet werden. Aber der Konkurrent des Atomstroms ist nicht der Kohlenstrom! Höhere Preise für Kohlendioxid-Emissionen würden allen Ressourcen, die gar kein Kohlendioxid produzieren (Erneuerbare, WKK mit Wärmerückgewinnung und Negawatt), genauso wie der Atomenergie helfen. Und sogar fossil befeuerte Kraftwerke mit geringem CO₂-Ausstoss dank WKK wären noch im Vorteil.

13.7 „Klein“ bedeutet schnell, risikoarm und mit grossem Gesamtpotenzial

Kleine, schnell erbaute Einheiten entfalten den gewünschten Gesamteffekt schneller als einige wenige grosse, langsam erbaute Kraftwerke. Breit zugängliche Angebote, die verkauft werden wie Handys oder Computer, können gesamthaft schneller mehr bewirken als riesige Kraftwerksanlagen, die gebaut werden wie mittelalterliche Kathedralen. Zudem können sich kleine Kraftwerkseinheiten der sich ändernden Nachfrage nach Elektrizität örtlich und zeitlich besser anpassen. Sogar ein Windgenerator mit mehreren Megawatt kann so schnell errichtet werden, dass in den USA hundert Gigawatt zusätzliche Windenergie installiert sind, bevor das erste Gigawatt neue Atomenergie (wenn überhaupt je ...) ans Netz geht.

Kleine, schnell erbaute Einheiten bedeuten auch finanziell viel kleinere Risiken als grosse, langsam erbaute. Dieser finanzökonomische Vorteil ist bloss die Spitze eines noch viel grösseren Eisbergs: Die über 200 unterschiedlichen, verborgenen finanziellen und technischen Vorteile machen Kleinstkraftwerke etwa zehnmal wertvoller (www.smallispro@table.org), als die gegenwärtigen Preise oder obige Kostenvergleiche vermuten lassen. Die meisten Vorteile sind auch auf Negawatts anwendbar.

Trotz ihrer geringen individuellen Grösse addieren sich die Kleinstkraftwerke und Negawatts zu einer imposanten Gesamtleistung. Innerhalb der nächsten Jahrzehnte können Kleinstkraftwerke und Negawatts die Last der gesamten Versorgung unserer Wirtschaft mit elektrischer Energie übernehmen. Das Forschungsinstitut für elektrische Energie (Electric Power Research Institute [EPRI]), der „Think Tank“ der Elektrizitätsversorger, hat errechnet, dass das Negawatt-Potenzial der USA (billiger als bloss ein bestehendes Atomkraftwerk laufen zu lassen und die erzeugte elektrische Energie abzuliefern) zwei- bis dreimal so gross ist wie der Beitrag von 19%, den die Atomkraftwerke zum Elektrizitätsmarkt der USA beitragen. Das RMI hat eine detailliertere Studie gemacht und einen noch grösseren Faktor gefunden. WKK in den Fabriken der USA kann soviel Strom produzieren wie die Atomkraftwerke; der Beitrag wird noch grösser, wenn WKK in Gebäuden, die 69% der amerikanischen elektrischen Energie konsumieren, noch dazu kommt. Windkraftwerke an akzeptablen Standorten in den USA können zu konkurrenzfähigen Preisen mindestens das Doppelte an Strom produzieren, das die gesamte Nation konsumiert. Andere Erneuerbare können den Beitrag noch vergrössern, ohne wesentlichen Landverbrauch, ohne Variabilität der Produktion oder andere Einschränkungen. Also können allein WKK, Windenergie und Stromeffizienz – alle zu konkurrenzfähigen Preisen – die gegenwärtige Produktion der Atomkraftwerke in den USA etwa um den Faktor 14 übertreffen.

Die Atomenergie mit ihren jahrzehntelangen Projektierungszyklen, den Schwierigkeiten der Standortwahl und (in erster Linie) ihrer fehlenden Attraktivität für privates Kapital kann hier ganz einfach nicht mithalten. Im Jahr 2006 hat sie zum Beispiel weltweit weniger Leistung

zugebaut als die Photovoltaik oder nur einen Zehntel des Zubaus an Windenergie oder 30 bis 41 mal weniger als die Mikrokraftwerke. Die Erneuerbaren (ausgenommen sind die Grosswasserkraftwerke) erhielten 56 Milliarden Dollar privates Risiko-Kapital; die Atomkraft erhielt wie üblich nichts. Die in China installierte Leistung in dezentralen erneuerbaren Kraftwerken war siebenmal grösser als jene der Atomenergie; die Erneuerbaren wuchsen siebenmal schneller. Im Jahr 2007 bauten China, Spanien und die USA je einzeln mehr Windenergie zu als weltweit Atomenergie zugebaut wurde. Die Atomindustrie posaunt ihr ach so grossartiges Wachstum hinaus, dabei sind die Kleinstkraftwerke leistungsfähiger und wachsen 18-mal schneller.

13.8 Sicherheitsrisiken

Zu Recht nennt Präsident Bush die Verbreitung von Atomwaffen die grösste Gefahr für die USA. Aber diese Proliferation wird ganz wesentlich unterstützt und erleichtert durch die Verbreitung von Material, Ausrüstung, Wissen und Kenntnissen im Zusammenhang mit dem Bau von Atomkraftwerken. Und das alles versteckt sich hinter einer unschuldig aussehenden zivilen Tarnung. Die Wiederaufbereitung von Kernbrennstoff, die Präsident Bush ja wieder aufnehmen möchte, macht die Handhabung von Atomabfällen viel komplizierter, erhöht die Kosten und fördert die Proliferation von Atomwaffen. Dagegen würde das Anerkennen der Tatsache, dass Atomkraft auf dem Markt versagt hat, und die Hinwendung zu sicheren, kostengünstigen Energie-Optionen für die weltweite Entwicklung diejenigen demaskieren und bestrafen, die Atomwaffen verbreiten, indem die Bestandteile, die zum Bau von Bomben nötig sind, viel schwerer zu beschaffen wären. Wer diese Bestandteile dennoch beschaffen wollte, müsste viel verdeckter vorgehen. Wer beim Versuch der Beschaffung schliesslich ertappt würde, hätte einen grossen politischen Gesichtsverlust zu erleiden. Das würde die Proliferation viel schwieriger machen. Zudem wäre sie leichter rechtzeitig zu entdecken, indem die spärlichen nachrichtendienstlichen Mittel auf die Nadeln statt auf die Heuhaufen angesetzt werden könnten.

Die Atomkraft steht auch vor anderen einmalig grossen Herausforderungen wie zum Beispiel den langlebigen radioaktiven Abfällen, der Möglichkeit von Unfällen von katastrophalen Ausmassen oder der Verletzlichkeit gegenüber terroristischen Angriffen. Aber in einer Marktwirtschaft hat diese Technologie auch ohne derartige Probleme keine Chancen; also müssen wir hier auf solche Gesichtspunkte gar nicht eintreten.

13.9 Schlussfolgerungen

Warum halten Leute, die sonst gut informiert sind, die Atomkraft nach wie vor für ein Schlüsselement einer guten Klimastrategie? Jedenfalls nicht, weil diese Auffassung einer gewissenhaften Analyse standzuhalten vermöchte. Es scheint eher, die Gründe lägen in einer oberflächlich attraktiven Story, bei einer unheimlich starken und effizienten Lobby, bei einer neuen Generation, die vergessen hat oder gar nie wusste, warum die Atomkraft schon früher versagt hat (seither hat sich fast nichts verändert), bei Führern in fast allen grossen Regierungen, die der Atomkraft gegenüber positiv eingestellt sind, bei tief verwurzelten

Gewohnheiten und bei Gesetzen, die riesige Kraftwerke gegenüber dezentralen Lösungen bevorzugen und die ein übertrieben grosses Angebot einem effizienten Einsatz vorziehen, bei der Tatsache, dass die wirklichen Gewinner im freien Markt in vielen offiziellen Statistiken gar nicht auftauchen (die häufig nur die grossen Kraftwerke im Besitz der Elektrizitätsversorger überhaupt erfassen) und bei schludriger Berichterstattung durch eine haarsträubend unkritische Presse.

Ist es nicht an der Zeit, dass wir die Atomkraft endlich vergessen? Geldgeber, die Bescheid wissen, glauben nicht mehr an sie. PolitikerInnen und ExpertInnen sollten ihrem Beispiel folgen. Nach mehr als einem halben Jahrhundert hingebungsvoller Anstrengung und mit Subventionen aus der Staatskasse von einer halben Billion (d.h. eine Million Millionen) Dollars kann die Atomkraft auf dem Markt nach wie vor nicht bestehen. Wenn wir dieses eindeutige Verdikt des Marktes akzeptieren, können wir endlich weiterfahren, indem wir die besten Käufe zuerst tätigen: Erprobte und weit verbreitete Verfahren, um mehr Kohlendioxid pro investierten Dollar zu vermeiden; Verfahren, die schneller, sicherer, zuverlässiger und von der Öffentlichkeit erst noch besser akzeptiert sind. Wie schon oft in der Vergangenheit, besteht auch jetzt das Finden einer vernünftigen Klima- und Sicherheitsstrategie darin, die Signale der Marktwirtschaft ernst zu nehmen.

13.10 Die Autoren

Amory Lovins ist Physiker und Mitbegründer, Vorsitzender und Chef-Wissenschaftler des Rocky Mountain Institute (RMI), wo Imran Sheikh als Forschungs-Analytiker arbeitet und Alex Markevich Vizepräsident ist. Amory Lovins hat sehr viele Elektrizitätsunternehmen beraten, von denen einige auch Atomkraftwerke betreiben. Die Verfasser bedanken sich bei ihrem Kollegen Dr. Joel Swisher für seine hilfreichen Kommentare und bei vielen zitierten und nicht zitierten Quellen für ihre Unterstützung.

Ein technischer Artikel, der als Vorabdruck einer Publikation in der Ausgabe vom September 2008 in der Zeitschrift „Ambio“ (Königlich Schwedische Akademie der Wissenschaften) erhältlich ist www.rmi.org/sitepages/pid257.php#E08-01, ergänzt diese Zusammenfassung mit allen Einzelheiten und einer umfassenden Dokumentation. Am RMI wird eine globale Datenbank der Kleinstkraftwerke, gestützt auf industrielle und öffentliche Quellen, geführt. Sie ist insgesamt bis und mit 2006, stellenweise schon bis und mit 2007, nachgeführt: www.rmi.org/sitepages/pid256.php#E05-04

14 Manfred Thumann: Neue Atomkraftwerke in der Schweiz – die Position der Stromwirtschaft



Dr. Manfred Thumann

Geschäftsführer KKL und CEO Kernenergie der NOK AG; Mitglied der Konzernleitung der Axpo-Gruppe

Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK)

Parkstrasse 23

CH-5401 Baden

Manfred.Thumann@nok.ch

14.1 Einleitung

Tragfähige Lösungen für die Stromversorgung der Schweiz müssen sowohl ökologischen als auch wirtschaftlichen Kriterien genügen. Die Verknappung natürlicher Ressourcen und die Klimaveränderung bedingen einen haushälterischen Umgang mit Energie und eine Reduktion des CO₂-Ausstosses. Gleichzeitig verlangen Konsumenten und Wirtschaft weiterhin möglichst günstigen Strom. Nur die Kernenergie kann beide Kriterien erfüllen. Mit Blick auf die verfügbaren Optionen bildet die Kernenergie auch in Zukunft einen wichtigen Pfeiler einer CO₂-armen und wirtschaftlichen einheimischen Stromversorgung.

14.2 CO₂-arme Schweizer Stromproduktion

Saubere Luft und ein intaktes Klima für künftige Generationen zu hinterlassen, ist das Ziel einer umweltverträglichen Stromproduktion. In dieser Hinsicht hat die Schweiz viel erreicht: Die CO₂-Emission bei der Wärme- und Stromproduktion beträgt lediglich 24 Gramm pro Kilowattstunde. Mit diesem Wert liegt unser Land deutlich unter den umliegenden Ländern, deren CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde zwischen 87 Gramm in Frankreich und 455 Gramm in Italien liegen. Auch der Durchschnittswert der Europäischen Union liegt mit 370 Gramm um ein Vielfaches über der Schweiz (Abbildung 1). Würde nur die Stromproduktion

verglichen, wären die Unterschiede noch krasser. Ihr Produktionsmix aus Wasserkraft und Kernenergie verschafft der Schweiz deutliche ökologische Vorteile.

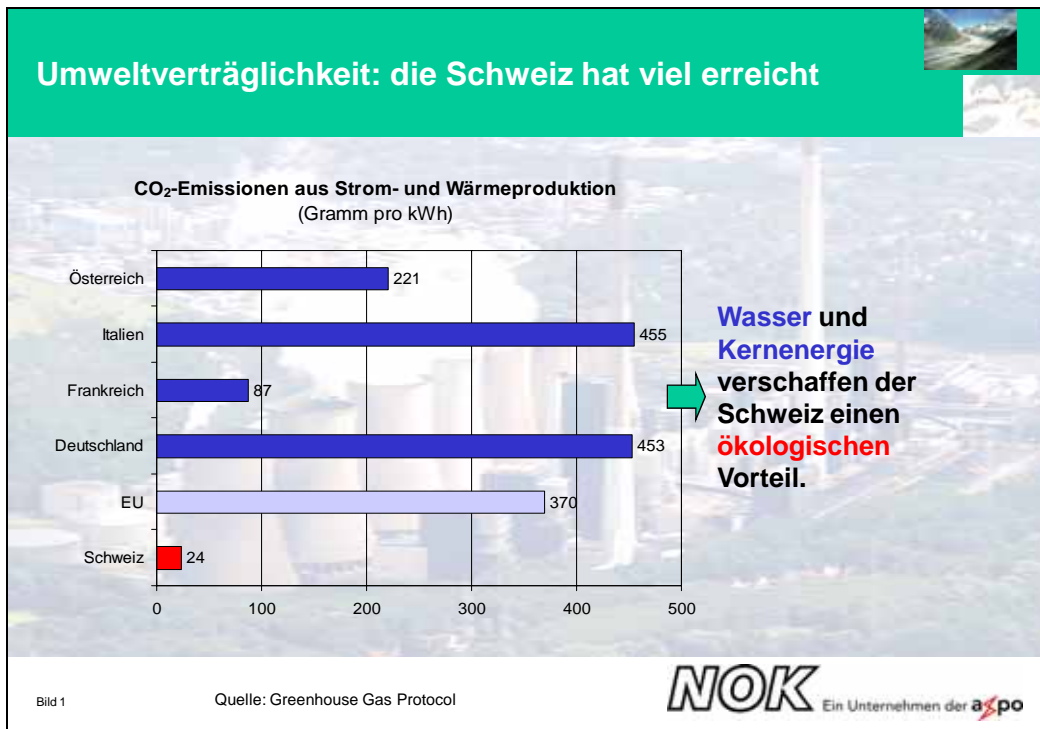


Abbildung 1: Umweltverträglichkeit: die Schweiz hat viel erreicht

14.3 Hohe Umweltverträglichkeit über den gesamten Lebenszyklus

Um die positive Ökobilanz der Kernenergie zu untermauern, hat die NOK für das Kernkraftwerk Beznau eine Environmental Product Declaration (EPD) in Auftrag gegeben – übrigens die erste solche Studie für ein Kernkraftwerk inklusive des Brennstoffrecyclings in Westeuropa (Abbildung 2).

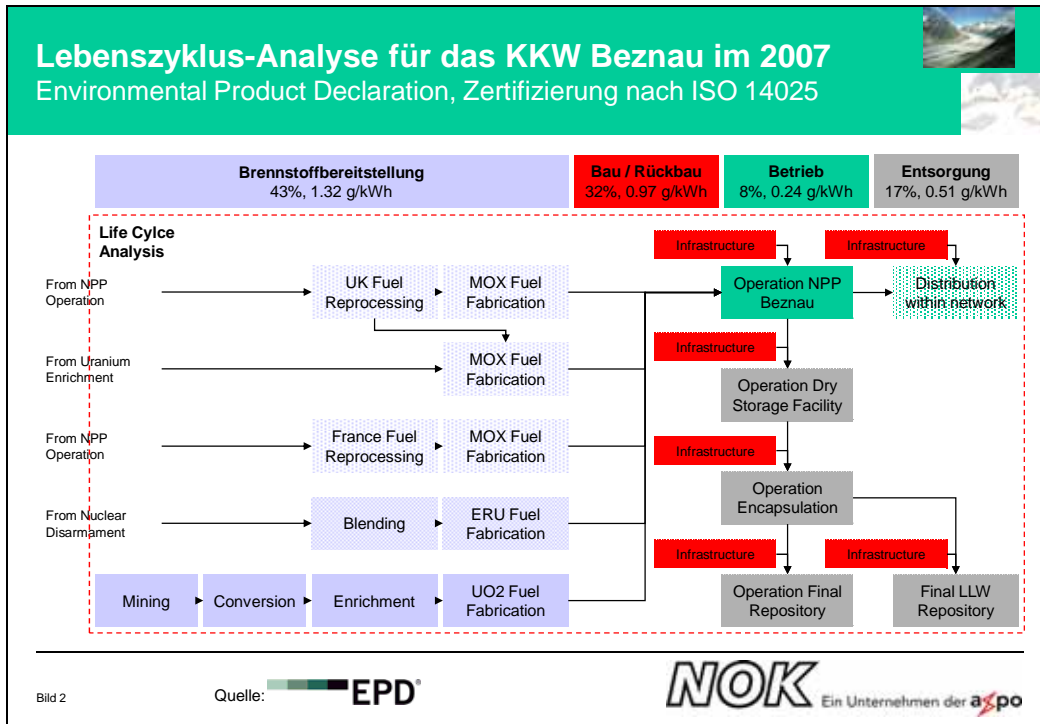


Abbildung 2: Lebenszyklus-Analyse für das KKW Beznau im 2007

Die EPD analysiert den Lebenszyklus des Kernkraftwerks vom Uranabbau bis zur geologischen Tiefenlagerung inklusive Bau, Betrieb und Rückbau des Werks. Jeder Prozess ist bezüglich seiner Auswirkungen auf die Umwelt genauestens dokumentiert. Über den gesamten Lebenszyklus gesehen, verursacht das Kernkraftwerk Beznau 3,04 Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde (Abbildung 3).

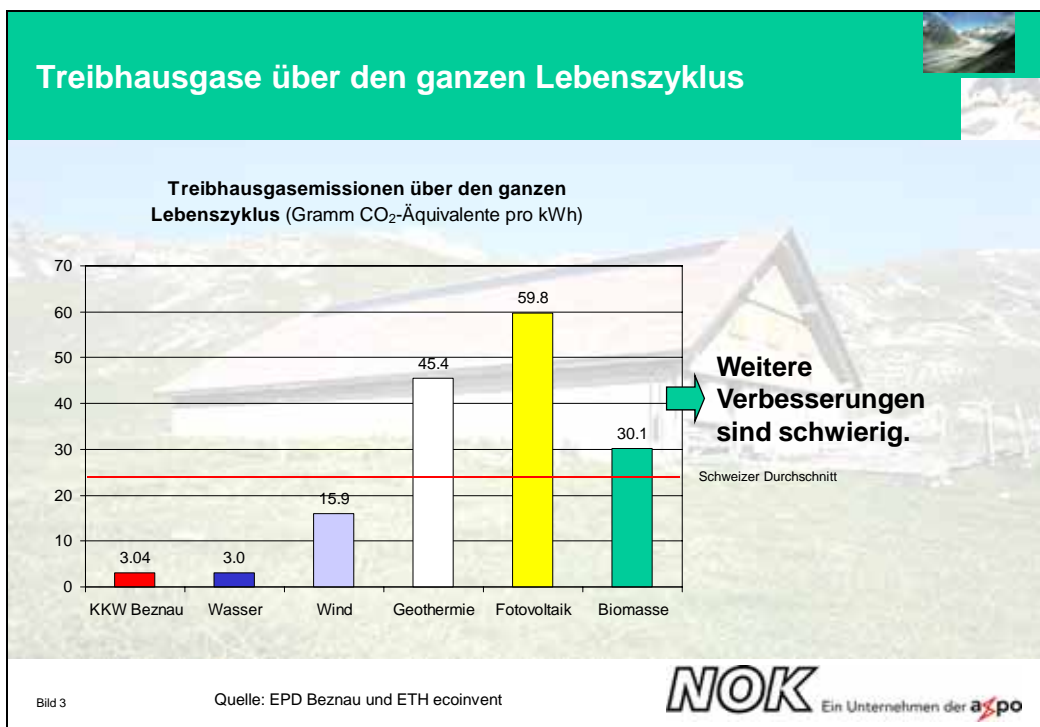


Abbildung 3: Treibhausgase über den ganzen Lebenszyklus

Dieser Wert ist nach ISO-Standard 14025 ermittelt und zertifiziert. Damit liegt die Kernkraft auf einem sehr niedrigen Niveau, vergleichbar mit der Wasserkraft. Eine weitere Verbesserung liesse sich technisch nur schwer realisieren. Gleichzeitig gibt es kaum andere Energieträger, bei denen die CO₂-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus noch geringer sind. Bei der Windkraft, der Geothermie, der Fotovoltaik und bei der Biomasse liegt die Belastung wesentlich höher. Das Problem der Fotovoltaik beispielsweise liegt darin, dass die CO₂-Bilanz durch den Energieverbrauch bei der Herstellung der Solarzellen belastet wird. Würde die Solarzellen-Produktion komplett in der Schweiz erfolgen – mit CO₂-armem Strom aus Wasserkraft oder Kernenergie – sähe die CO₂-Bilanz besser aus. Tatsache ist aber, dass die heute in der Schweiz verwendeten Solarzellen grösstenteils in Deutschland gefertigt wurden, wo die Stromproduktion erheblich mehr Treibhausgase verursacht.

Eine ganzheitliche Betrachtung zeigt weiter, dass bei erneuerbaren Energien eben nicht alles erneuerbar ist. Auch sie benötigen Rohstoffe, die nicht endlos verfügbar sind. Je geringer die Leistungsdichte eines Energieträgers, desto ungünstiger wird das Verhältnis von eingesetzten Rohstoffe für dessen Herstellung und der erzielbaren Strommenge. Insbesondere bei Windrädern und Fotovoltaikzellen ist der Verbrauch an Metallen wie Stahl und Kupfer nicht unerheblich (Abbildung 4).

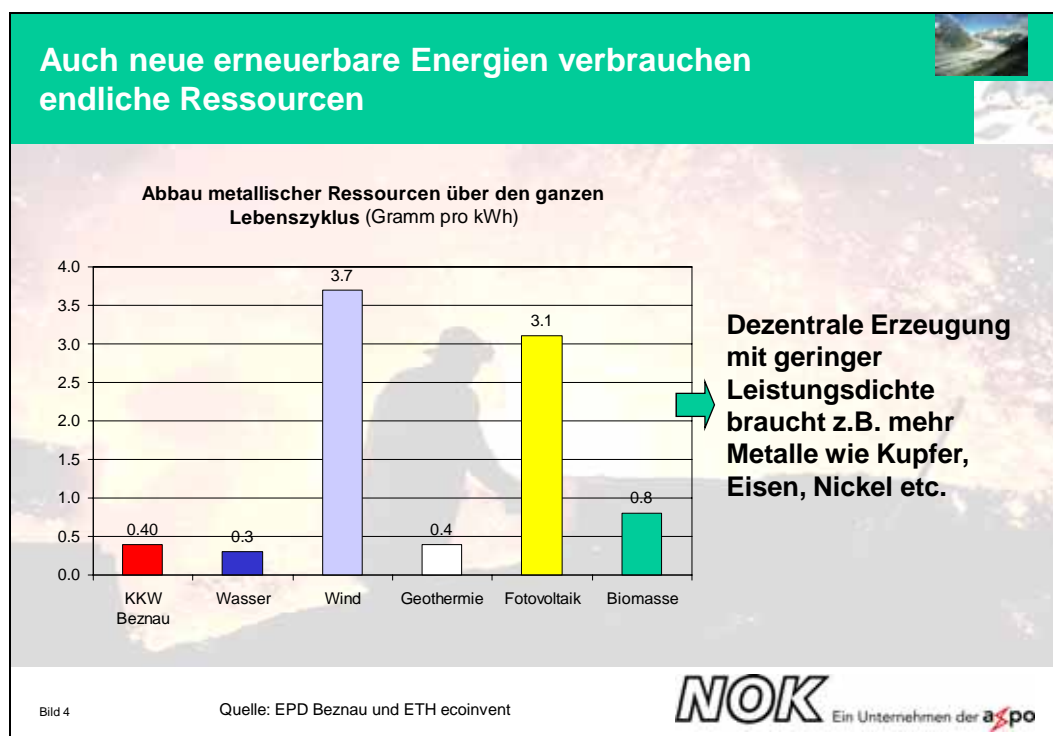


Abbildung 4: Auch neue erneuerbare Energien verbrauchen endliche Ressourcen

Uran ist zwar ebenfalls ein Metall und damit eine endliche Ressource, aber da es relativ häufig auf allen Kontinenten vorkommt und es kaum für andere Anwendungen als Brennstoff zur Anwendung kommt, wird auf absehbare Zeit die Verfügbarkeit hoch bleiben. Beim Kupfer zeigen sich hingegen Knappheitstendenzen, die zu einem starken Anstieg des Kupferpreises über die letzten Jahre führten. Dieser Preistrend wird sich fortsetzen und die Wind- und Solarenergie verteuern.

14.4 Potenzial der erneuerbaren Energien ist limitiert

Erneuerbare Energien werden oft als Lösung für die Stromzukunft der Schweiz angesehen. In der Realität ist das Potenzial der erneuerbaren Energien jedoch stark limitiert. Es reicht bei weitem nicht aus, um die Stromversorgung der Schweiz längerfristig zu sichern. Das theoretische Potenzial der erneuerbaren Energien Kleinwasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Biomasse beträgt ab dem Jahr 2050 je rund 5 Terawattstunden (Abbildung 5). Theoretisch das grösste Potenzial weist die Geothermie auf. Sie hat jedoch einen Rückschlag erlitten, nachdem die Probebohrung in Basel Erderschütterungen ausgelöst hatte. Als Konsequenz dürfte sich die Nutzung der Geothermie weiter in die Zukunft verschieben.

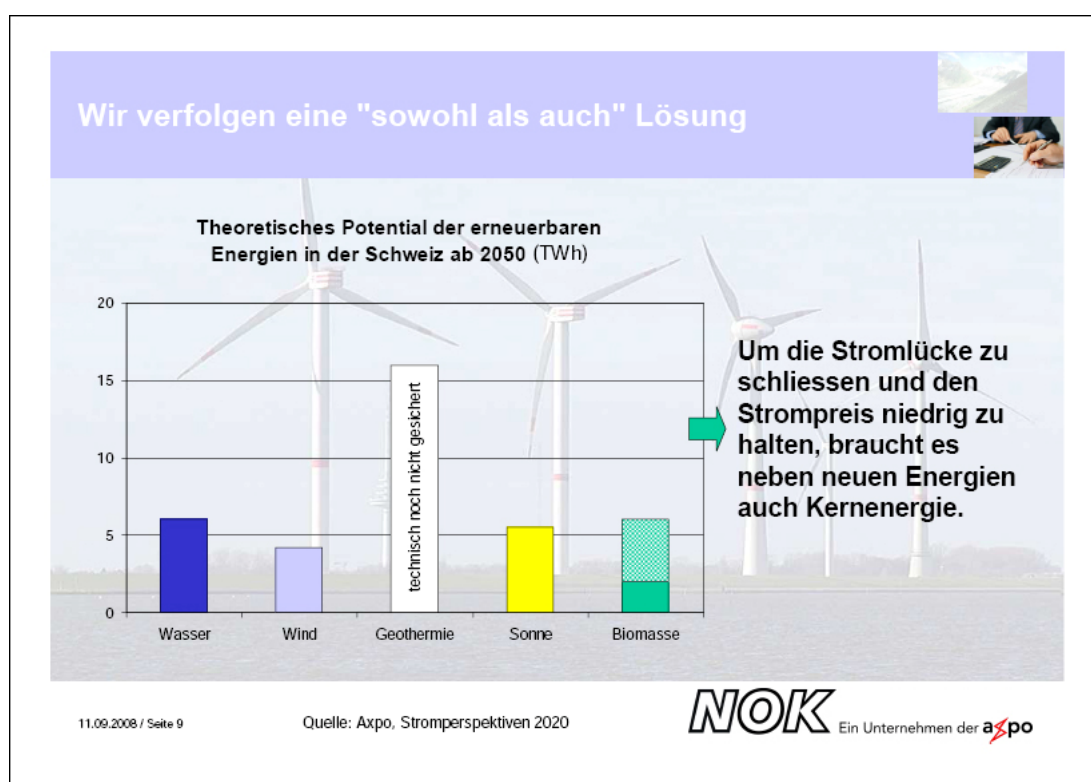


Abbildung 5: Wir verfolgen eine „sowohl als auch“ Lösung

Die Berechnung des theoretischen Potenzials geht bei jedem Energieträger von einem Maximalszenario aus: Alle Möglichkeiten für den Neu- und Ausbau von Kleinwasserkraftwerken würden genutzt, die Windenergie würde aus ca. 2400 Windrädern stammen und der gesamte nachwachsende Wald und alle Biomasse, die zur Verfügung steht, würde zur Stromerzeugung verwendet. Bei der Solarenergie wird angenommen, dass sämtliche für Fotovoltaik geeigneten Gebäudeflächen in der Schweiz entsprechend genutzt würden. Die Sonnenenergie würde zur einen Hälfte für Solarthermie, das heisst zur Warmwasseraufbereitung, und zur anderen Hälfte für die Stromproduktion verwendet. Basierend auf dem technologischen Stand, den man in den nächsten Jahren annehmen kann, resultierte daraus eine Leistung von 5,3 Terawattstunden (Abbildung 6). Selbst wenn auf Solarthermie vollständig verzichtet würde, liessen sich die 20 bis 30 Terawattstunden, welche die Schweiz

in der Zukunft zusätzlich benötigt, kaum erreichen. Fazit: die erneuerbaren Energien allein reichen nicht aus, um die Stromlücke in der Schweiz zu schliessen.

Exkurs: Potential der Fotovoltaik Schweiz


Geographisch:	Ganze Schweiz	
Gebäude:	Bestand aus der Volkszählung 2000 reduziert um ungeeignete Bauten (Standort, Akzeptanz)	
Flächen:	Die Flächen zwischen südost und südwest minus nicht bebaubare Flächen (Kamine, Dachfenster etc.) wurde hälftig für Fotovoltaik und Solarthermie aufgeteilt. Resultierende Fläche: 52 km ²	
Leistung:	6.2 GW _p	
Jahresertrag:	5.3 TWh	


Bild 6


Abbildung 6: Exkurs: Potential der Fotovoltaik Schweiz

14.5 Lagerung radioaktiver Abfälle technisch möglich

Wichtigster Kritikpunkt gegen die Kernenergie ist die Frage der Lagerung der radioaktiven Abfälle. Im Verbund mit der NAGRA arbeitet die Stromwirtschaft intensiv an einer Lösung. In jüngster Zeit konnten wesentliche Fortschritte erzielt werden. Die technische Machbarkeit eines geologischen Tiefenlagers für radioaktiven Abfall in der Schweiz wurde mittlerweile belegt. Es konnte gezeigt werden, dass das scharfe Sicherheitskriterium, keine radioaktive Belastung von Mensch und Umwelt grösser als ein Zehntel der natürlichen Strahlung, während einer Million Jahre in der Schweiz erfüllt werden kann (Abbildung 7). Damit wurde der Entsorgungsnachweis erbracht und vom Bundesrat angenommen. Als nächster Schritt muss der politische Prozess zur Auswahl eines Standorts folgen. Im laufenden Jahr wurde ein Sachplanverfahren eingeleitet, das ein demokratisches Verfahren zur Standortsuche gewährleistet. Die Finanzierung des geologischen Tiefenlagers ist gesichert. Die Strombranche hat dafür einen eigenen Entsorgungsfonds geschaffen, dessen Kostenrechnung regelmässig durch das Bundesamt für Energie kontrolliert wird.

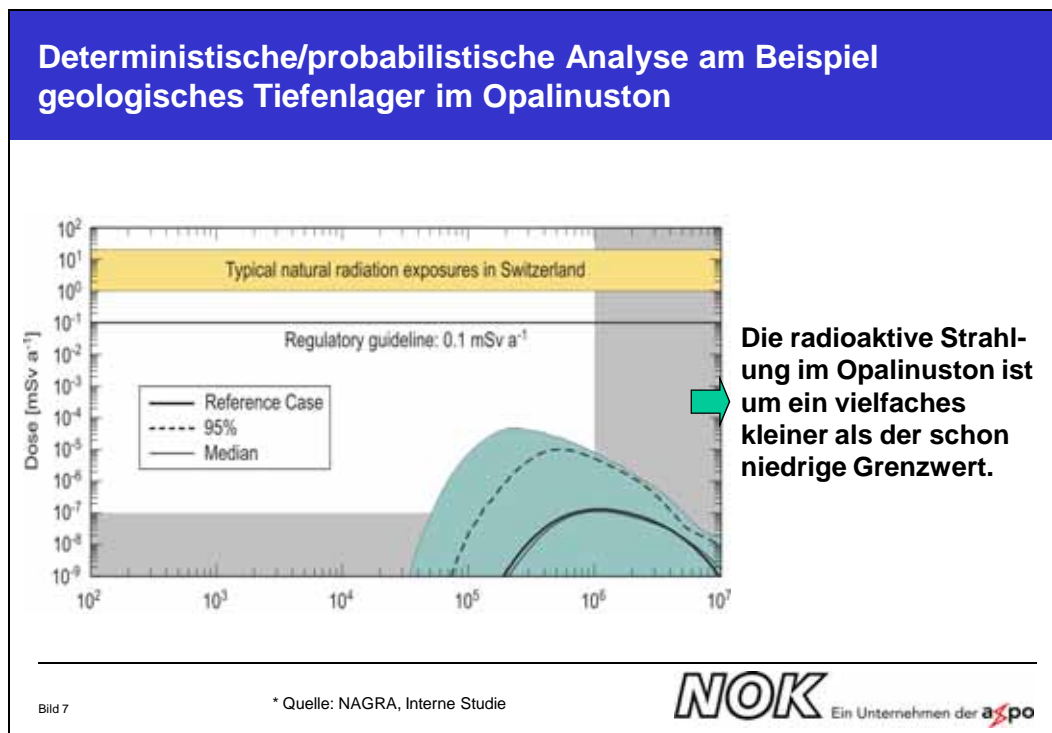


Abbildung 7: Deterministische/probabilistische Analyse am Beispiel geologischer Tiefenlager im Opalinuston

14.6 Kernenergie treibt den Klimaschutz voran

Die Kernkraft sichert nicht nur die Grundversorgung der Schweiz mit umweltfreundlichem Strom, sie schafft auch die Voraussetzungen dafür, dass die Schweiz ihre Vorreiterrolle im Klimaschutz behalten und ausbauen kann. Wärmepumpen sind eine umweltfreundliche, energiesparende Alternative zu Ölheizungen. In der Schweiz hat sich diese Technologie durchgesetzt; neue Heizungen werden heute zu 85 Prozent mit Wärmepumpen ausgerüstet. Entscheidend für die Umweltbilanz von Wärmepumpen ist allerdings, auf welche Weise der benötigte Strom produziert wurde. Nur wenn dieser Strom CO₂-arm hergestellt wurde, können Wärmepumpen ihr ökologisches Potenzial wirklich ausschöpfen.

Ein weiteres Beispiel ist der öffentliche Verkehr: Dieser ist in der Schweiz sehr gut ausgebaut und fährt heute CO₂-frei, da überwiegend mit Wasserkraft. Die Frage ist jedoch: Wie fährt der öffentliche Verkehr von morgen, wenn er wie geplant weiter ausgebaut werden soll? Wo soll der Strom für den Neat-Tunnel herkommen? Nur mit Kernenergie bleibt der öffentliche Verkehr wettbewerbsfähig und umweltfreundlich. Darüber hinaus eröffnet die Kernenergie generell neue Perspektiven für die Mobilität. Elektromobile können dank günstigen Strompreisen eine Alternative zu Benzinautos werden. Zudem vermeiden die vier Kernkraftwerke, die gegenwärtig in der Schweiz in Betrieb sind, 12,5 Millionen Tonnen CO₂ – mehr, als der gesamte private Autoverkehr in der Schweiz ausstösst. Würden diese Kernkraftwerke nicht ersetzt, müssten beim Verkehr massive Einschnitte folgen.

14.7 Günstiger Strom als Wettbewerbsvorteil

Gemäss Preisüberwacher beträgt der durchschnittliche Strompreis in der Schweiz 15,5 Rappen pro Kilowattstunde (*Stand 2006*). Dabei handelt es sich um den Endverbraucherpreis inklusive Netztarife und Steuern. Ein Vergleich mit dem benachbarten Ausland verdeutlicht den Wettbewerbsvorteil der Schweiz: Nur Frankreich liegt mit 19,0 Rappen in Reichweite der Schweiz (Abbildung 8). In Deutschland und Italien beträgt der Strompreis mehr als doppelt so viel, im EU-Schnitt genau doppelt so viel wie in der Schweiz. Ihr Strommix aus Wasserkraft und Kernenergie eröffnet der Schweiz somit nicht nur eine wesentlich bessere Umweltbilanz, sondern auch ökonomische Vorteile.

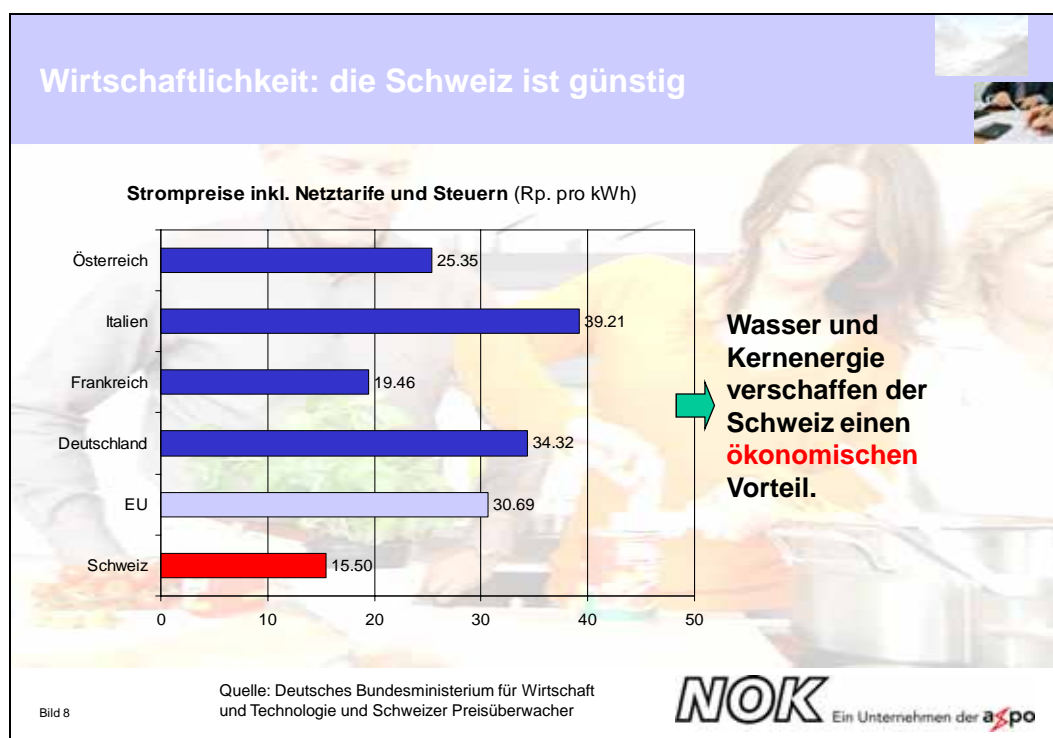


Abbildung 8: Wirtschaftlichkeit: die Schweiz ist günstig

Was eine Erhöhung des Strompreises in der Schweiz auslöst, haben die letzten Wochen gezeigt. Die Reaktionen reichten von Erstaunen bis Empörung und es wurde eine heftige Debatte über die Vor- und Nachteile der Marktöffnung geführt. Strom ist ein wichtiges Gut, sein Preis hat immer auch eine soziale Komponente. Aber nicht nur Konsumentinnen und Konsumenten spüren die Erhöhung des Strompreises, sie betrifft auch die einheimische Wirtschaft unmittelbar. Der im Vergleich zu Europa niedrige Strompreis schafft Wohlstand und sichert Arbeitsplätze. Entsprechend sensibel fällt die Reaktion auf einen Preisanstieg aus. Allerdings hat der Strompreis zwei Seiten: Die Erträge der Stromwirtschaft kommen via Konzessionen, Gebühren, Steuern oder Dividende der öffentlichen Hand zu. Wettbewerbsfähig produzierte Kernenergie sichert somit nicht zuletzt den Standortgemeinden, Kantonen und dem Bund ein stabiles Einkommen für ihre öffentlichen Aufgaben.

Es ist absehbar, dass der Strompreis in der Schweiz steigen wird. Im Herbst 2008 fand eine erste Erhöhung hauptsächlich der Stromtransportkosten statt. Weitere werden folgen, wenn man sich verdeutlicht, dass weltweit die Preise für Erdöl und Erdgas steigen, die Energie in Europa knapper wird und Energieimporte in die Schweiz wesentlich teurer sein werden. Die Frage ist aber: Wie stark wird der Strompreis steigen? Die Antwort hängt davon ab, auf welchen Mix in der Stromproduktion die Schweiz in Zukunft setzen wird. Nur mit dem Ersatz der älteren Kernkraftwerke durch neue leistungsfähigere Kernkraftwerke können die auslaufenden Stromlieferverträge aus Frankreich kompensiert werden und dies mit konkurrenzfähigen Gestehungskosten.

15 Jürgen Trittin: Atomausstieg in Deutschland – Warum Atomausstieg und Klimaschutz zusammen gehören



Jürgen Trittin

Stellvertretender Fraktionsvorsitzender der Fraktion von Bündnis 90 / Die Grünen im Deutschen Bundestag; Bundesumweltminister a. D.

Jürgen Trittin

Unter den Linden 50

D-10117 Berlin

juergen.trittin@bundestag.de

15.1 Einleitung

Mit den Bundestagswahlen 1998 wurde die langjährige Koalition zwischen CDU/CSU und FDP in die Opposition geschickt und SPD und Grüne bildeten eine neue Bundesregierung. Ein zentrales Projekt dieser rot-grünen Bundesregierung war eine umfassende Wende in der Energiepolitik durch einen Ausstieg aus der Atomenergie und einen massiven Ausbau Erneuerbarer Energien. Der Atomausstieg wurde im Koalitionsvertrag wie folgt festgeschrieben: „Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie wird innerhalb dieser Legislaturperiode umfassend und umkehrbar gesetzlich geregelt.“

15.2 Drei Gründe für den Atomausstieg

Die Koalitionsparteien und grosse Teile der Bevölkerung hatten vor allem drei Gründe für den Atomausstieg:

1. Der Reaktorunfall von Tschernobyl hat gezeigt, dass die Betriebssicherheit der Atomkraftwerke nicht sicher gestellt ist. Immer wieder kam es zu kritischen Störfällen in Atomkraftwerken. Und mit Tschernobyl wurde uns vor Augen geführt, was für Auswirkungen ein Reaktorunfall auch über weite Landstriche hinweg hat.

2. Es gibt auf der ganzen Welt kein Endlager für Atommüll. Das Endlager Gorleben wurde ohne Standortauswahl, zudem nach willkürlichen Kriterien festgelegt. Einer vergleichenden Untersuchung verwehrt sich die Atomindustrie bis heute. Der Nachweis, dass man den Atommüll mehr als 1 Million Jahre sicher einlagern kann wurde nicht erbracht. Man betreibt also die deutschen Atomkraftwerke ohne zu wissen, was mit dem Atommüll passiert. Das ist als ob man mit einem Flugzeug startet und noch keine Landebahn gebaut hat.
3. Der Abwurf der Atombombe in Hiroshima mahnt bis heute vor den Gefahren des militärischen Einsatzes der Atomtechnologie. Zwischen der militärischen und der zivilen Nutzung der Atomenergie gab es aber schon immer grosse Schnittmengen und Ergänzungen. Ein Grossteil der Technologie die man für die friedliche Nutzung der Kernenergie benötigt, wird auch für den Bau der Atombombe benötigt. Die Gefahr der Weiterverbreitung der Atomtechnologie wird von der Staatengemeinschaft gerade deswegen so ernst genommen, da praktisch alle Staaten, die über Atombomben verfügen, wie z.B. Pakistan, ihre Erkenntnisse aus dem zivilen Bereich gewonnen haben.

15.3 Ausstieg im Konsens

Die rot-grüne Bundesregierung legte sich 1998 sehr früh darauf fest, dass der Ausstieg über einen Atomkonsens führen sollte. Ziel war es, ihn mit den Betreibern auszuhandeln. Dazu hiess es 1998: „die neue Bundesregierung (wird) die Energieversorgungsunternehmen zu Gesprächen einladen ... um Schritte zur Beendigung der Atomenergie und Entsorgungsfragen möglichst im Konsens zu vereinbaren.“

Nicht nur die rot-grüne Bundesregierung und grosse Teile der Bevölkerung setzten auf diesen Atomkonsens, auch die Industrie selbst hatte Interesse an einem solchen Konsens.

Den gesicherten Betrieb ihrer Atomkraftwerke sahen die Betreiber in Gefahr, da nun mit mir als grünem Bundesumweltminister ein ausgewiesener Gegner der Atomenergie die Aufsicht über die Atomkraftwerke übernommen hatte. Bis dahin hatten sie sich bei unbotmässigen Landesministern, die etwa Stilllegungen verfügten, immer auf die Weisungen des Bundesumweltministers verlassen können, der einen scharfen sicherheitsorientierten Vollzug des Atomgesetzes unterband. Darüber hinaus waren die Entsorgungsnachweise der Betreiber bedroht, da aufgrund von Blockaden im Wendland bei Gorleben sowie aufgrund der Aussenkontaminationen der Castorbehälter ein Transportstop für den Atommüll verhängt war. Faktisch waren Rücktransporte aus Frankreich unmöglich geworden. Die Lagerkapazitäten an vielen Standorten waren nahezu ausgeschöpft und den Betreibern drohten Lagerengpässe, die zu Zwangsstilllegungen ihrer Atomkraftwerke geführt hätten.

Einer der strittigsten Punkte bei den Verhandlungen zwischen Bundesregierung und Betreibern betraf natürlich die Laufzeiten. In Deutschland gab es unbefristete Betriebsgenehmigungen, d.h. im Prinzip konnte ein Atomkraftwerk unbegrenzt in Betrieb bleiben. Die Betreiber gingen real aber von einer Lebenserwartung eines Atomkraftwerkes von mindestens 40 Jahren aus. Bündnis 90/DIE GRÜNEN wollten einen Sofortausstieg der laufenden Atomkraftwerke. Nahm man die abgelaufenen Betriebsjahre dazu, so ergaben sich

Laufzeiten von 20 Jahren. Wie das bei Verhandlungen so ist, hat man sich in der Mitte getroffen, bei einer Begrenzung der Laufzeiten auf 32 Jahre nach Inbetriebnahme.

Die Laufzeiten von 32 Jahren wurden nicht in entsprechenden Stichtagen zur Abschaltung festgelegt sondern entsprechend der Laufzeiten wurden noch zu produzierende Reststrommengen festgelegt. Diese Reststrommengen können auch von älteren auf jüngere Atomkraftwerke übertragen werden. Ziel dieser Regelungen war, dass die ältesten und unsichersten Atomkraftwerke möglichst früh abgeschaltet werden. Für die Reststrommengen wurde den Betreibern ein gesicherter Betrieb nach dem Atomgesetz zugesagt. Die Betreiber haben im Gegenzug einem Moratorium über 10 Jahre Baustop für das Endlager Gorleben zugestimmt. In dieser Zeit sollten noch offene Fragen zur Endlagerung geklärt werden. Dazu gehört die Erarbeitung von wissenschaftlichen Auswahlkriterien für einen Endlagerstandort durch den sogenannten „AK End“. Ausserdem stimmten die Energieversorger einem Neubauverbot von Atomkraftwerken sowie der Festschreibung des Atomkonsenses im Atomgesetz zu.

15.4 Ausstieg und Einstieg: EEG

Der Ausstieg aus der Atomenergie wurde von uns Grünen immer mit dem Einstieg in die Erneuerbaren Energien verknüpft. Zentraler Bestandteil der Energiewende war das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). In diesem wurden fixe Einspeisevergütungen für Strom aus Erneuerbaren Energien für 20 Jahre festgeschrieben. Diese Vergütungen sanken Jahr für Jahr um einen Anreiz zur Innovation zu setzen. Dies ist auch gelungen und Deutschland wurde zum Technologie- und Weltmarktführer für Erneuerbare Energien. Diese Regelungen ersparten bis 2006 bereits 5 Mrd. € und schafften 250 000 Arbeitsplätze in 2007.

Die Erneuerbaren Energien sollten dabei auch Atomstrom ersetzen, der durch den Atomausstieg wegfallen würde. Dabei sollte der Anteil der Atomenergie von 27% 2001 auf 22% 2010 und 1% 2020 sinken während der Anteil der Erneuerbaren von 4% 2001 auf 12,5% 2010 und 20% 2020 ansteigt. Nach dem Atomausstieg sollte also der Strom bis 2020, bei einem konstanten Anteil von fossiler Energie (Kohle und Gas) durch einen Aufwuchs der Erneuerbaren Energien sowie einen Zubau von KWK-Anlagen ersetzt werden. So könnte der Atomausstieg klimaneutral erfolgen.

15.5 Ausstieg und Klimaschutz

Von zentraler Bedeutung für meine Arbeit in der rot-grünen Bundesregierung war gerade die Durchsetzung des Kyoto-Protokolls, was 2001 endlich gelang. Die USA scheiterten mit ihrer Verhinderungsstrategie und mussten zusehen, wie nach einer Einigung zwischen Deutschland und Japan der Rest der Welt sich ohne ihre Mitwirkung zur Einhaltung verbindlicher Reduktionsziele verpflichtete. Die EU spielte bei der Durchsetzung des Kyoto-Protokolls eine massgebliche Rolle und konnte diese auch leicht ausfüllen, da sie selbst klimapolitisch mit gutem Beispiel voran ging. Dafür hatte Deutschland eine Vorreiterrolle übernommen. Es erbrachte rund 50% der Emissionsminderung der EU.

Bereits bei der Aushandlung des Kyoto-Protokolls hatte sich Deutschland mit einer Emissionsminderung von 21% ein ambitioniertes Ziel gesetzt. Aber erst die rot-grüne Klimapolitik brachte den Durchbruch bei den Emissionsminderungen, die übrigens keineswegs - wie gelegentlich behauptet - durch den Zusammenbruch der Wirtschaft in Ostdeutschland erzielt wurden. Mit der Einführung der Ökosteuer, dem Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien, der Energieeinsparverordnung, einer 25% CO₂-Reduktion durch die Industrie sowie weiteren CO₂-Reduktionen durch den Emissionshandel, wurde die Erreichung der Kyoto-Ziele sichergestellt.

Unser Handeln war dabei von einem integrierten Ansatz geprägt. Wenn wir von der Energiewende sprachen, gehörten für uns der Ausstieg aus der Atomenergie bis 2020, der Ausbau der Erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 20% bis 2020 sowie eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 21% bis 2012 dazu. Durch unsere Politik konnten problemlos drei Atomkraftwerke seit 2001 stillgelegt werden.

15.6 Eine neue Lage 2005?

2005 hat sich die politische Lage geändert und seitdem rütteln die Energieversorger mit Unterstützung der Bundeskanzlerin am Atomausstieg. Dabei wird immer wieder auf die inzwischen angeblich veränderte Lage hingewiesen. Wenn man sich die vergangenen Jahre ansieht, fällt aber vor allem auf, dass die alten Risiken der Atomenergie weiter bestehen. So gab es zahlreiche gravierende Störfälle seit 2001 angefangen von Brunsbüttel (D), über Forsmark (S) 2006 bis Tricastin (F) vor wenigen Monaten. Die Entsorgung des Atommülls ist nach wie vor ungelöst. Es gibt immer noch keine Auswahlverfahren für ein Endlager für hochaktiven Müll und das Forschungsendlager Asse II ist mit radioaktiver Lauge verseucht. Auch das Risiko der Proliferation besteht weiterhin, wie die Urananreicherung im Iran, die Anreicherung und Wiederaufarbeitung in Brasilien sowie die Uranlieferungen nach Indien zeigen.

15.7 Alles beim Alten? Leider Nein

Ist dann alles beim Alten geblieben? Leider Nein, es ist ein neues Risiko hinzugekommen: Terror. Die Untersuchungskommission des US-Senats zu den Anschlägen am 11. 09. 2001 sagt eindeutig, dass die Terroristen einen Absturz auf ein Atomkraftwerk in Erwägung gezogen haben. Sie dachten aber, dass Flugzeuge abgeschossen würden, bevor man den Absturzort erreichen könnte. Wir wissen heute, dass dies nicht der Fall ist. Inzwischen erfolgte wissenschaftliche Untersuchungen der Gesellschaft für Reaktorsicherheit im Auftrag des Bundesumweltministeriums belegen: Kein Atomkraftwerk wird dem Absturz eines Grossflugzeuges ohne Freisetzung von Radioaktivität standhalten. Zudem gibt es beträchtliche Sicherheitsunterschiede zwischen den Anlagen. Manche sind nicht einmal beim Absturz eines kleineren Militärflugzeuges sicher. Alte Anlagen bieten dabei durchgehend schlechteren Schutz als neuere.

Die Schlussfolgerungen aus den häufigen Störfällen, der ungelösten Atommüllfrage, der steigenden Proliferationsgefahr sowie dem wachsenden, neuen Terrorrisiko legen eine Verkürzung und gerade keine Verlängerung von Laufzeiten nahe.

15.8 Doch die hohen Energiepreise?

CDU/CSU sowie FDP fordern eine Verlängerung der Laufzeiten für Atomkraftwerke, weil die Energiepreise so hoch sind. Mit Uran kann man aber kein Auto betanken und keine Wohnung heizen. Auch die Uranpreise explodieren und Uran wird – unter anderem - aus Russland importiert. Die hohen Ölpreise schlagen sich nicht auf die Strompreise nieder, da kaum Strom aus Öl oder Gas in Deutschland produziert wird. Atomstrom kann hier nicht preissenkend wirken. Auch Atomstrom wird zu den Börsenpreisen von 7 bis 8 Cent verkauft. Längere Laufzeiten führen nur zu höheren Profiten für die Energieversorger und zwar in Höhe von 1 bis 2 Millionen Euro am Tag.

Laufzeitverlängerungen stärken so die Marktmacht der vier grossen Energieversorger, die 80% der Marktes in Deutschland kontrollieren aber nur einen Investitionsanteil von 50% bei Neuanlagen haben. Neue Marktteilnehmer, die bisher nur einen Marktanteil von 20% haben, tragen also einen Grossteil der Neuinvestitionen und müssen gegen die Grossen konkurrieren, die mit abgeschriebenen Altanlagen auf Kohle wie Uranbasis ihre Marktstellung sichern. Wo es aber wenig Wettbewerb gibt, gibt es hohe Preise. Die hohen Strompreise sind also nicht Folge des Atomausstieges sondern der Marktmacht von Eon, RWE, EnBW und Vattenfall.

15.9 Die modernsten AKWs der Welt?

Immer wieder wird auch das Argument vorgebracht, Deutschland hätte die „sichersten Atomkraftwerke der Welt“ und ausgerechnet die wolle man abschalten. Die Schweiz behauptet das von ihren Atomkraftwerken natürlich auch, wie jedes Land. Aber um welche Atomkraftwerke geht es in Deutschland wirklich?

Bei einer Verlängerung der Laufzeiten würden aber die drei ältesten Atomkraftwerke Deutschlands länger in Betrieb bleiben: Biblis, Brunsbüttel und Neckarwestheim. Wenn man sich nun die Störfälle der Atomkraftwerke anschaut, stellt man fest, dass diese drei Atomkraftwerke auch diejenigen sind, in denen es die meisten Störfälle gab.

- Brunsbüttel mit insgesamt 451. Dabei 2001 eine Wasserstoffexplosion, 2007 Probleme mit der Notstromversorgung nach einem Trafobrand. Brunsbüttel ist noch nicht einmal für den Absturz eines Kleinflugzeuges ausgelegt.
- Neckarwestheim mit 414 Störfällen. Darunter der zweitschwerste Störfall nur ein Jahr nach Inbetriebnahme, mit einem falsch befüllten Notkühlsystem und einer mangelnden Standsicherheit.
- Biblis A mit 396 Störfällen. Darunter ein zu kleines Sumpfsieb wodurch die Notkühlung gefährdet war, und 1'000 fehlerhaft montierte Dübel. Biblis B ist ebenfalls nicht für den

Absturz eines Kleinflugzeuges ausgelegt. Biblis B steht übrigens auf Platz 4 mit 393 Störfällen.

Mein Parteikollege Prof. Hubert Kleinert hält eine Laufzeitverlängerung für moderne Atomkraftwerke für diskutabel. Wer aber Biblis, Brunsbüttel und Neckarwestheim für modern hält, der hält wohl auch den Trabant für ein modernes Auto.

15.10 Stromlücke? Stromexport!

Ein weiteres Argument in der Diskussion für die Atomenergie ist eine angebliche Stromlücke, die durch den Atomausstieg entstehen würde. Immer wieder muss eine solche Stromlücke herhalten, um die Atomenergie zu legitimieren. Aber nie war diese Aussage so falsch wie heute. Denn die Bundeskanzlerin korrigierte meine Annahmen von 2001.

Ich bin im EEG 2001 und 2004 davon ausgegangen, dass die Erneuerbaren Energien 2020 20% des Stroms bereitstellen. Frau Merkel geht in ihrer Novelle des EEG aus diesem Jahr davon aus, dass die Erneuerbaren Energien sogar 30% unseres Stroms produzieren und damit den Atomstrom vollkommen ersetzen. Denn wir haben in Deutschland keine Stromlücke sondern wir exportieren Strom – und zwar in zunehmendem Masse. 2003 lagen die Stromexporte noch bei 8 TWh 2006 bereits bei 19,8 TWh und 2007 noch bei 19 TWh. Damit entspricht unsere Exportleistung der Leistung von 4-5 Grosskraftwerken und dies obwohl 2007 27 TWh Atomstrom nicht produziert werden konnten, weil mehrere AKWs still standen - wegen Trafobrand, Notabschaltung und fehlerhaften Dübeln.

Die von GRÜNEN durchgesetzte Energiewende samt Atomausstieg hat in Deutschland das atomare Risiko und die Importabhängigkeit gemindert, für mehr Wettbewerb gesorgt, zu mehr Stromexporten geführt und so die Versorgungssicherheit massiv erhöht.

15.11 Atomenergie für Klimaschutz?

Aber kann die Atomenergie nicht etwas zum Klimaschutz beitragen?

Die Atomenergie ist eine Nischenenergie und hat nur einen Anteil von 15,2% an der Weltstromversorgung, während die Erneuerbaren Energien einen Anteil von 17% haben. Bei der Endenergie hat Atom sogar nur einen Anteil von 2,5 % während Erneuerbare einen Anteil von 20% ausmachen. Darüber hinaus gibt es in Europa immer weniger Atomkraftwerke. Der Höchststand wurde 1988 mit 177 AKW erreicht und sank seitdem kontinuierlich auf nur noch 146 AKW. Das ist alles andere als eine „Renaissance der Atomenergie“.

Auch weltweit sieht es nicht anders aus. Zwar sind zurzeit 34 AKW in Bau. Dabei werden aber auch Bauruinen wie Atocha und Angra mitgerechnet. Auch in 8 Jahren Bush-Administration hat sich hier nichts geändert. Bei Regierungsantritt wurde noch der Bau von 50 neuen AKW angekündigt. Gebaut wird kein einziges. Der Anteil der Atomenergie an den Kraftwerkszubauten beträgt lediglich 1,5%.

Und CO₂-frei sind Atomkraftwerke ebenfalls nicht. Vor allem beim Uranabbau sowie der Anreicherung, aber auch beim Bau, Transport und Endlagerung wird CO₂ freigesetzt – etwas 66 g/KWh während eine Windkraftanlage nur 10 g/KWh emittiert. Atomenergie hilft also nicht beim Klimaschutz: sie ist zu teuer, klimabelastender als Erneuerbare Energien, behindert Effizienz und den Ausbau Erneuerbarer Energien und produziert neue Risiken.

15.12 Die drei E der Energiepolitik

Die Lösung für unsere Klima- und Energieprobleme liegt daher in den drei E's: Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Energiesparen.

Um die Ziele beim Klimaschutz zu erreichen ist setzt die EU auf „3 mal 20“ bis 2020: D.h. sie will bis 2020 20% weniger Treibhausgase emittieren und wenn es ein Kyoto-Nachfolgeabkommen gibt sogar 30% weniger. Darüber hinaus will sie 20% des Primärenergiebedarfs mit Erneuerbaren Energien decken und 20% energieeffizienter sein.

Aber Deutschland ist hier nicht mehr Vorreiter, sondern hinkt hinterher. Die EU-Ziele bedeuten für Deutschland eine Reduktion um 40% also 280 Mio. t CO₂. Das Kabinett hat aber ein „Integriertes Klima und Energie Paket“ beschlossen, dass nur eine Reduktion um 140 Mio. t CO₂ erbringt. Hier gibt es massive Defizite, vor allem im Verkehrsbereich, in dem eine Wende nicht in Sicht ist. Im Wärmebereich gibt es nach wie vor keine Pflichtenanierung im Bestand und der Emissionshandel soll so ausgestaltet werden, dass neue Kohlekraftwerke subventioniert werden.

15.12.1 Bundesregierung: Kohle gegen Klimaziel

Die Klimaziele der Bundesregierung verbieten eigentlich den Neubau von Kohlekraftwerken, da diese pro KWh bei Steinkohle 750 g CO₂ und bei Braunkohle sogar 950 g CO₂ emittieren. Nach den Klimazielen der Bundesregierung stehen aber für neue Kraftwerke lediglich 368 g CO₂/KWh zur Verfügung. Dieser Wert ist nur mit Erdgas zu erreichen.

15.13 Grüne: Energie 2.0

Die grüne Bundestagsfraktion hat vor wenigen Monaten ihr Energiekonzept „Energie 2.0“ vorgelegt. In diesem Konzept werden die Ziele und die Massnahmen vorgestellt, die für eine Fortsetzung der Energiewende und eine Umsetzung der Klimaziele notwendig sind.

Das Konzept zeigt, wie man bis 2020 40% der CO₂-Emissionen in Deutschland einsparen kann und damit 280 Mio. t Treibhausgase einspart – mit Atomausstieg. Die einzelnen Massnahmen führen zur Einsparung von 115 Mio. t im Strombereich. Dabei spart der Ausbau der Erneuerbaren Energien 45 Mio. t und durch Energiesparen werden weitere 45 Mio. t eingespart. Durch Wärmedämmung und Heizungsmodernisierung können 115 Mio. t im Wärmebereich vermieden werden. Der Verkehrsbereich bringt durch Effizienzsteigerung und Verkehrsverlagerung weitere 50 Mio. t CO₂-Einsparung.

Damit legen Bündnis 90/DIE GRÜNEN ein umfassendes Konzept vor, wie die Klimaschutzziele und die Emissionsreduktionen erreicht werden können, und zeigen, dass dies technisch und finanziell machbar ist.

16 Rudolf Rechsteiner: Die ökonomischen Denkfehler der Atomlobby



Dr. Rudolf Rechsteiner

*Nationalrat SP, Basel-Stadt; Präsident der ADEV
Energiegenossenschaft; Co-Präsident NWA*

Murbacherstr. 34

CH-4056 Basel

info@rechsteiner-basel.ch

16.1 Einleitung

Wir reden zwar von Wettbewerb im Stromsektor, und inzwischen sind die Netze bei uns ein bisschen geöffnet, was zweifellos ein Fortschritt ist, weil neue Anbieter endlich auf den Schweizer Markt kommen. „Wettbewerb“ im Sinne gleich langer Spiesse aller Marktteilnehmer ist aber wegen einer Reihe von Altlasten noch nicht gegeben. Die ökonomischen Kräfteverhältnisse sind grundlegend verzerrt, was die Konkurrenz unterschiedlicher Technologien, den freien Handel mit Strom und den Markteintritt neuer Anbieter erschwert.

Es geht hier nicht bloss um die fehlende Haftpflichtversicherung der Atomkraftwerke oder um die Tatsache, dass die Atomkonzerne ihre Atomabfälle nach wenigen Jahrzehnten der Eidgenossenschaft verschenken dürfen, ohne wirtschaftlich zur Rechenschaft gezogen zu werden. Es geht auch um die Herkunft der Geldmittel, mit denen neue Atomkraftwerke finanziert werden.

Wasserkraft und Atomkraft – das läuft in der Schweiz weitgehend in Personalunion, wenigstens so lange bis die Wasserkraftwerke nach 60-80 Jahren Betrieb an die Standortkantone heimfallen. Die Atomkonzerne haben ein grosses Wasserkraft-Portfolio, das sie im Monopol kostendeckend ausfinanziert haben, und das heute weitgehend abgeschrieben ist. Diese Wasserkraftwerke produzieren heute meistens zu variablen Kosten von 2 bis 3 Rp./kWh, und damit verdienen die Stromkonzerne viel Geld.

Auch die schweizerischen Atomkraftwerke konnten ihre anfänglich hohen Mehrkosten in den Zeiten des Monopols auf den Mischtarif überwälzen, ebenso den für sie nötigen Netzausbau, inklusive Subventionen für Nachtspeicherheizungen und verschwenderischen Heizungs-

strom. Mit anderen Worten: die Atomlobby hatte im Strommonopol immer eine kostendeckende Einspeisevergütung. Atomkraftwerke haben den Schweizer Strom über Jahrzehnte künstlich verteuert. Erst heute stellen sich die auf dem Papier billigeren Kosten ein, die optisch noch weiter geschönt werden, indem man optimistisch Laufzeiten von 50 bis 60 Jahren kalkuliert. Man kann dies als eine vom Bundesrat abgesegnete Erpressungsstrategie für lange Laufzeiten interpretieren.

16.2 Schweizer Monopol-Gewinne nach Paris

Ein neues Atomkraftwerk kostet ungefähr zehn Milliarden Franken. Das ist eine grosse Summe. Wenn man sich die Zusammensetzung des Atel-Verwaltungsrats ansieht, dann entdeckt man drei Leute aus Paris:



Figur 1: Die Vertreter der Electricité de France im Atel- Verwaltungsrat: Philippe V. Huet, Executive Vize Präsident EDF, Pierre Aumont, Marc Boudier, Direktionsmitglieder EDF⁹²

Das Vorhaben, der Schweiz neue Atomkraftwerke – konkret: den französischen EPR – zu verkaufen, ist auch als Versuch zu verstehen, die erheblichen Gewinne aus den Schweizer Wasserkraftwerken in die Pariser Atomkanäle zu lenken. Dabei erhält die französische Atomwirtschaft Schützenhilfe von der *économiesuisse*, von den involvierten Kantonsregierungen – insbesondere von Atel und Axpo – sowie von der Schweizer Maschinenindustrie, die nach wie vor die Ansicht vertritt, es gebe für sie mit den erneuerbaren Energien wenig zu verdienen, mit neuen Atomkraftwerken aber schon. Effektiv gibt es in der Schweiz keine Hersteller mehr, die im grossen Stil Atomreaktoren bauen könnten. Die ABB hat die entsprechenden Abteilungen längst verkauft und Alstom konzentriert sich auf Gasturbinen und – neuerdings – Windturbinen. Die SwissMEM, der notorisch pro-nukleare Verband der Maschinenindustrie, erwartet, dass trotzdem einige Brosamen für seine Schweizer Mitglieder abfallen werden, in Form von Baunebenleistungen und Kompensationsgeschäften. Von letz-

⁹² Quelle: Atel www.atel.ch

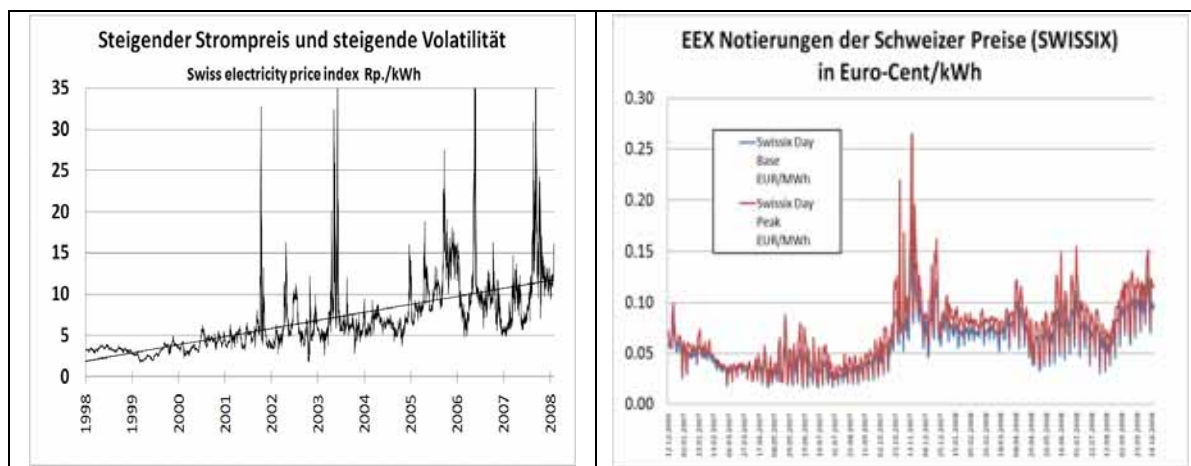
teren versteht dieser Branchenverband sehr viel – ob Panzer oder AKWs ist eher nebensächlich – Hauptsache man setzt den Wettbewerb ausser Kraft und macht Mehrumsatz.

Dass viele SwissMEM-Betriebe inzwischen mit Komponenten für die Solar- und Windenergie gross im Geschäft sind, scheint dabei verbandsintern noch keine Rolle zu spielen. *économiesuisse* und SwissMEM sind fest im Griff der Atomlobby, auch wenn die reale Entwicklung der Stromerzeugung in eine ganz andere Richtung läuft, siehe Deutschland.

16.3 „Beziehungen“

Wenn man die Tageszeitungen so durchblättert erhält man den Eindruck, dass persönliche Beziehungen und Korruption im Kraftwerksbau eher zum Geschäftsmodell gehören als freier, fairer Wettbewerb: Areva, Siemens, Alstom und General Electric – gegen alle diese Konzerne wird ermittelt, bis hin zu rechtsgültigen Verurteilungen. Nicht zu vergessen ist der ebenfalls schwer geldunterlegte Einfluss in den Parlamenten. Parteispenden und Berater-Aufträge sind in der Schweiz nicht öffentlich. Nur dauerhafte Mandate und Verwaltungsrats-sitze werden im offiziellen Register ein bisschen transparenter gemacht. Für das Ja zu neuen Atomkraftwerken fliesst hinter den Kulissen viel Geld. Die Seilschaften in FDP, SVP und CVP sind reaktiviert, mit neuem Personal bestückt, und angesichts der Milliarden, um die es hier geht spielen ein paar Millionen für die Politik keine Rolle.

16.4 Wasserzinsen – ein Trinkgeld



Figur 2: steigende Strompreise: Notierungen in Rp./kWh (links) und in Euro-Cent/kWh an der Leipziger Strombörse EEX⁹³

Eine Ursache der hohen Gewinne ist die Tatsache, dass die grossen Atomkonzerne trotz stark gestiegener Gewinne nur einen sehr niedrigen Wasserzins entrichten, der sich mit 1

⁹³ Swep: <http://www.egl.ch/int/ch/de/markt/swep/aktuell.1.html>
 EEX: <http://www.eex.com/en/Download/Market%20Data>

Rp./kWh an den Preisen im Monopol orientiert, nicht an den Erlösen, die im offenen Markt erzielt werden.

Das Wasserzinsmaximum verhindert eine flexible Gewinnabschöpfung und sorgt bei Axpo, Atel usw. für volle Kassen. Die Gebirgskantone sind die geprellten, sie finanzieren einen Grossteil der Quersubventionen für neue Atomkraftwerke, indem sie die Ressource Wasserkraft für ein Trinkgeld verschenken.

16.5 Überhöhte Netzgebühren

Für ein neues AKW werden nicht nur Allianzen und Quersubventionen organisiert, und Wasserzinsen vorenthalten, nein seit Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes wird ein verschwiegen vorbereiteter neuer Raubzug der Atomlobby sichtbar – jener auf die Netzgebühren.

Die höheren Netzgebühren fliessen direkt an die Atominvestoren Atel/EOS, BKW und Axpo, welche die Verbundnetze bisher besessen haben. Pikanterweise hat das EW der Stadt Zürich, das kürzlich den Ausstieg aus der Atomenergie angekündigt hat, keinen Bedarf an höheren Gebühren.

Zahlreich sind die Elektrizitätswerke, die ihre Netze buchhalterisch aufgewertet haben, statt ihre Tarife auf die gesetzlichen Restwerte abzustellen auf dass wir sie alle ein zweites Mal bezahlen sollen.⁹⁴

Ergänzend kommt dazu, dass manche Grossverteiler die Grosskunden mit Sonderverträgen nicht mehr ins Monopol zurücklassen. Um die frei werdenden Stromlieferungen auf dem offenen Markt verkaufen zu können, werden Grossbezüger und kommunale Netzbetreiber vor Ultimaten gestellt, entweder ungünstige Verträge abzuschliessen (die BKW im Fall Köniz: auf 25 Jahre) oder an den europäischen Markt weitergereicht zu werden. Dort herrscht getrieben von den steigenden Gaspreisen, ein wesentlich höheres Preisniveau.

16.6 Künstlich hoch gehaltene Systemkosten

Gemäss UCTE sollten alle Regulierungszonen in Europa eine Reserve in der Höhe des grössten Meilers bereitstellen. In der Schweiz ist dies das Atomkraftwerk Leibstadt mit 1150 MW. In der parlamentarischen Diskussion waren diese Systemkosten noch mit 0,2 Rp./kWh geschätzt worden. Inzwischen verlangt die Swissgrid dafür 0,9 Rp./kWh, weil der Bundesrat in der Verordnung eine marktorientierte Vergütung vorschreibt. Ob es für die Reservehaltung überhaupt einen Markt gibt – damit beschäftigt sich zurzeit die Wettbewerbskommission. Es scheint eher, als hätten die vier grossen Verbundwerke diesen Preis untereinander abgemacht. Faktisch entspricht diese Kostendeckung einer Subventionierung des Atomkraftwerks

⁹⁴ Der Chef des Verbands schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) erklärte „Das Gesetz verlangt eine Bewertung der Anlagen zu Anschaffungskosten.“ Das Gesetz stellt aber auf Restwerte ab. (zitiert in: Rudolf Strahm: Wie Liberalisierer die Liberalisierung sabotieren, Tages-Anzeiger 5.09.2008 Seite 29)

Leibstadt im Umfang von nicht weniger als 450 Mio. Fr., welches bisher die nötigen Reserven aus eigenen Mitteln finanzieren musste.

In anderen Ländern – z.B. Österreich – werden diese Kosten verursachergerecht dem grössten Stromerzeuger belastet. In der Schweiz hat die Atomlobby neue Fakten geschaffen, indem sie diese Kosten durch die Hintertür der Allgemeinheit belastet, ohne dass ein einziger gewöhnlicher Volksvertreter vor der Beschlussfassung über das Stromversorgungsgesetz davon erfuhr. Schon bisher brüstete sich die KK Leibstadt AG in ihrem Jahresbericht, nun für unter 5 Rp./kWh zu produzieren. Sie kann nun dank der bundesrätlichen Verordnung noch höhere Gewinne machen.

16.7 Kein Finanzierungsproblem

Wer sich solcher Monopolrenten erfreut und seine Branche unter den Fittichen von Bundesrat und bürgerlichen Parteien als geschützte Werkstatt organisiert hat, dem werden die hohen Kosten neuer Atomkraftwerke keine schlaflosen Nächte bereiten. Die Atomlobby der Schweiz hat derzeit kein Finanzierungsproblem. Sie hat viel zu viele Freunde in allen massgeblichen Gremien. Und die ECom muss erst noch zeigen, ob sie die Fähigkeit und den Mut hat, Wettbewerb und faire Spielregeln durchzusetzen.

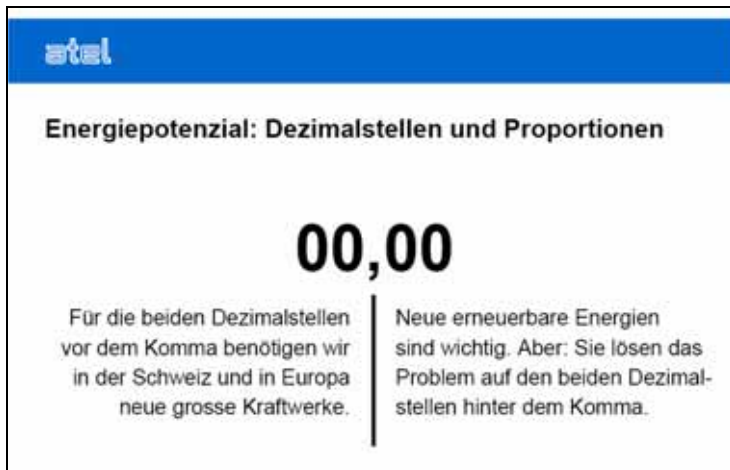
Die grossen Stromkonzerne wollen aber nicht bloss ihr Atomgeschäft ausweiten. Sie investieren derzeit viel grössere Summen ohne langfristige Strategie in neue Gas- und Kohle-Kraftwerke in ganz Europa. Vieles erinnert in Qualität und Quantität an die Hunter-Strategie der Swissair. Denn die Risiken dieser Strategie wurden nicht bedacht. Viele Konzerne wurden überrascht vom starken Anstieg der Öl- und Gaspreise. Die geplanten Rentabilitäten von Gaskraftwerken wurden plötzlich Makulatur.

Bei den neuen Kohle-Kraftwerken könnte der CO₂-Emissionshandel für Überraschungen sorgen. Die EU meint es ernst mit dem Klimaschutz, sie setzt nicht auf Trödlerei und verteilt bloss Placebos. Sie unterscheidet sich darin von der Klimapolitik der Schweiz. Und die Wind- und Solarenergie dürfte im nächsten Jahrzehnt in Europa jährlich fünf bis zehn grosse Kohle- oder Atomkraftwerke kosteneffizient ersetzen, womit die Ausrede, es gäbe keine Alternativen zu Atom und Kohle, immer stärker an Glaubwürdigkeit verliert.

16.8 Die acht Denkfehler der Atomlobby

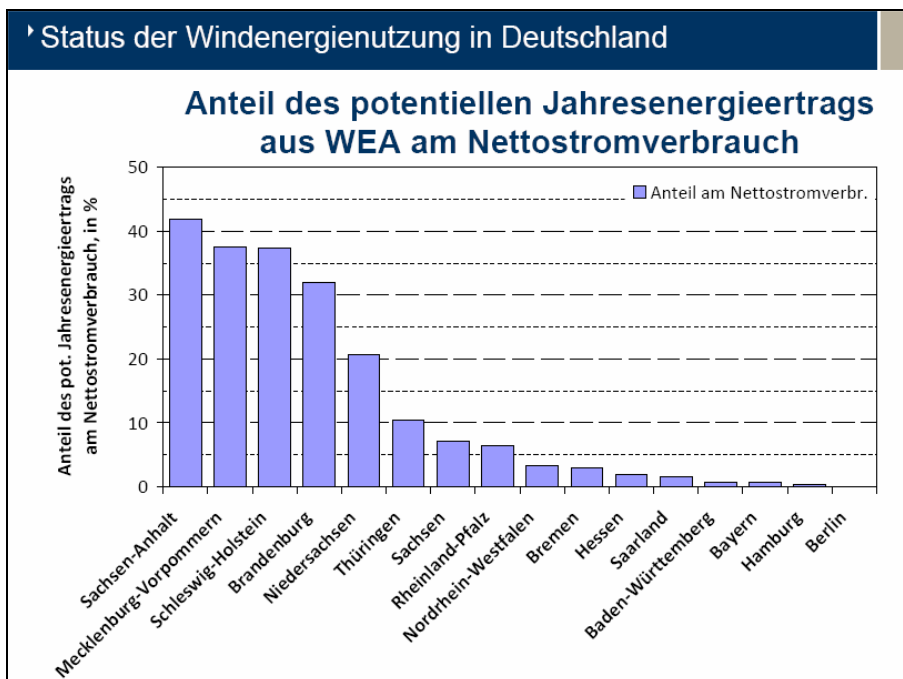
Auch wenn die Atomlobby kurzfristig manche Erfolge verbuchen kann – langfristig sieht ihre Wettbewerbsfähigkeit wohl ganz anders aus. Werfen wir den Blick in die Zukunft. Die Frage ist: Ist Atomenergie ein gutes Geschäft?

16.8.1 Denkfehler Nummer 1: Es gibt keine Konkurrenz



Figur 3: Atel-Grafik⁹⁵

Von Atel Boss Giovanni Leonardi wissen wir, was er von der Konkurrenz der neuen erneuerbaren Energien hält. Sie „decken den Bedarf hinter dem Komma“, erklärte er kürzlich an einer Medienkonferenz.

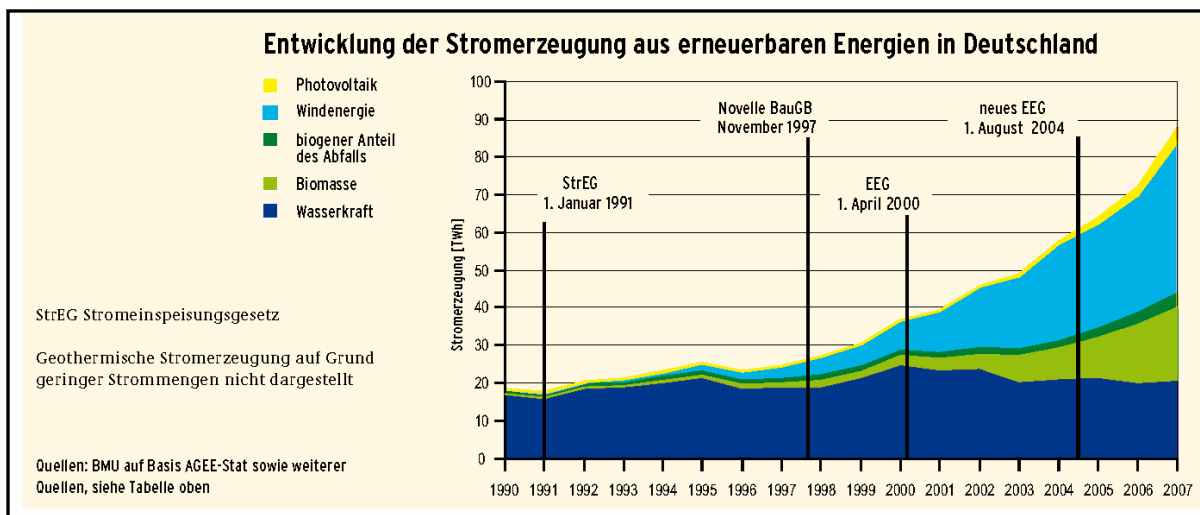


Figur 4: BRD Windanteil⁹⁶

In Deutschland deckt die Windenergie in manchen Bundesländern heute 30-40% des Verbrauchs allein aus Windenergie. Aus Deutschland wissen wir auch, dass sich der Zubau an erneuerbaren Energien exponentiell beschleunigt (vgl. Figur 5).

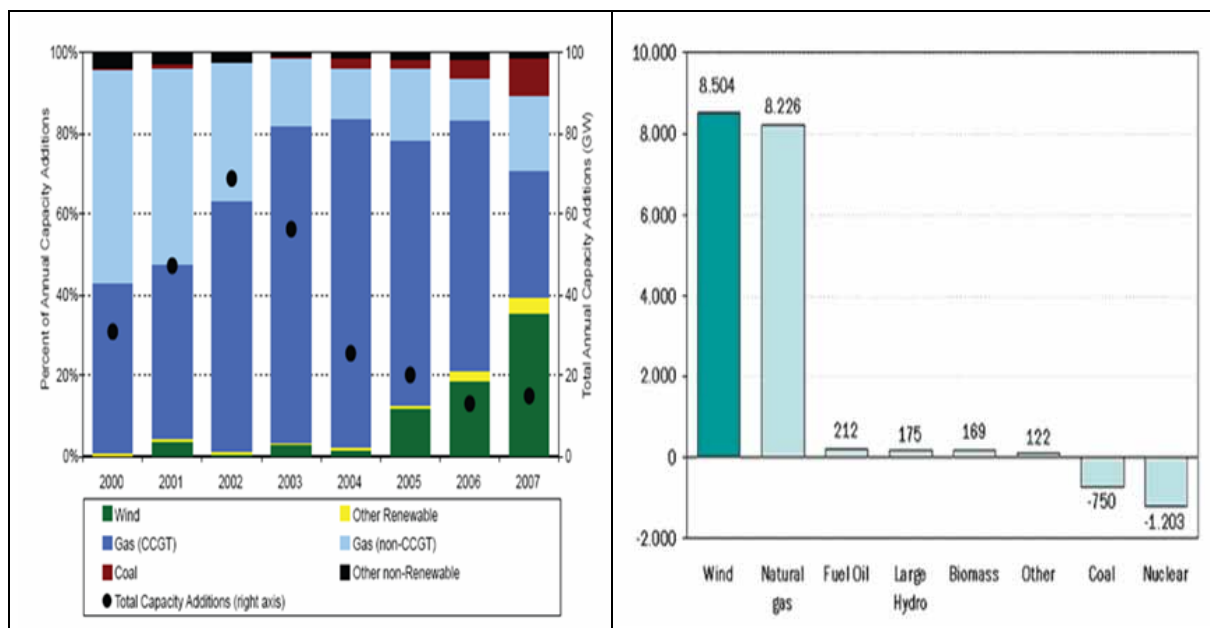
⁹⁵ Giovanni Leonardi; Erneuerbare Energien – unser Engagement, Mediengespräch vom 30. November 2006, Zürich

⁹⁶ Deutsches Windenergie-Institut, Status Report 31.12.2006, 2007, 2008



Figur 5: Anteil erneuerbare Energien an der Stromerzeugung in Deutschland⁹⁷

Im laufenden Jahr 2008 erhöht sich ihr Anteil voraussichtlich um 3 Prozent, er steigt insgesamt von 14 auf 17 Prozent vom Stromverbrauch. Und die Expansion im offshore Windsektor und in der Solarenergie steht erst noch bevor.



Figur 6: Stromerzeugung in USA (Marktanteile 2000-2007) und EU (MW 2007)⁹⁸

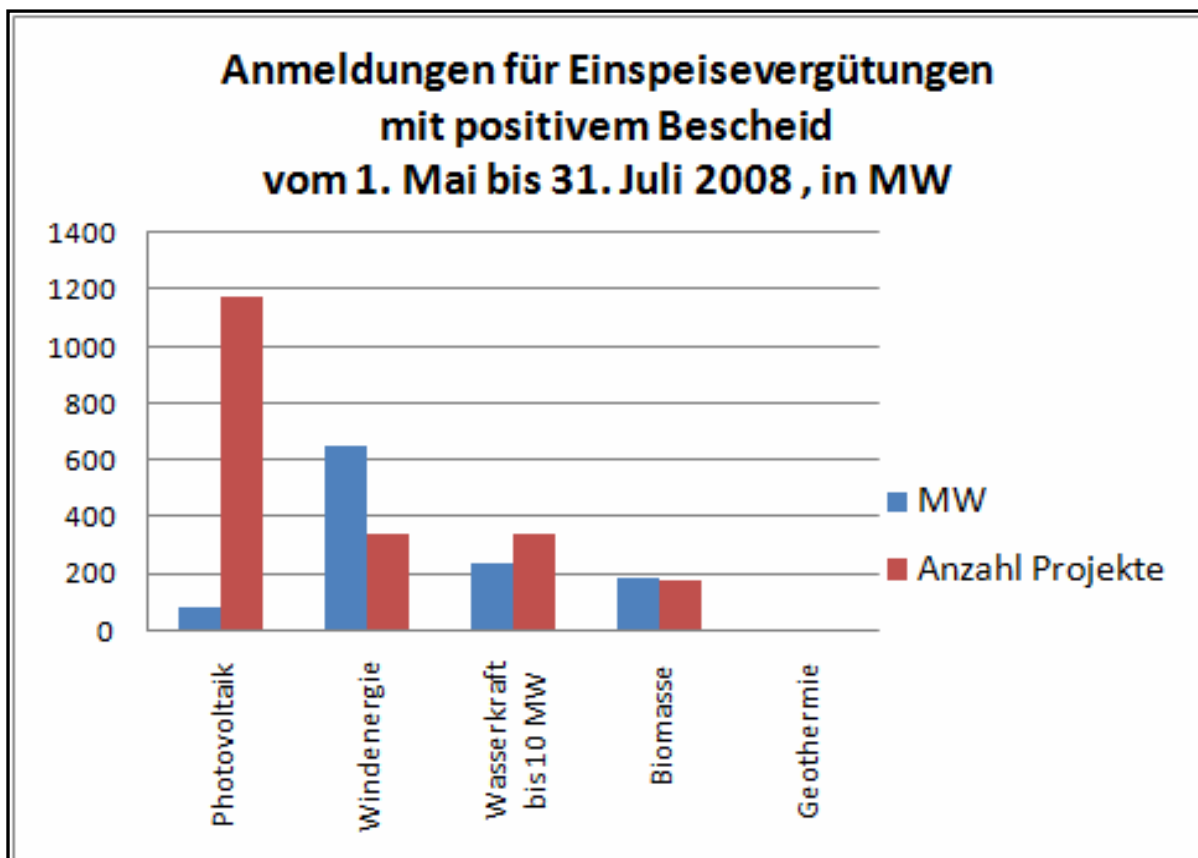
In Europa steht die Windenergie bei den Neuinstallationen von Kraftwerken inzwischen auf Platz 1, gemessen an der Leistung. In den USA erreichte die Windenergie im Neugeschäft im Jahr 2007 einen Marktanteil von ca. 37%, Tendenz stark steigend.

⁹⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen 2008)

⁹⁸ Quellen USA: Ryan Wisler, Mark Bolinger: Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, May 2008 ed. US Department of Energy; Quelle EU: EWEA/Platts http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/press_releases/2008/1.gif

Der Kraftwerksmarkt befindet sich weltweit in einem säkularen Umbruch. Die Wind- und Solarinstallationen wachsen empirisch betrachtet konstant pro Jahr um 30 bis 40% und sind damit die weltweit am schnellsten wachsende Branche überhaupt geworden.

Sie werden in den nächsten zehn Jahren jene Stromlücke schliessen, die in der Schweiz von der Atomlobby hochgespielt wird, und der kontinuierliche Ausbau wird schliesslich eine drastische Abnahme der Marktanteile der nichterneuerbaren Energien herbeiführen – vorerst im Neugeschäft für Kraftwerke, später in der gesamten Stromerzeugung.



Figur 7: Neuanmeldungen für Einspeisevergütungen, erste drei Monate⁹⁹

Diese Entwicklung geht auch an der Schweiz nicht vorbei. Widerlegt werden die Promille-Beschwörungen des Atel-Chefs Leonardi selbst auf dem heimischen Markt. Vom 1. Mai bis 31. Juli 2008, also in einem einzigen Quartal ab Beginn der Einspeisevergütungen, wurden über 2000 Projekte mit 1200 MW Leistung bei der Swissgrid zur Realisierung angemeldet, die mindestens ein AKW von der Grösse Mühleberg ersetzen können.

Das Interesse an neuen sauberen Technologien ist gigantisch. Es gibt nichts Populärereres als sich selber, ein ganzes Dorf, eine Stadt oder einen Kanton von fremden, nichterneuerbaren Energien unabhängig zu machen.

⁹⁹ Daten EnergieSchweiz Newsletter Nr. 55 September 2008

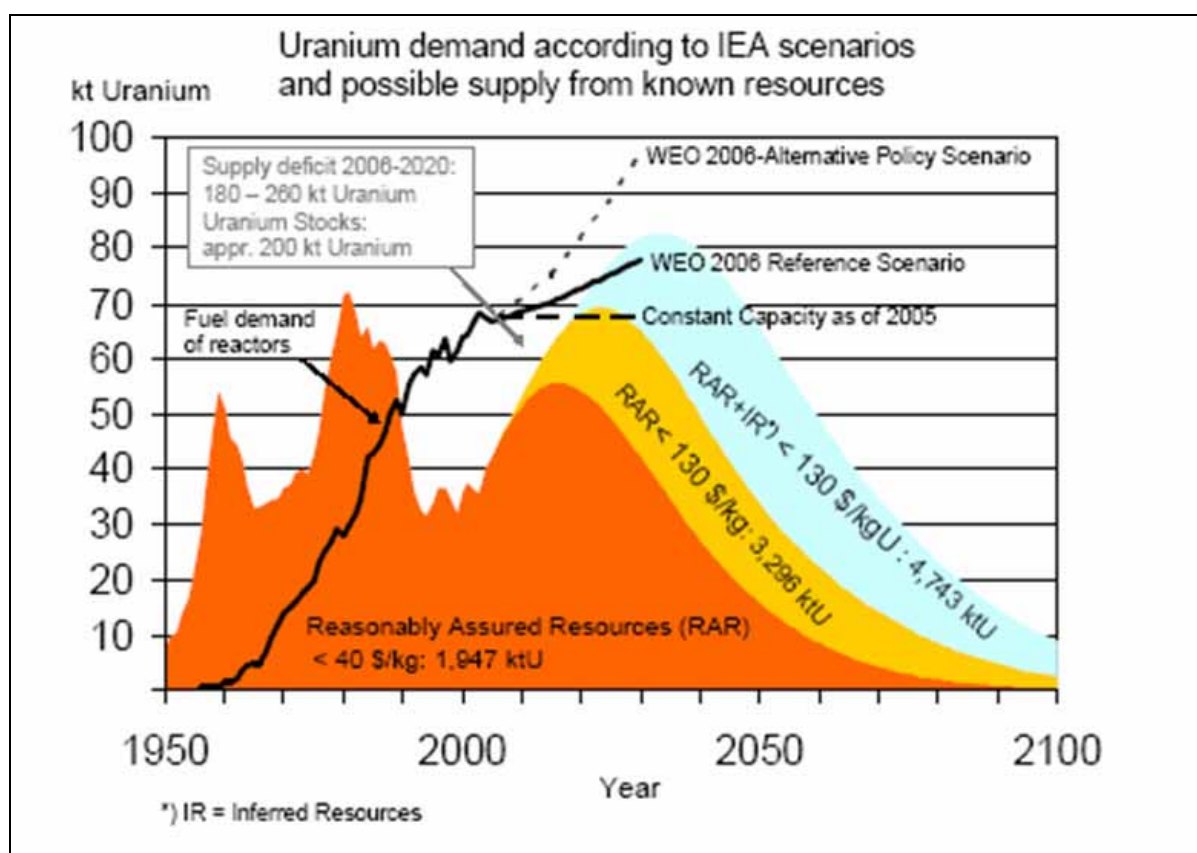
16.8.2 Denkfehler Nummer 2: das Monopol lebt

“Wir werden die Strompreise im 2009 noch weiter erhöhen”, erklärt ein selbstbewusster Hans Schweickardt, EOS-Chef und interimistischer Chef der Swissgrid, vor kurzer Zeit den Medien. Die Monopolgewinne sollen also weiter ansteigen. Herr Schweickardt hat die Rechnung vielleicht ohne den Wirt gemacht. Atomkraftwerke haben eine extreme lange Planungs- und Bauzeit. Kurzfristig können die gemachten Gewinne gar nicht in neue Atomkraftwerke investiert werden.

Die Wirtschaft lässt sich auf Dauer nicht so einfach melken. Und viele Schweizerinnen und Schweizer haben keine Lust mehr, Preismasochisten zu sein, das zeigt die Diskussion um die Parallelimporte. Quersubventionen aus dem Netz für neue Atomkraftwerke wird es auf Dauer nicht mehr geben. Auch die kleinen Verteiler werden das Preisdiktat der Grossen bekämpfen.

Die Europäische Union sieht für die europäische Elektrizitätswirtschaft eine strikte Trennung von Stromerzeugung und Netzdurchleitungstarifen vor. Die Schweiz wird dieses Modell durchziehen müssen, will sie in der EU weiterhin Strom verkaufen. Und das rasche Vordringen der Windenergie wird europaweit zu Preissenkungen führen – diese sind heute bereits messbar.

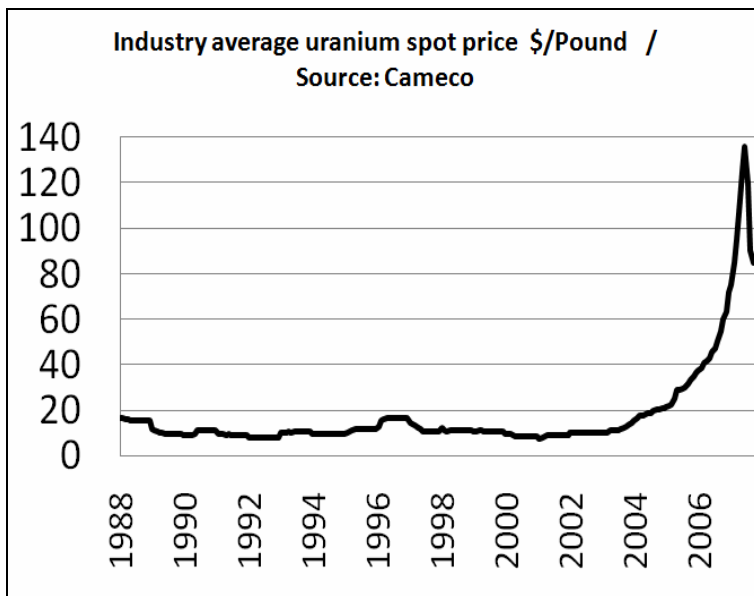
16.8.3 Denkfehler Nummer 3: Uran bleibt billig



Figur 8: Uranlieferdefizit

Uran wurde jahrelang künstlich verbilligt, dank Lieferungen aus der Militärbranche. Doch die Uran-Reserven aus Atombomben gehen zur Neige. Das Ludwig Bölkow Institut und die Energy Watch Group haben in ihrer Uranstudie ein Versorgungsdefizit von 180-260'000 Tonnen bis 2020 ausgemacht.¹⁰⁰

Selbst die Internationale Energieagentur (IEA) – weiss Gott keine Anti-Atom-Organisation – hat festgestellt, dass es an Uran fehlt, wenn im grossem Stil neue Atomkraftwerke gebaut werden. Die zusätzliche Nachfrage muss aus – wörtlich – „unentdeckten und spekulativen Ressourcen“ gedeckt werden. Die Brennstoffkosten werden sich deshalb verstärkt zum Kostenfaktor entwickeln. Die besten Uranminen gehen zur Neige. Schlechteres Erz bedeutet mehr Energieinput und mehr CO₂-Emissionen pro kWh aus Atomkraftwerken.



Figur 9: Uran-Preise Spotmarkt¹⁰¹

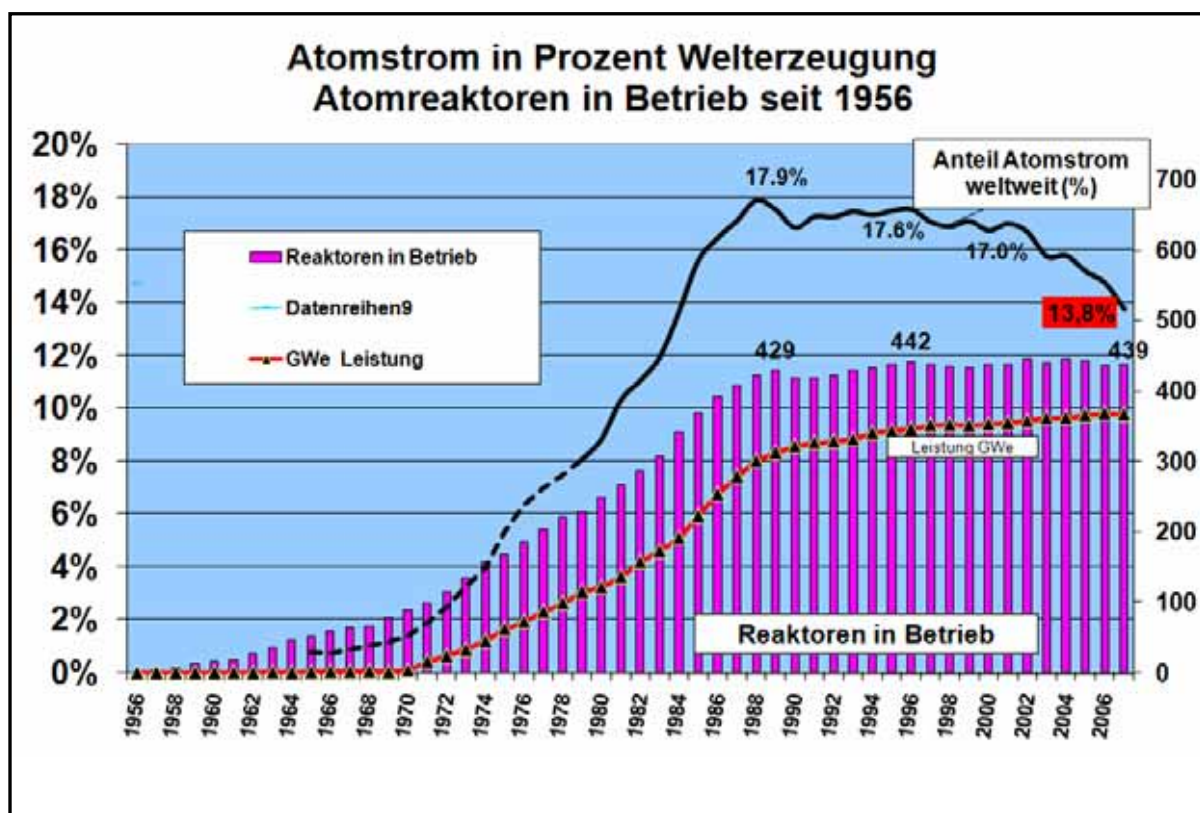
Die Uranpreise am Spotmarkt haben sich seit dem Jahr 2000 verzehnfacht. Die Hoffnung, dass neues Uran wieder aus den Militärbudgets finanziert wird, ist trügerisch. Manchen Supermächten geht dafür das Geld aus.

¹⁰⁰ Energy Watch Group: URANIUM RESOURCES AND NUCLEAR ENERGY, Background paper prepared by the Energy Watch Group December 2006

http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Report_Uranium_3-12-2006ms.pdf

¹⁰¹ Daten Cameco http://www.cameco.com/investor_relations/ux_history/

16.8.4 Denkfehler Nummer 4: „Atomrenaissance“



Figur 10: Entwicklung der Zahl der Atomreaktoren, der Leistung und des Marktanteils¹⁰²

Seit Jahren schreiben Atomlobby und die mit ihr verbandelten JournalistInnen von einer Atom-Renaissance. Tatsächlich gibt es eine Renaissance von unwahren Behauptungen. Die Zahl der Atomreaktoren nimmt aber nicht zu, der Marktanteil der Atomenergie sinkt vielmehr ab und liegt inzwischen (2007) bei 13,8% der Weltstromerzeugung, verglichen mit 17,9% vor 20 Jahren.¹⁰³

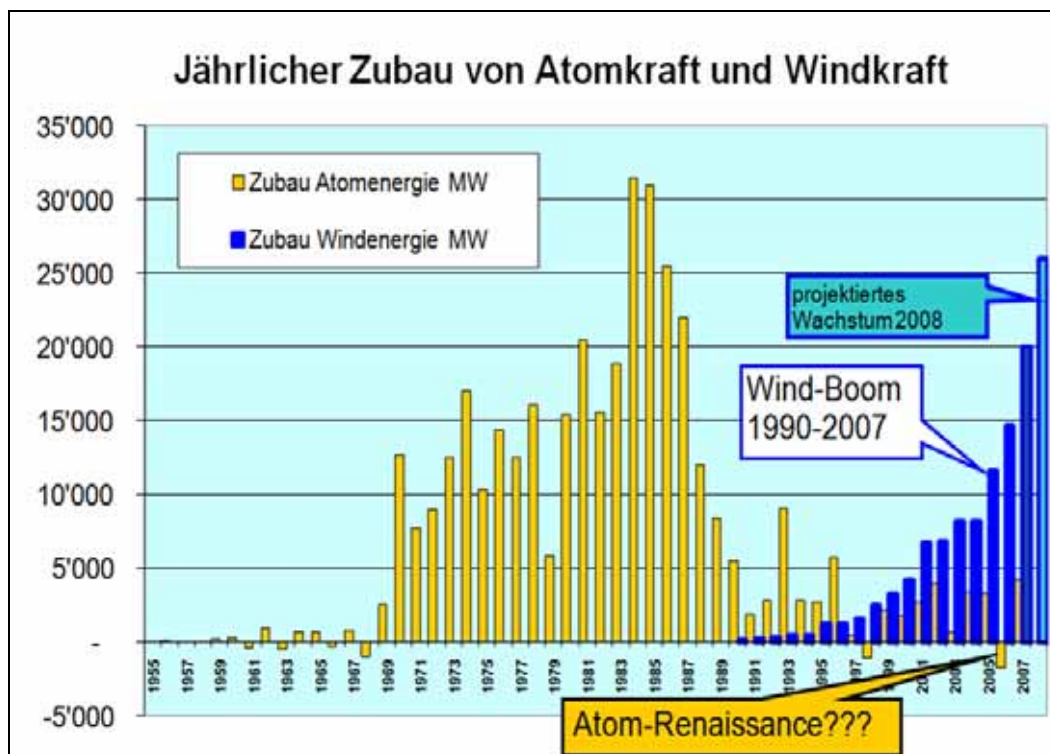
In den USA, so schreibt die PR-Agentur Swissnuclear seien inzwischen über 20 neue Kernkraftwerke zur Realisierung angemeldet worden. In Wirklichkeit haben sich diese Interessenten bloss auf einer Warteliste für Subventionen eingeschrieben. Kein einziges neues Atomkraftwerk wurde bisher bestellt.

Der Energy Act aus dem Jahre 2005 subventioniert Atomkraftwerke mit einem Steuerabzug von 2,1 Cents pro kWh, zudem werden auch die Bewilligungsverfahren subventioniert. Bis zu 80 % der Baukosten werden direkt aus dem Bundeshaushalt finanziert.

Bemerkenswert ist nicht, dass zwanzig Atomkraftwerke angemeldet wurden, sondern dass in der Ära Bush – und sie dauert nun acht Jahre – trotz einem dramatischen Anstieg der Gas- und Kohlepreise kein einziges neues US-Atomkraftwerk in Bau ging.

¹⁰² Quellen: BP Statistical Review of World Energy June 2008; IAEA PRIS Reactors in Operation in the World from 1956 to 2001 (IAEA 2002), PRIS <http://www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.charts.htm>

¹⁰³ BP World Energy Review 2008

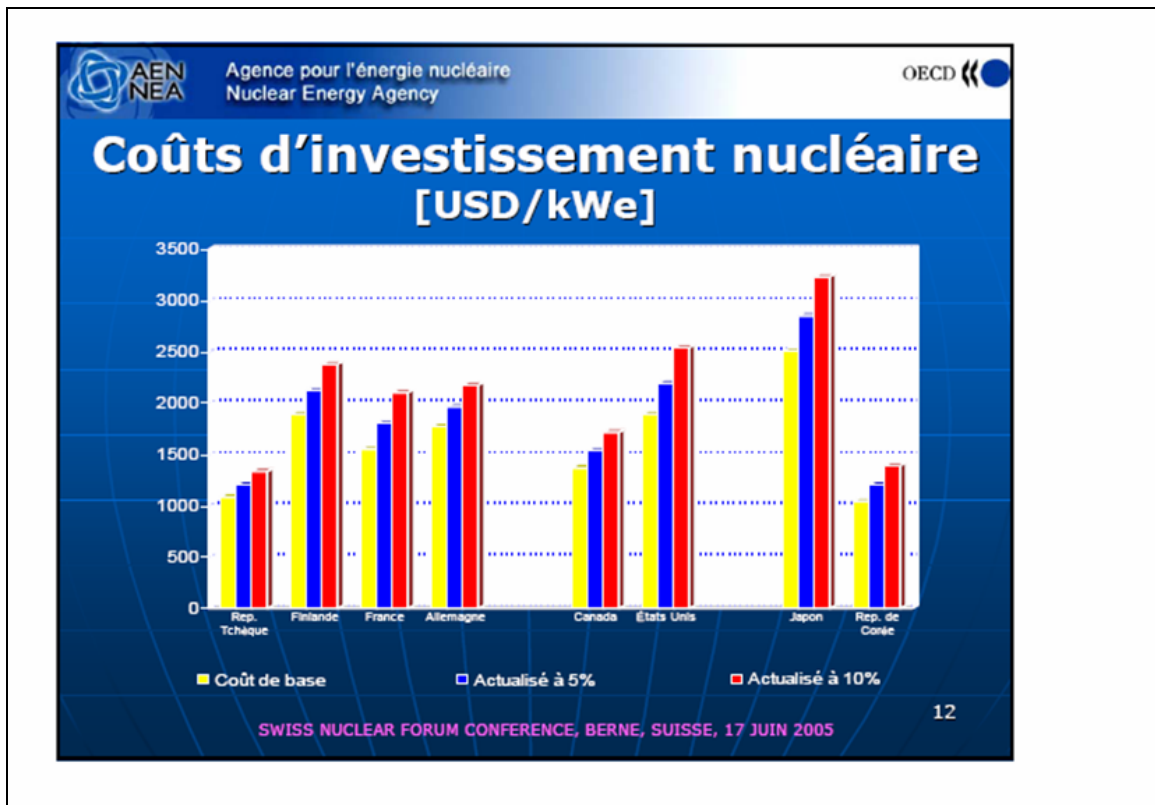


Figur 11: Netto-Zubau Atomkraft und Windkraft¹⁰⁴

Analysieren wir die Leistungsveränderung von Wind und Atom, dann sieht es eher nach Wind-Renaissance aus. Für eine Atomrenaissance fehlt es nicht nur an Neubauten, sondern auch an StudentInnen, an Fachleuten und Infrastrukturen, zum Beispiel Hersteller von Reaktordruckbehältern.

¹⁰⁴ Daten IAEA/PRIS <http://www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.charts.htm>, Windpower Monthly Magazine

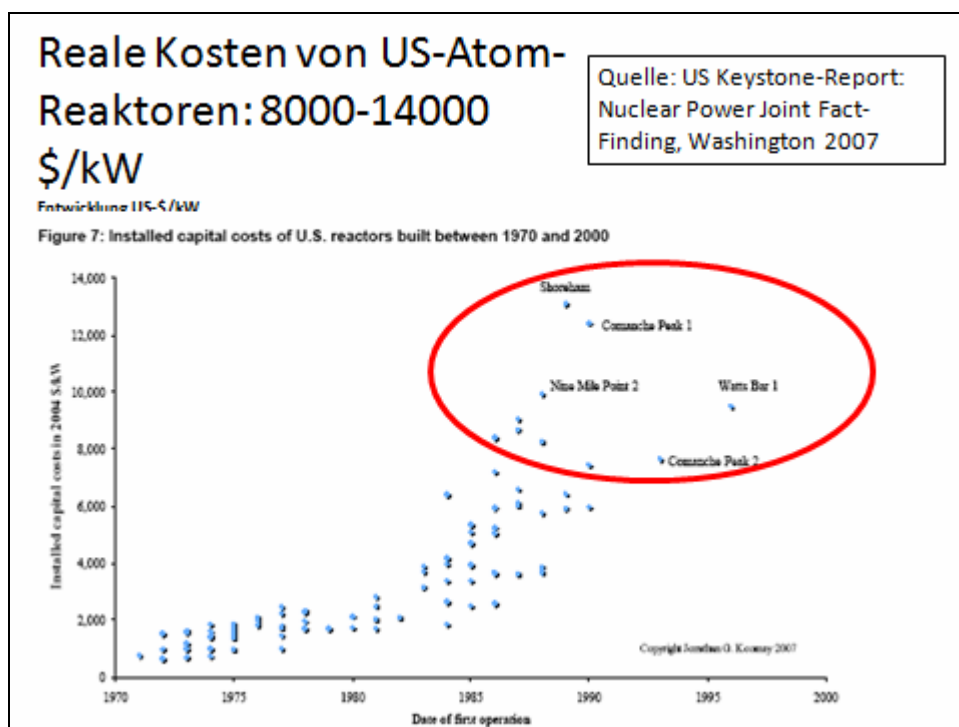
16.8.5 Denkfehler Nummer 5: sinkende AKW-Kosten



Figur 12: Atomenergie für 1-2'000 €/kW¹⁰⁵

Mit der Rhetorik der Atomrenaissance eng verbunden ist die Hoffnung auf günstigere Kosten dank Massenerstellung neuer Anlagen. Swissnuclear rechnet mit Kosten von 1'000 bis 3'000 \$ pro kW und noch optimistischere Zahlen verbreitet die das PSI.

¹⁰⁵ Eveline Bertel: Compétitivité de l'énergie nucléaire dans le monde, Swiss nuclear forum conference 2005



Figur 13: US Kosten AKWs¹⁰⁶

Diese tiefen Kostenangaben lassen sich aber in Wirklichkeit nicht bestätigen. Obige Grafik (Figur 13) aus den USA zeigt, was aus den bisherigen Projekten wurde. Atomkraftwerke wurden stets viel teurer als projektiert, zwischen 8'000 und 14'000 Dollar pro kW in den USA. Neue Atomkraftwerke sind und bleiben in der heutigen Kadenz ihrer Herstellung Unikate. Und deshalb bleiben sie auch in Zukunft teuer. Eon Chef Wulf Bernotat hat dies bestätigt, als er in der Times sagte ein neues Atomkraftwerk belaufe sich auf "6 Milliarden Euro". Und das Wall Street Journal bezifferte die Investitionen am 14. Mai 2008 auf sogar „8 bis 12 Milliarden Dollar“.¹⁰⁷

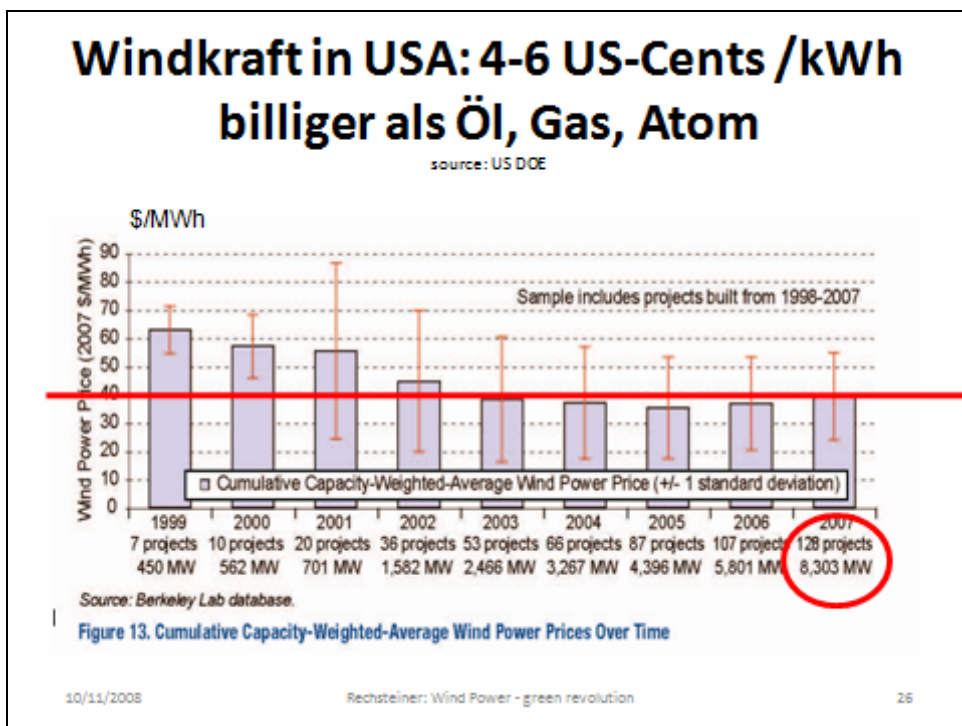
Wie teuer neue Atomkraftwerke wirklich sind, wissen wir nicht. In Frankreich und Finnland haben sich alle Voraus-Kalkulationen als falsch erwiesen, der Schaden wird aber nicht von den Investoren, sondern vom französischen Staat getragen. Die neuen EPR (European Pressurized Reactor) in Olkiluoto und in Flamanville werden von der französischen Regierung quersubventioniert, im Falle des finnischen Reaktors mittels einer Fixpreisgarantie. Die Staatsfirma Areva trägt die milliardenhohen Mehrkosten. Heute bestehen bereits zwei Jahre Bauzeitverzögerung, es gibt Bauschäden, und zur Höhe der Kostenüberschreitung nimmt das Konsortium nur ausweichend Stellung.

Selbst wenn alle neu angekündigten Werke in Frankreich, Grossbritannien, Niederlande und der Türkei gebaut würden – was nicht zu erwarten ist, denn es fehlt konkret an Investoren – würde dies noch nicht ausreichen, die in den nächsten Jahren erwarteten, altersbedingten Stilllegungen zu kompensieren. Und so oder so wird das Atomgeschäft von den Umsätzen der Wind- und Solarbranche weit in den Schatten gestellt. Die herbei beschworene Unersetzlichkeit der Atomenergie erweist sich dabei immer mehr als Propaganda-Mythos.

¹⁰⁶ Quelle: US Keystone-Report: Nuclear Power Joint Fact-Finding, Washington 2007u

¹⁰⁷ WSJ 14. Mai 2008

Die Schlacht wird auf der ökonomischen Ebene und bei den kurzen Bauzeiten geschlagen. Hier erweist sich die Windenergie nicht bloss als billiger, sondern vor allem als schneller und flexibler als die Dinosaurier-Technologien von vorgestern.

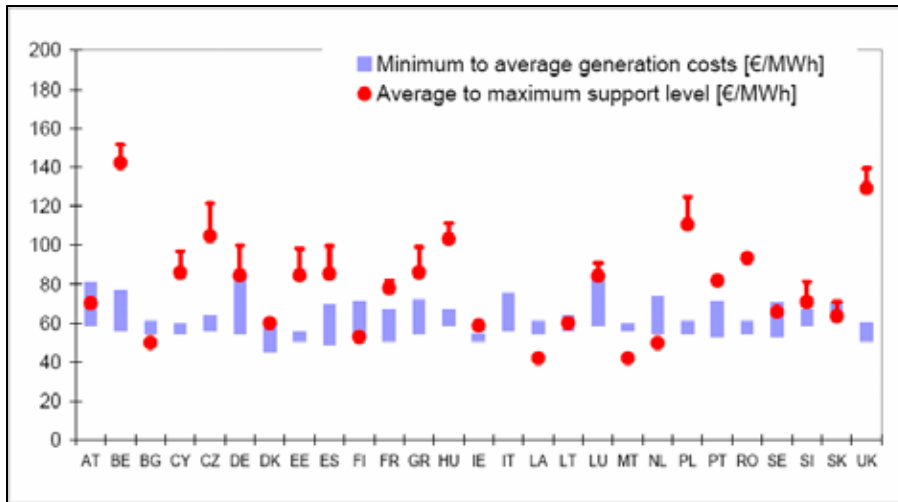


Figur 14: US Kosten Windenergie¹⁰⁸

Ob die Atomkraftwerke im Markt bestehen, hängt letztlich vom Preis der Konkurrenz-techniken ab. Diese Grafik (Figur 14) des US DOE zeigt die Kosten von Strom aus bestehenden Wind-farmen in den USA.

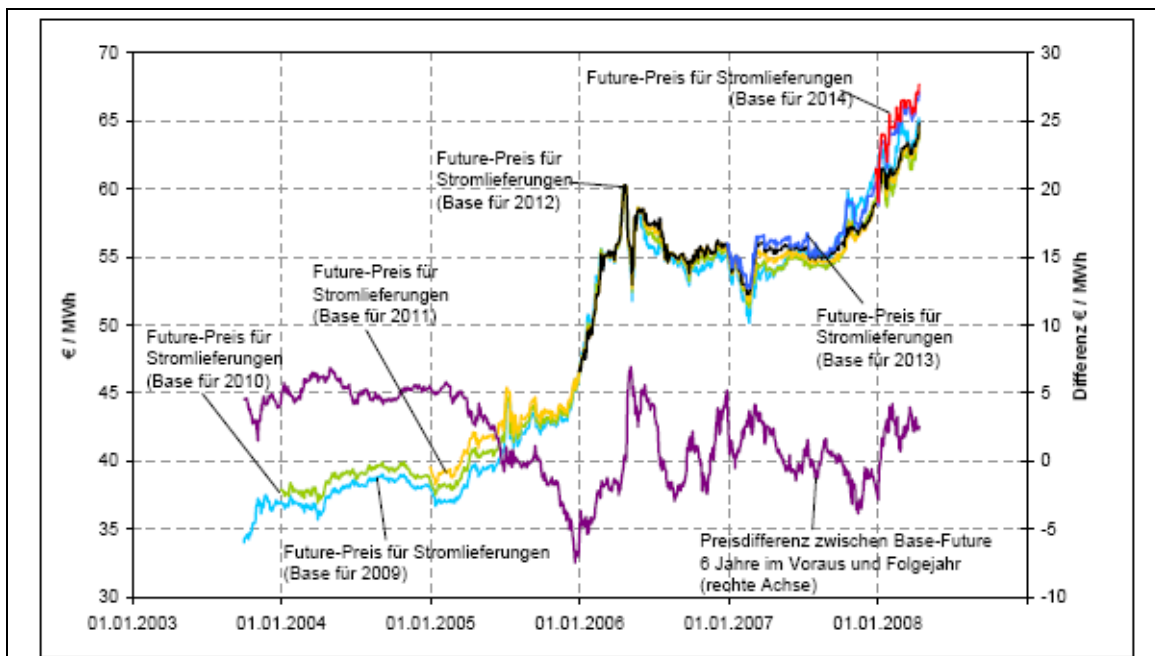
Schauen wir die Kostenrechnung genauer an: in den USA und in Europa erweist sich Windenergie laut Statistik als kostengünstigste Ressource für die Stromerzeugung. Kostenüberschreitungen wie bei neuen Atomkraftwerken sind nicht zu erwarten, denn das Geschäft wird von Tausenden Einzelinvestoren dominiert, die vom Markt abgestraft werden, wenn sie die Marktvorgaben überschreiten.

¹⁰⁸ Ryan Wiser, Mark Bolinger: Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, May 2008 ed. US Department of Energy



Figur 15: europäische Gestehungskosten Windenergie¹⁰⁹

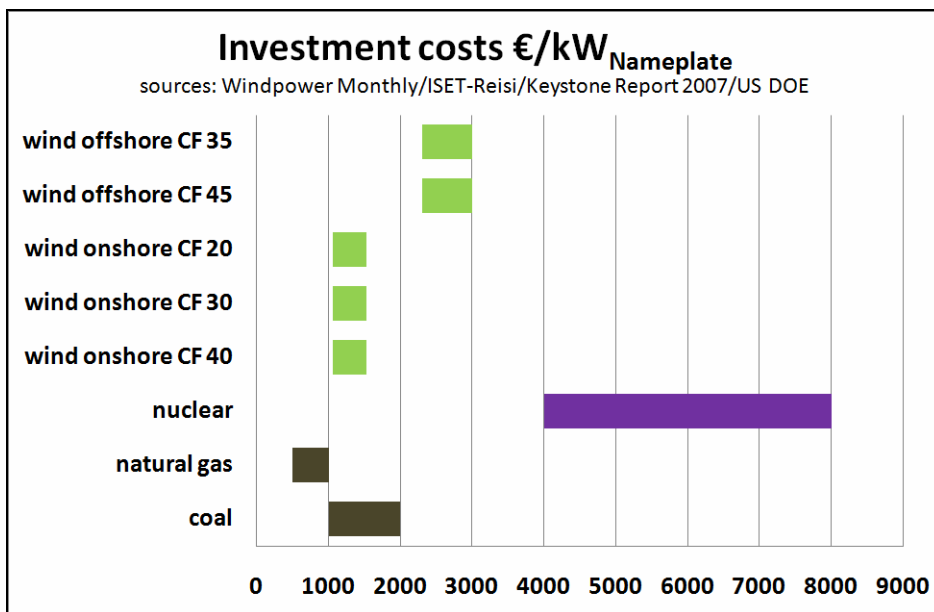
Auch in Europa erweist sich die Windenergie als kostengünstige Technik, wenn man die Kosten mit den Notierungen auf den Terminmärkten vergleicht. Wegen des steigenden Strompreisniveaus wird es für viele Windmüller interessant, ihren Strom direkt auf dem offenen Markt zu verkaufen statt auf Einspeisevergütungen zu setzen. Die Preisnotierungen in Europa zeigen nämlich – im Gefolge der steigenden Öl- und Gaspreise – einen drastischen Verlauf. Die baseload-Notierungen an der EEX haben die Höhe der Einspeisevergütungen für Windenergie (Basisniveau 5,5 Euro-Cent/kWh) bereits überschritten.



Figur 16: Strompreise an der EEX¹¹⁰

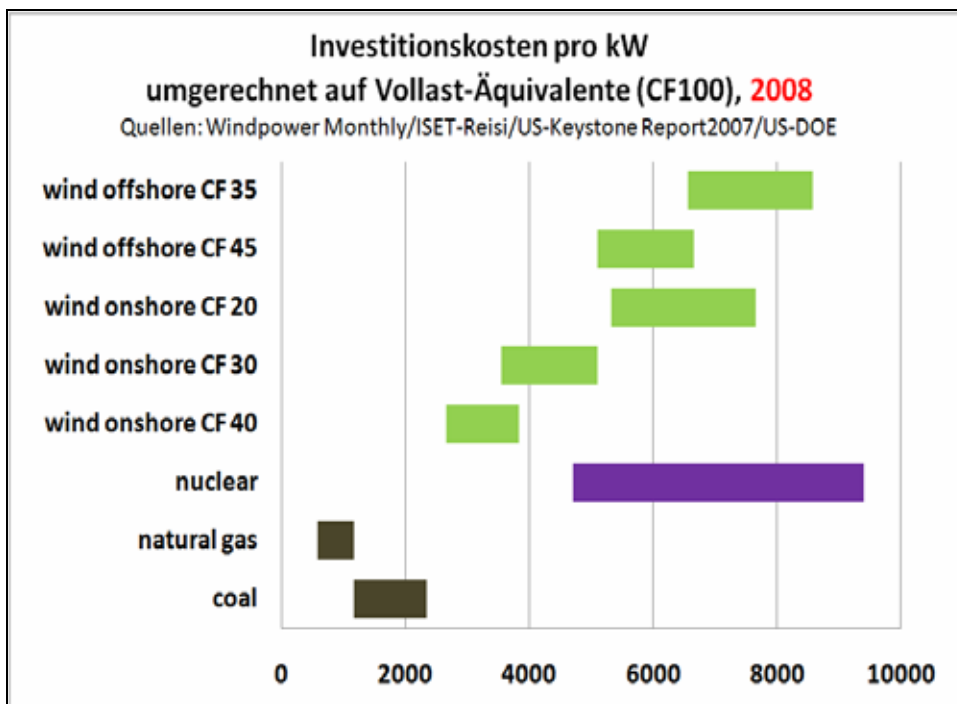
¹⁰⁹ OPTRES, 2007 European Commission (COM(2008)19 final), cited in Gemma Reece, Ecofys UK: Renewable Energy policy developments in the EU-27, Results of the OPTRES, PROGRESS and Futures-e projects, EWEC 2008 presentation

¹¹⁰ Felix Chr. Matthes (Öko-Institut), Hans-Joachim Ziesing: Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung, Berlin, 17. April 2008



Figur 17: Investitionskosten im Vergleich¹¹¹ (eigene Berechnung)

Bei den Investitionskosten pro kW erweist sich die Atomenergie heute mit Abstand als am teuersten (vgl. Figuren 17 & 18).

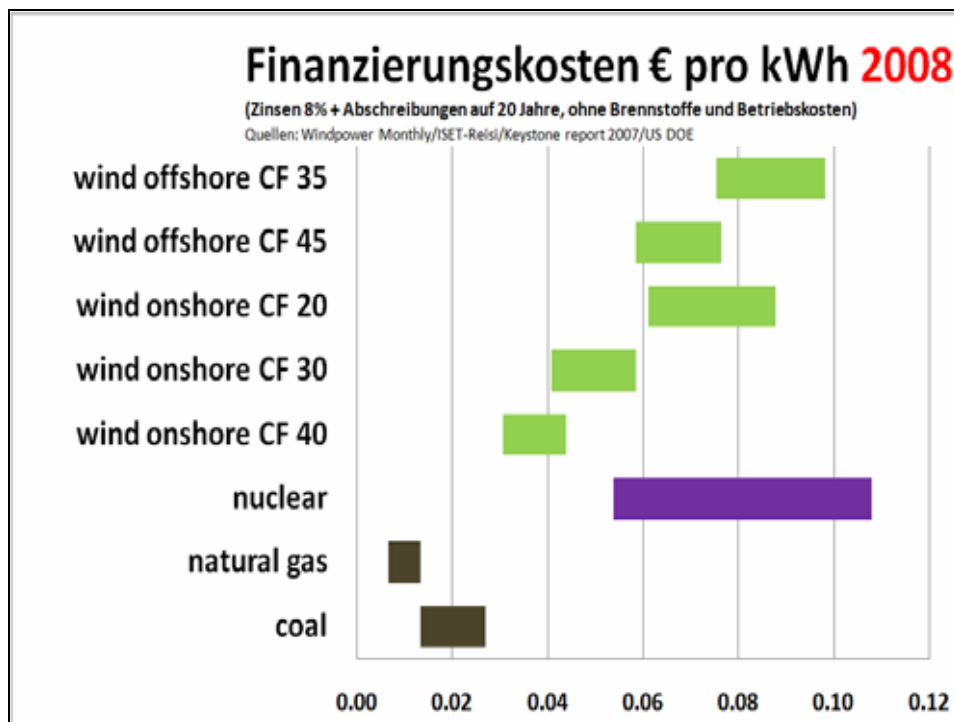


Figur 18: Investitionskosten umgerechnet auf Vollaststunden (eigene Berechnung)

¹¹¹ Datenquellen

price data for	Euros/kW	\$/kW	Source
average wind projects installed costs 2007 US	1179	1710	Wiser & Bolinger 2008 p. 21
average wind projects installed costs 2007 onshore, global	1300		Windpower Monthly 1/2008 ¹¹¹
wind projects onshore sold on the second hand market (Spain)	1963		Windpower Monthly 9/2008
expected turnkey price 2008/9 onshore	1461	2119	BTM consult WMU 2008

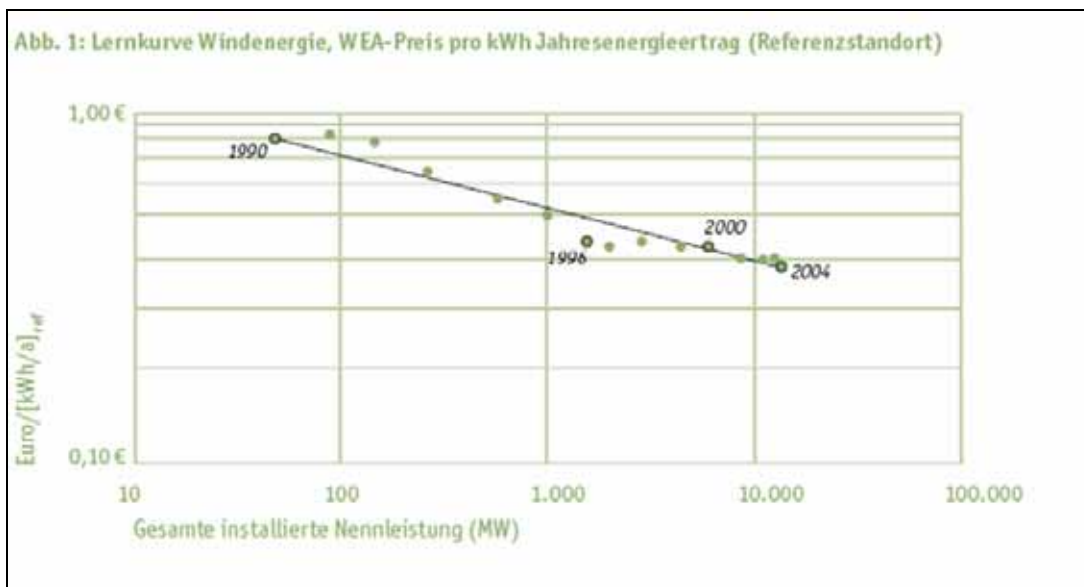
Werden die höheren jährlichen Betriebszeiten von Atomkraftwerken berücksichtigt, vermindern sich die Preisunterschiede. Windenergie ist punkto Investitionen pro kWh an guten Lagen noch immer weit billiger als Atomenergie, an schlechteren Lagen etwa gleich hoch. Nur Offshore-Wind-Technik ist wirtschaftlich punkto Investitionen etwa gleich teuer wie Atomenergie.



Figur 19: Finanzierungskosten kWh (eigene Berechnung)

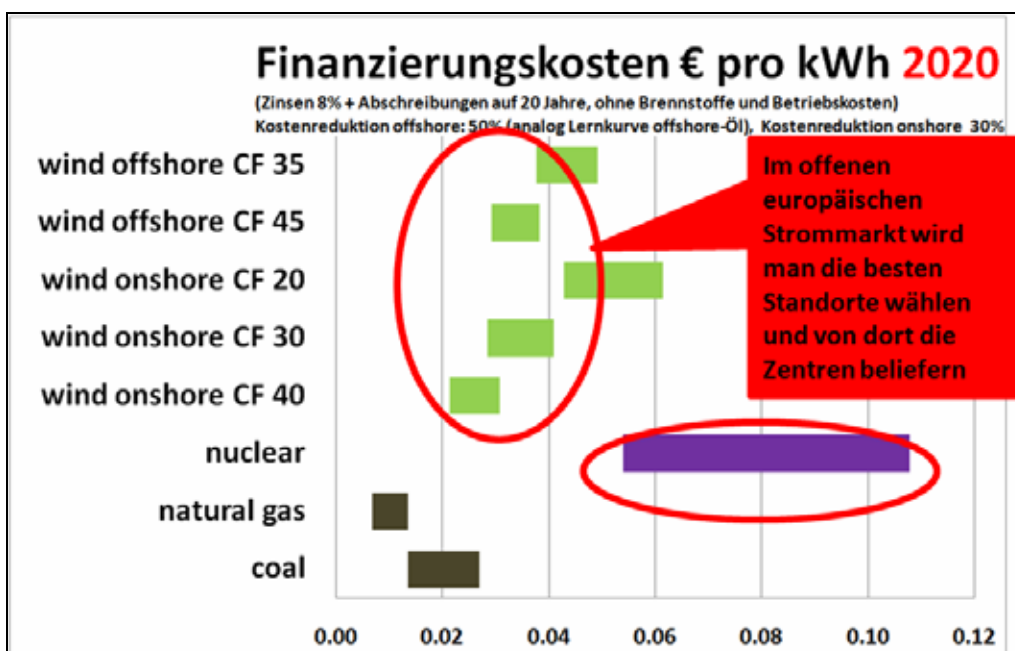
Umgerechnet auf eine kWh kommt die Windenergie an typischen europäischen Lagen punkto Kapitalkosten etwa gleich teuer bis billiger als ein neues Atomkraftwerk. Rechnet man die Betriebskosten ein, dann verbessert sich die Situation für die Windenergie weiter. Entscheidend ist aber der Zeitpunkt, wann diese Werke konkret in Betrieb gehen können. Ein neues Schweizer Atomkraftwerk würde wohl erst gegen 2025 in Betrieb gehen.

Bis dann wird sich die Offshore-Wind-Technik um mindestens 50 % verbilligen – das war auch bei der offshore Ölförderung so – und die onshore Windenergie wird sich um mindestens 30 % verbilligen, denn beide Technologien folgen den Gesetzen der Lernkurve. Es hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass die Windenergie als noch junge Technik zu enormen Kostensenkungen fähig ist, im Jahresdurchschnitt seit 1990 rund 4,8 % pro Jahr, bei der Solarenergie sind es übrigens 8 bis 12 Prozent pro Jahr. Bei der Atomenergie kommt es demgegenüber wegen den Sicherheitserfordernissen eher zu Kostensteigerungen.



Figur 20: Kosten-Entwicklung Windenergie im Zeitablauf¹¹²

Wir können deshalb damit rechnen, dass die Kosten der Atomenergie um das Jahr 2020 um etwa 5 Euro-Cent/kWh höher sind als jene der Windenergie. Die Gestehungskosten umfassen neben den Investitionen auch Betriebs- und Brennstoffkosten. Wind ist bekanntlich gratis und deshalb immer billiger als die Brennstoffkosten für Atomkraftwerke. Das gleiche gilt für die O&M (Betrieb und Unterhalt)-Kosten.¹¹³

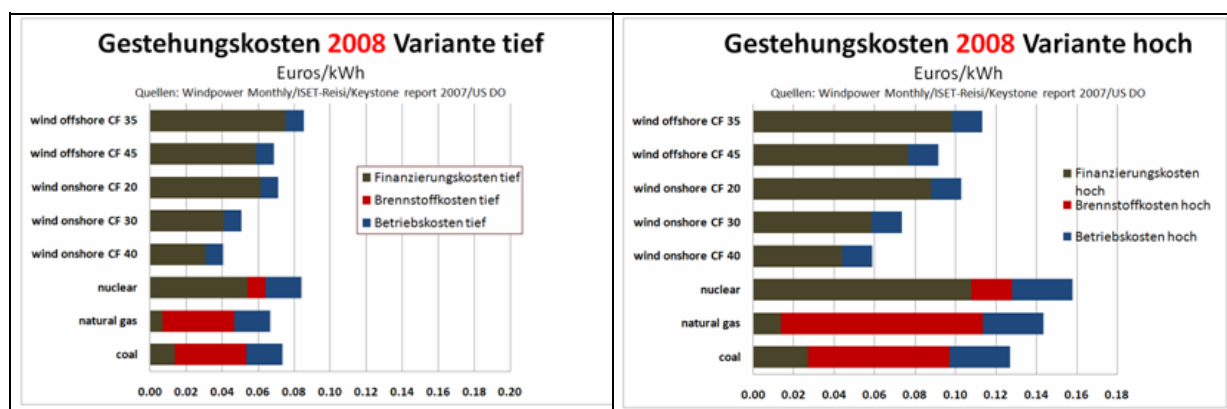


Figur 21: Finanzierungskosten im Vergleich: 2020 (eigene Schätzung)

¹¹² ISET: REISI http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=239&lang=en

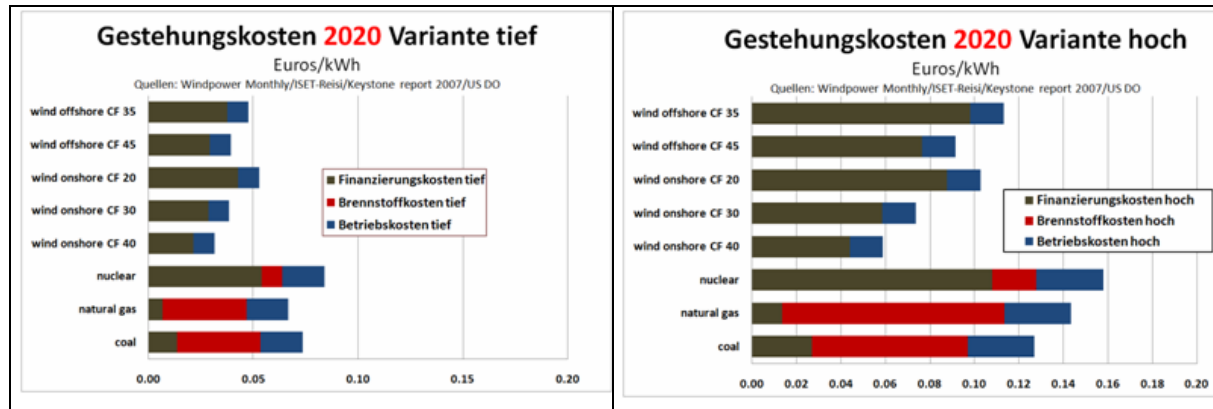
¹¹³ Institut für solare Energietechniken (ISET): Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP) 2006 http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=237&lang=en

Wenn die Lernkurve so weiter geht wie bisher, dann stehen wir im Jahre 2020 mit Windenergie viel günstiger da als mit neuen Atomkraftwerken.



Figur 22: Gestehungskosten 2008

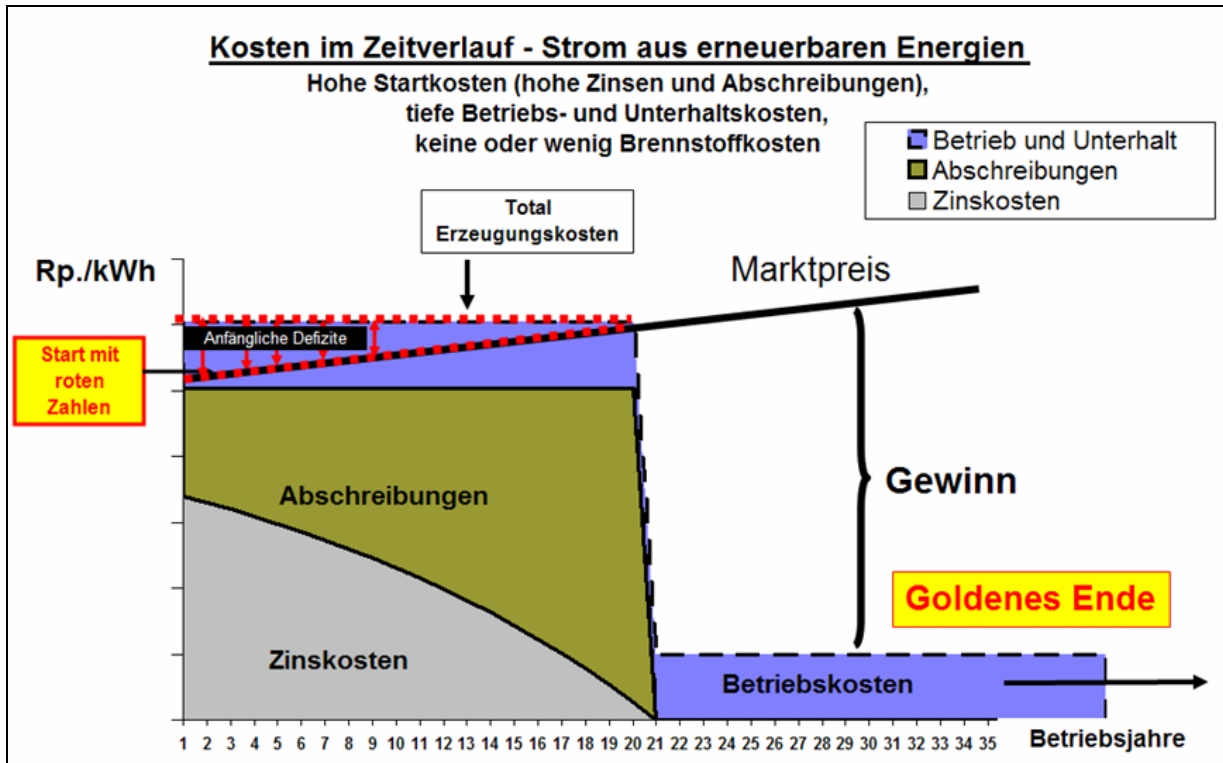
Wenn wir die Betriebskosten einrechnen, dann ist Windenergie heute höchstens gleich teuer (offshore) oder bis 4 Euro-Cent/kWh billiger (onshore) als Atomenergie. Und die Kostenvorteile der Windenergie erhöhen sich auf sechs bis 10 Euro-Cent/kWh, wenn wir die oberen Werte der verschiedenen Kostenschätzungen verwenden.



Figur 23: Gestehungskosten 2020

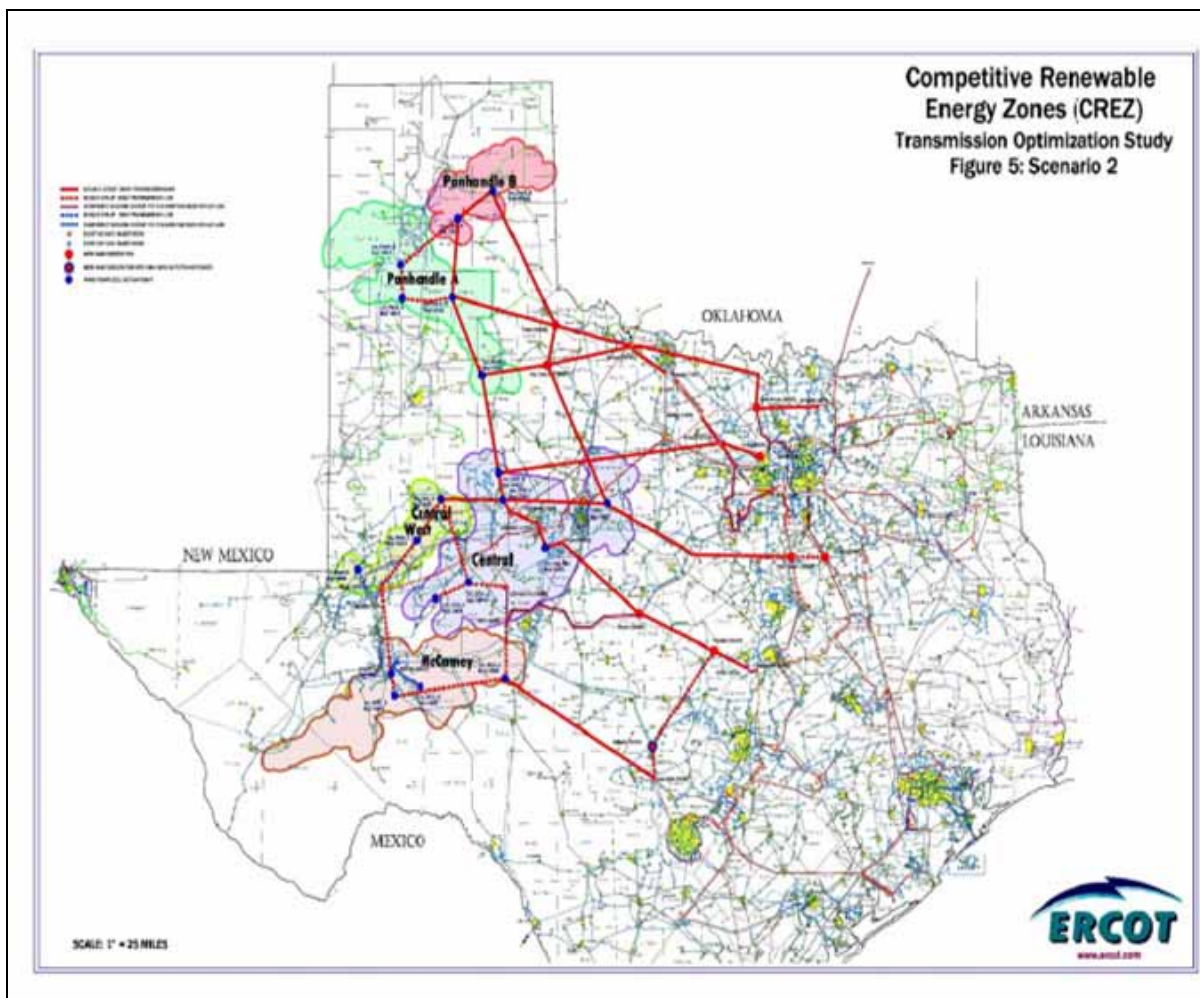
Die Atomlobby wird gegen diese Art Berechnung einwenden, dass ein AKW nicht zwanzig, sondern sechzig Jahre in Betrieb stehe und deshalb jedem Investor ein Golden End bereitet.

Das hingegen könnte sich als Irrtum erweisen, denn es genügt heute – anders als im Jahre 1986 – ein einziger mittlerer Unfall, und weite Teile dieser Branche dürfte dann beschleunigt still gelegt werden. Anders als 1986 stehen heute valable Alternativen mit kurzen Bauzeiten zur Verfügung. Zudem lassen sich auch Windkraftwerke jahrzehntelang betreiben, wenn die Anlagen gut gewartet sind, und dies zu tieferen variablen Kosten als Atomkraftwerke.



Figur 24: Kosten Windenergie nach Abschreibung (eigene Darstellung)

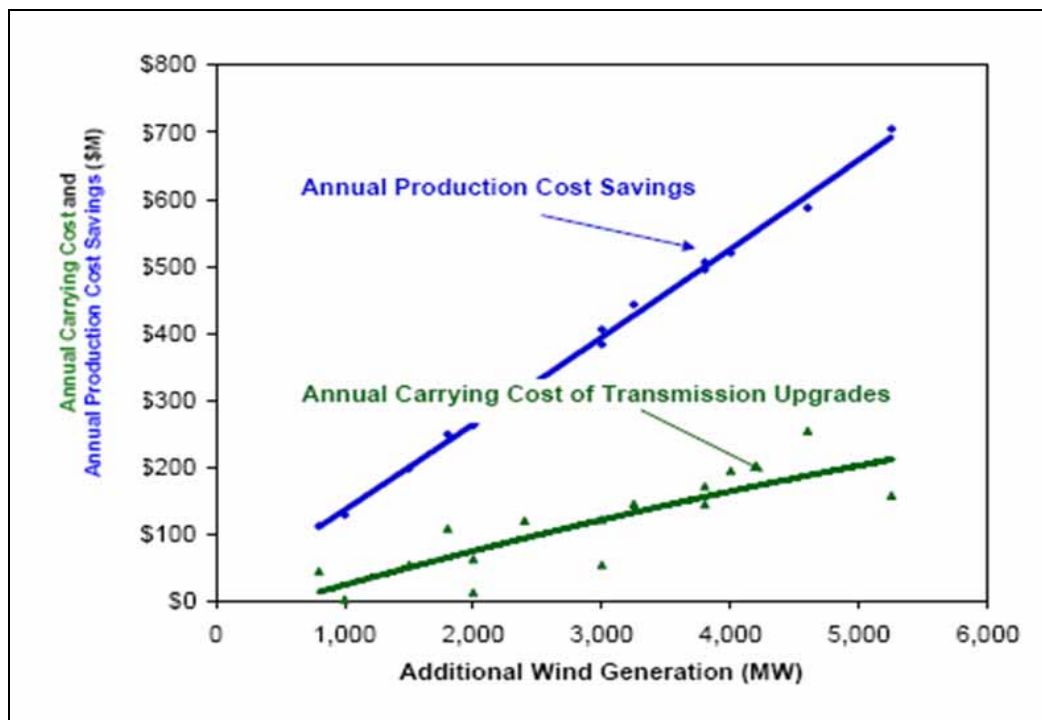
Es mag richtig sein, dass alte Atomkraftwerke billig laufen, aber das gilt erst recht für Windkraftwerke, die einmal abgeschrieben noch billiger sind als Atomkraft, nämlich nur 1-2 Euro-Cent/kWh.



Figur 25: neue Hochspannungsnetze in Texas – Interkonnektion für neue Windenergie-Anlagen im Umfang von 20-30 GW¹⁴

Um zu verstehen, was bei der Windenergie heute abgeht, müssen wir das Beispiel von Texas anschauen. Dort investiert der Staat derzeit 5 Milliarden \$ in neue Hochspannungsleitungen, was von den Medien sehr kritisch kommentiert wurde.

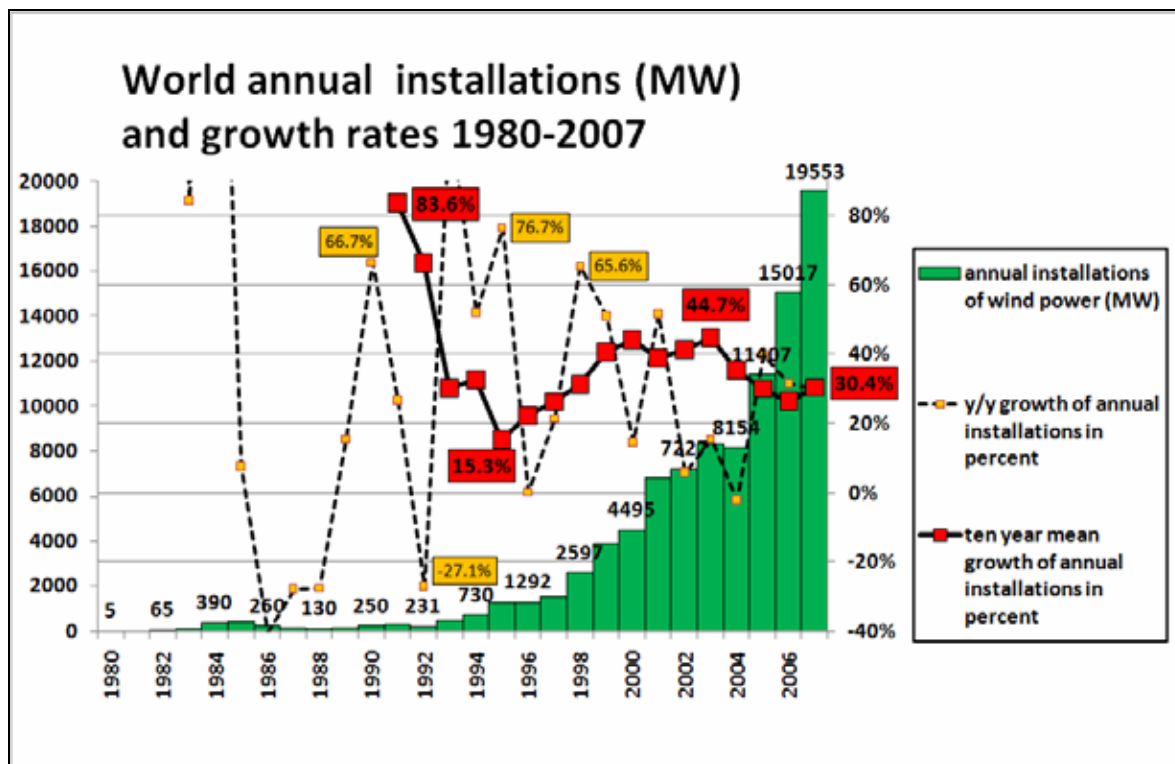
¹⁴ ERCOT: Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) Transmission Optimization Study 2008 p. 25



Figur 26: Texas Einsparung¹¹⁵

Die Berechnungen der Texas Public Utility Commission zeigen aber, dass dieses Geld für neue Netze sehr gut investiert ist, denn Windenergie ist so billig, dass eine Paybackzeit von unter drei Jahren errechnet wurde, die neuen Leitungen halten aber mindestens 50 Jahre. Die Investitionen in Windenergie von ca. 50 Milliarden US-\$ werden schon um das Jahr 2015 gebaut sein und Strom im Umfang von etwa acht Göggen liefern. Solche Geschwindigkeiten kann Atomenergie niemals sicherstellen.

¹¹⁵ Brendan Kirby: Evaluating Transmission Costs and Wind Benefits in Texas: Examining the ERCOT CREZ Transmission Study, (PUC DOCKET NO. 33672, PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS), April 2007, p.16

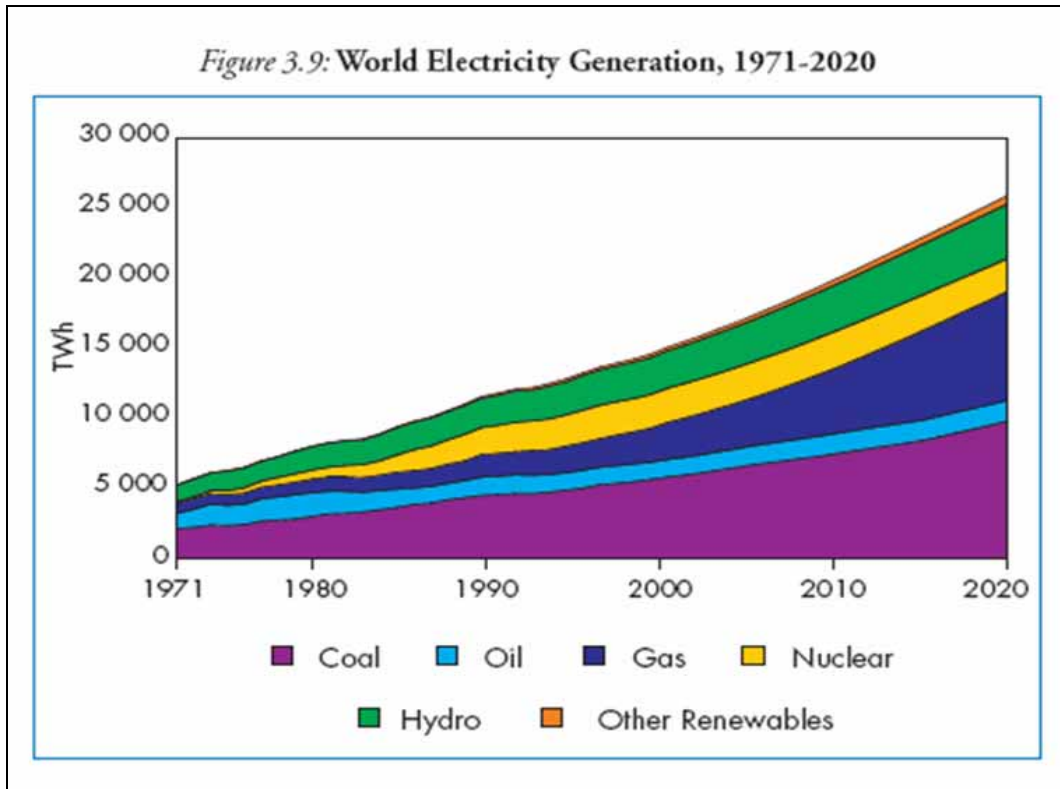


Figur 27: Verdoppelung alle 2 ½ Jahre¹¹⁶

Im Sektor Windenergie wurden im vergangenen Jahr (2007) Neubauten mit einer Gesamtleistung von 20'000 Megawatt erstellt. Die Kurve wächst stabil exponentiell. Die Umsätze verdoppeln sich etwa alle zweieinhalb Jahre. Im Jahre 2012 werden rund 80'000 Megawatt Windkraft in Betrieb gehen, im Jahre 2015 möglicherweise über 150'000 MW, während die Atomkraft darum kämpft, netto überhaupt Megawatt ans Netz zu bringen.

Die These hier ist deshalb: Der offene Markt und die offenen Netze werden dank Wind- und Solartechnik jede Versorgungslücke schliessen, vorausgesetzt die Engpässe im Hochspannungsnetz werden rechtzeitig behoben.

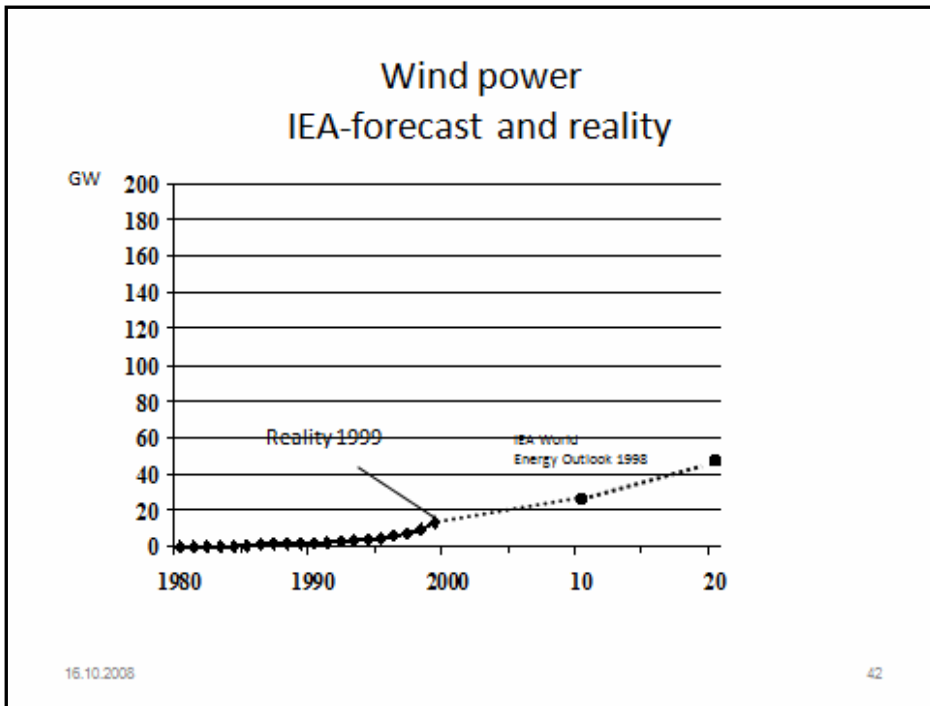
¹¹⁶ Daten Windpower Monthly Magazine



Figur 28: IEA-Prognose der neuen erneuerbaren Energien¹¹⁷

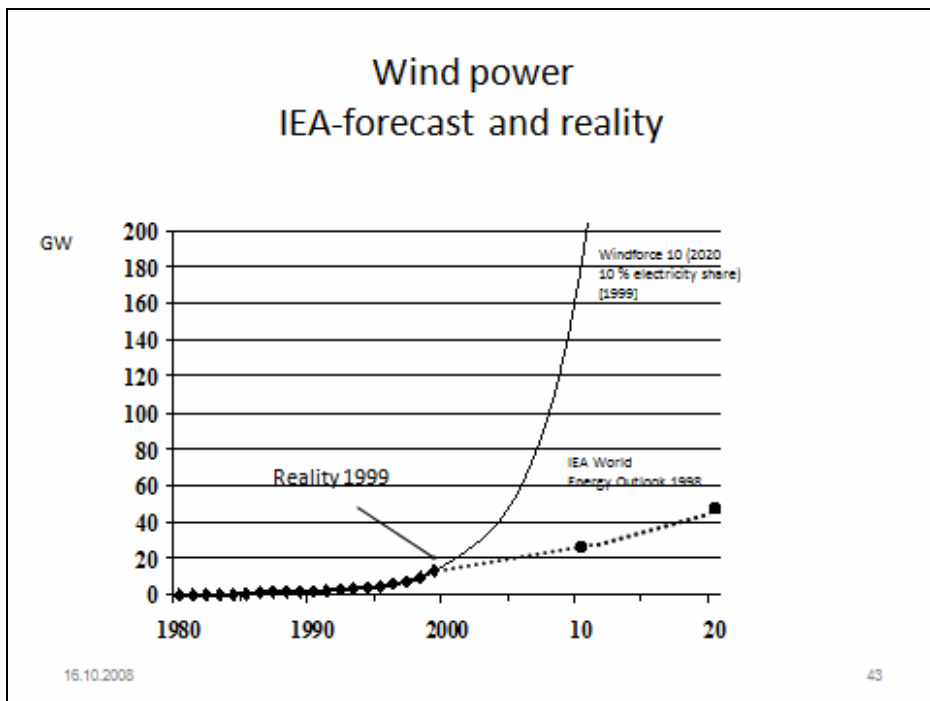
Es ist bekannt, dass viele Energie-Ministerien und Medien den Windboom noch immer sehr skeptisch kommentieren, weil sie den Prognosen der Internationale Energieagentur (IEA) glauben. Bei der Internationale Energieagentur (IEA) spielen neue erneuerbare Energien seit Jahrzehnten nur eine marginale Rolle. Doch diese Prognosen werden von der realen Entwicklung Lügen gestraft. Hier die IEA Prognosen aus dem Jahr 1998, die für 2020 42 GW Windenergie vorsah (Figur 29).

¹¹⁷ Internationale Energieagentur (IEA): World Energy Outlook S. 96



Figur 29: IEA Windprognose 1998¹¹⁸

Und hier jene von Greenpeace (Figur 30), die um das Jahr 2011 auf 200 GW Windenergie kam.

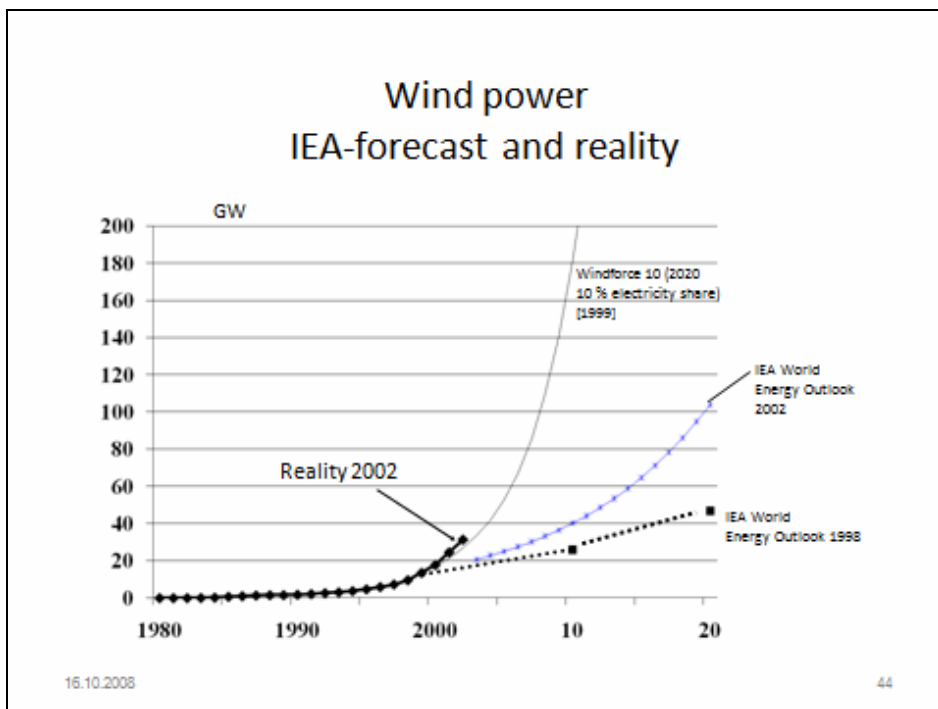


Figur 30: Greenpeace Szenario Windforce Ten (1999)¹¹⁹

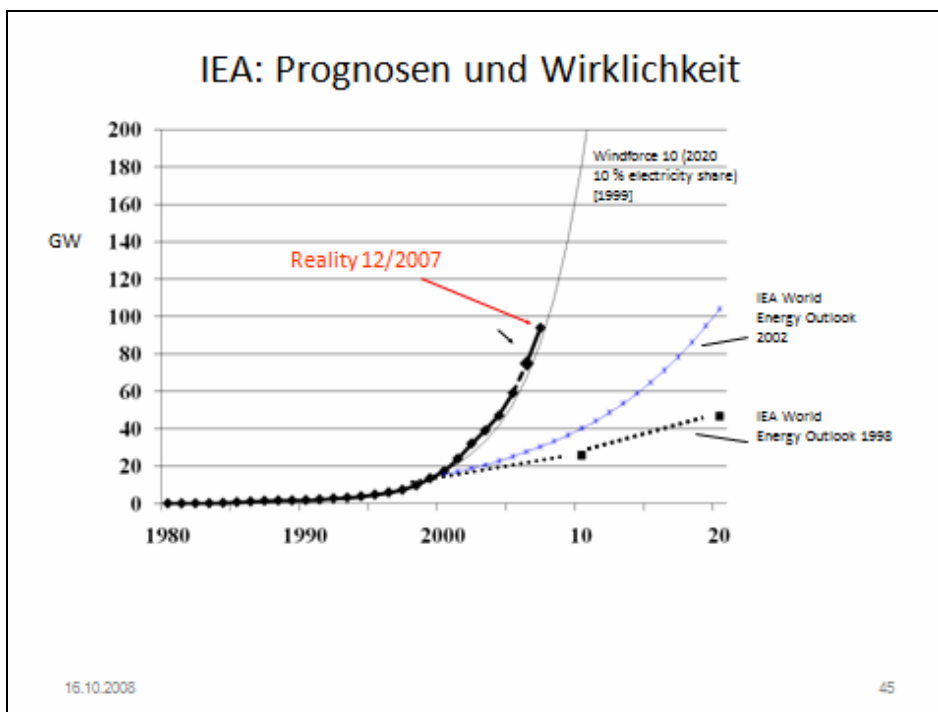
¹¹⁸ Daten: Internationale Energieagentur (IEA) World Energy Outlook 1998 / Windpower Monthly Magazine

¹¹⁹ Daten: Greenpeace Studie: Windforce 10: http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Windforce_10_EWEA_Greenpeace-Study.pdf

Die IEA-Prognose wurde bereits im Jahre 2002 erstmals nach oben korrigiert (Figur 31).



Figur 31: Entwicklung Windenergie und Prognosen der IEA 1998-2002¹²⁰

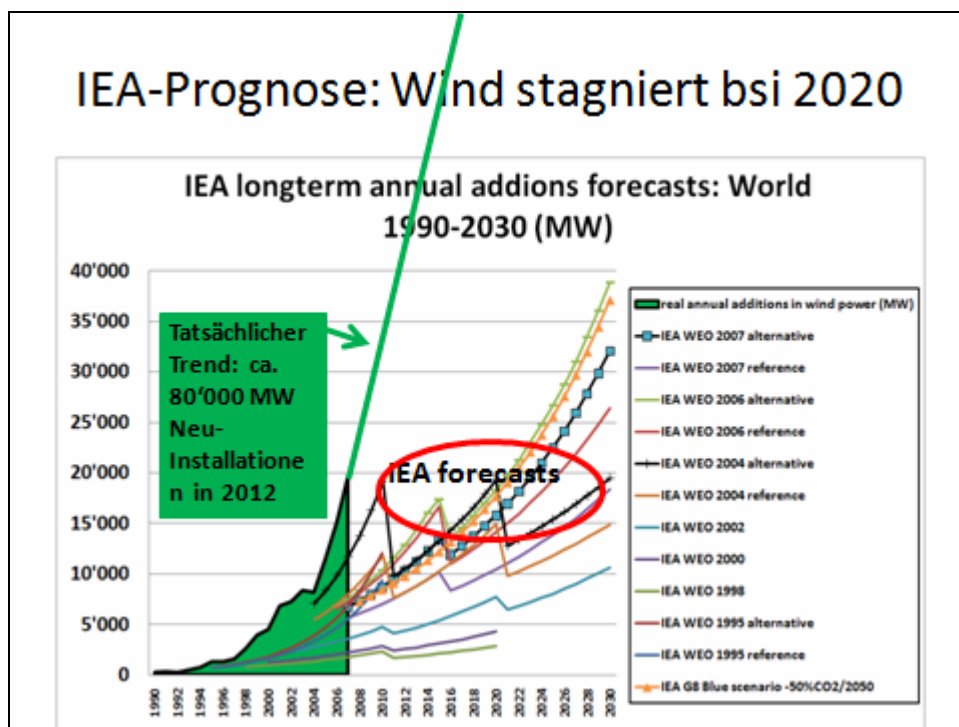


Figur 32: reale Entwicklung der Windenergie¹²¹

¹²⁰ Sources: Internationale Energieagentur (IEA) World Energy Outlook 2002, WIND FORCE TEN: A blueprint to achieve 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020 By European Wind Energy Association. Forum for Energy and Development. Greenpeace International

¹²¹ Daten Windenergie: Windpower Monthly Magazine

Schon im Jahre 2004 wurde die IEA-Prognose von 42 GW im Jahre 2020 in der Realität überschritten (Figur 32). Die IEA-Prognose von 2002 über 102 GW im Jahre 2020 wurde im Jahre 2008 von der Realität eingeholt. Zum Glück erwiesen sich die IEA-Prognosen regelmässig als total falsch. Man hat die Windenergie stets unterschätzt, führt diesbezüglich nicht mal eine vernünftige Statistik. Die einzige richtige Prognose in den letzten 10 Jahren kam von Greenpeace.

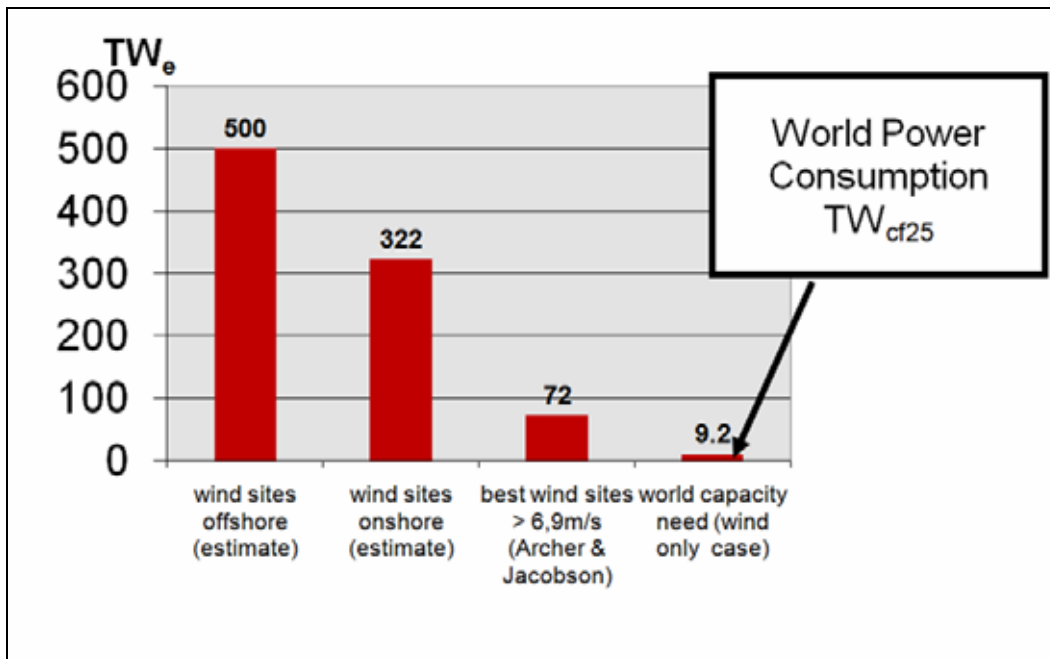


Figur 33: Trends der Windenergie und IEA-Prognosen im Überblick¹²²

Bis 2012 wird der Output der Windindustrie auf über 80'000 MW ansteigen. Das ist keine Prognose. Diese Turbinen sind bereits bestellt, die Fabriken im Aufbau. Die IEA prognostiziert hingegen auch in ihren jüngsten Berichten eine dauernde Stagnation, und weil die meisten Journalisten der IEA ziemlich blind vertrauen und von Windenergie wenig verstehen, treiben die Gerüchte von einer Stromlücke immer neue Blüten. Und das ist ganz was die Atomlobby will.

¹²² Vgl dazu: WIND POWER: A CLEAN REVOLUTION IN THE ENERGY SECTOR, Background paper prepared by the Energy Watch Group, in edition

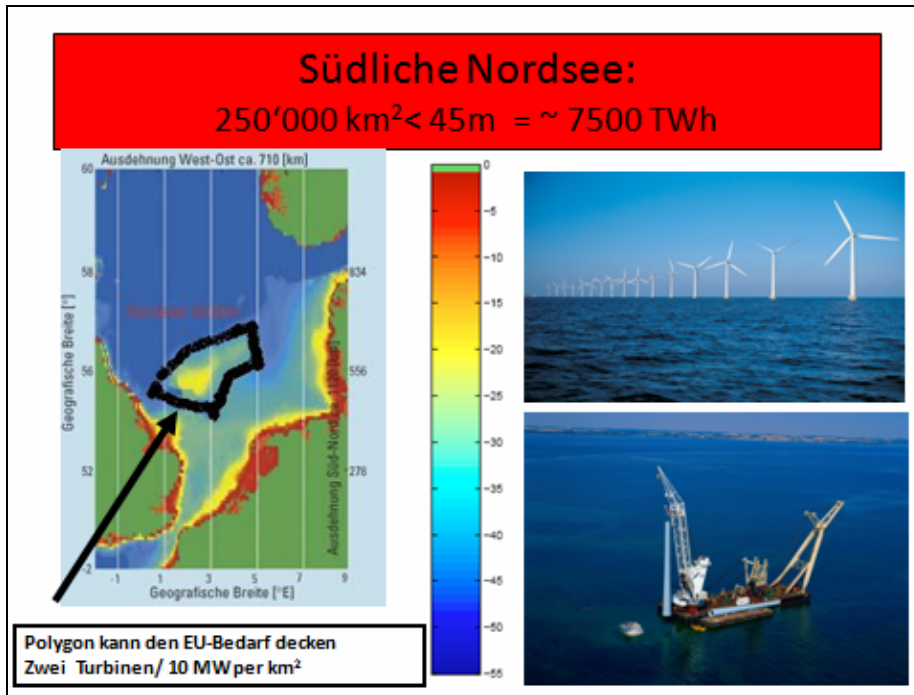
16.8.6 Denkfehler Nummer 6: Windenergie reicht nicht



Figur 34: Weltstromverbrauch und Windenergie-Potentiale¹²³

Die Atomlobby sagt: die guten Windstandorte sind aufgebraucht, und die Deutschen, Holländer und Franzosen brauchen ihre Standorte selber; für die Schweiz ist da kein Platz mehr. Das ist so, wie wenn jemand sagt: die Deutschen können uns keine Volkswagen verkaufen, weil sie alle selber brauchen. Tatsache ist: Das Potential der Windenergie ist rund 100-mal so gross wie der Weltstromverbrauch.

¹²³ Cristina L. Archer and Mark Z. Jacobson: Evaluation of Global Wind Power, Department of Civil and Environmental Engineering, Stanford University, Stanford, CA, 2004, published in Journal of Geophysical Research - Atmospheres in 2005, http://www.stanford.edu/group/efmh/winds/global_winds.html



Figur 35: Potentiale offshore - südliche Nordsee¹²⁴

Die Potentiale der Windenergie sind in der Tat riesengross. Auf der umrandeten Fläche in der Nordsee liesse sich bereits der Stromverbrauch der Europäischen Union herstellen. Aber niemals wird man diese Turbinen alle an einem Ort aufstellen, sondern man wird sie vielmehr geographisch möglichst breit verteilen. Und das ist genau, was nun geschieht.

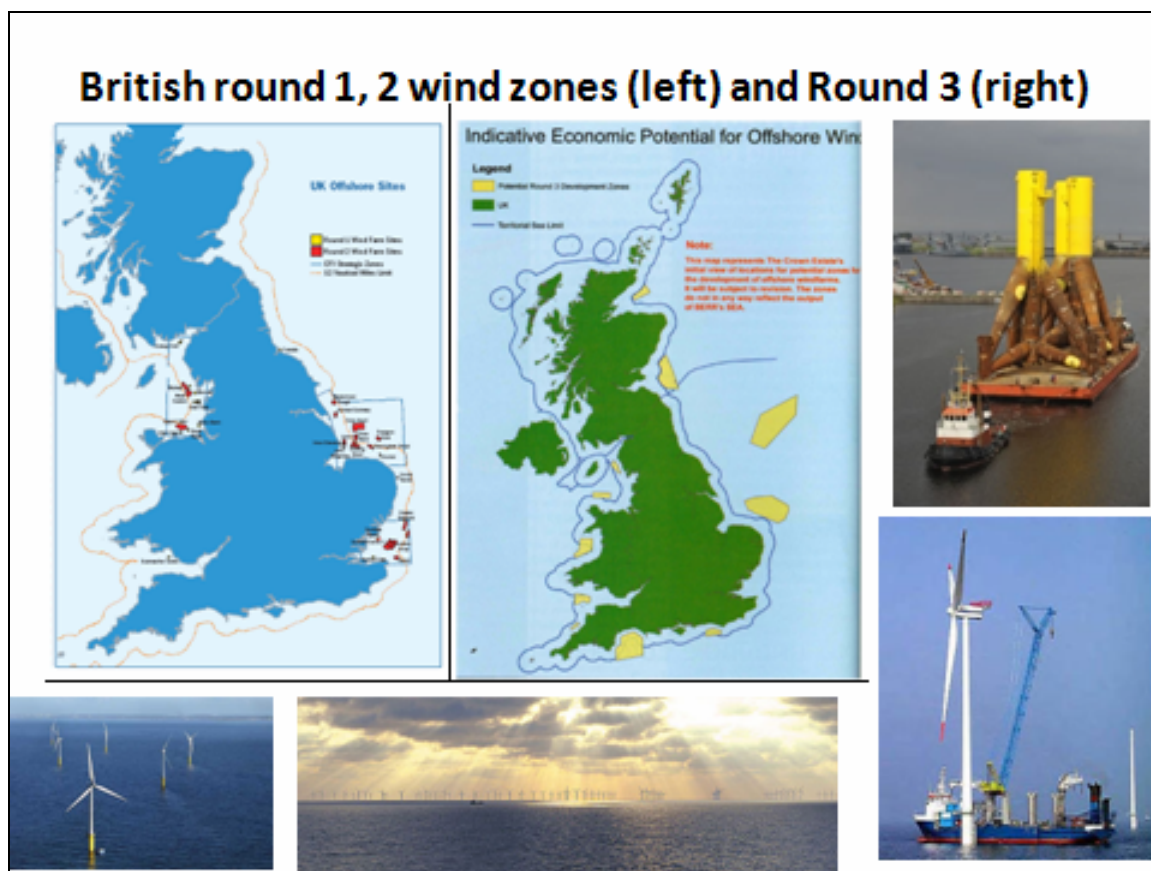


Figur 36: Offshore-Projekte in der Nordsee¹²⁵

¹²⁴ Dipl.-Phys. Gregor Czisch (ISET) Global Renewable Energy Potential - Approaches to its Use – speech held in Magdeburg Germany, September 2001 <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/overview.html>

¹²⁵ Grafik: deutscher Bundesverband Windenergie <http://www.wind-energie.de/de/materialien/fohlen-sammlung/>

Schon in den nächsten zwei Jahren wird sich die Zahl der Offshore Windfarmen in Europa verdoppeln – denn ein halbes Dutzend neue Windfarmen befinden sich derzeit im Bau.



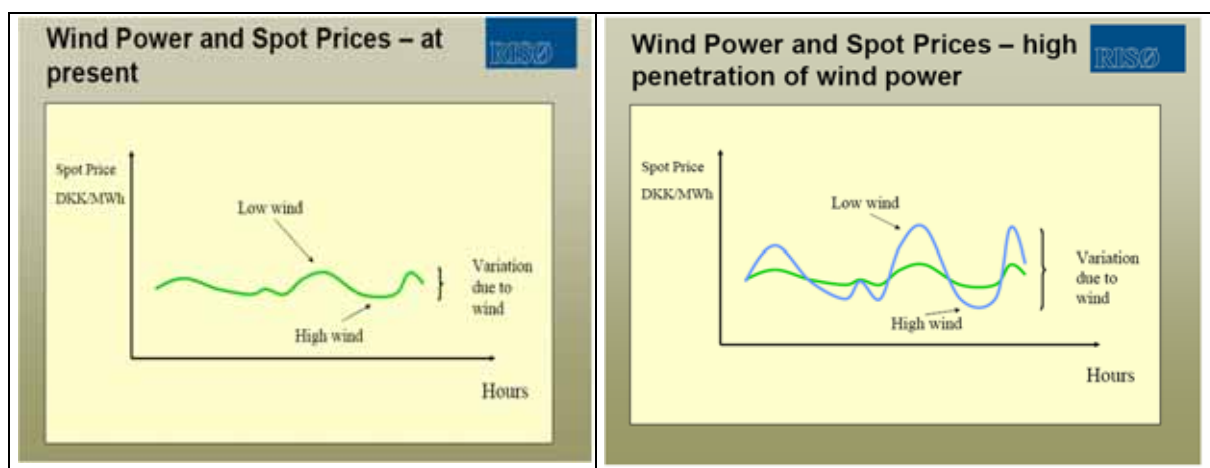
Figur 37: Beispiel Grossbritannien¹²⁶

Grossbritannien hat angefangen, wie in Texas Zonen für erneuerbare Energien zu errichten, mit dem gleichen Grid-First-Ansatz, vorfinanziert von der staatlichen Crown Estate, die die Seegebiete verwaltet. Im Bild (Figur 37) die Zonen der Runde 1 und 2 und rechts die dritte Runde mit viel grösseren Flächen.

16.8.7 Denkfehler Nummer 7: es fehlt an Bandenergie

Es besteht ein weit verbreiteter Glaube, dass es an Bandenergie fehlen wird. Das ist ein Irrtum. Windenergie mit diversifizierten Standorten liefert Bandenergie und wird um das Jahr 2020 etwa 30% der Verbrauchs in Europa decken, und dies zu konkurrenzlosen Kosten. Diese Entwicklung hat tief greifende Folgen für die Strukturierung des Stromangebots. Schon heute gibt es bei starkem Wind Preisabschläge und der Anteil liegt jetzt erst bei 4-5%.

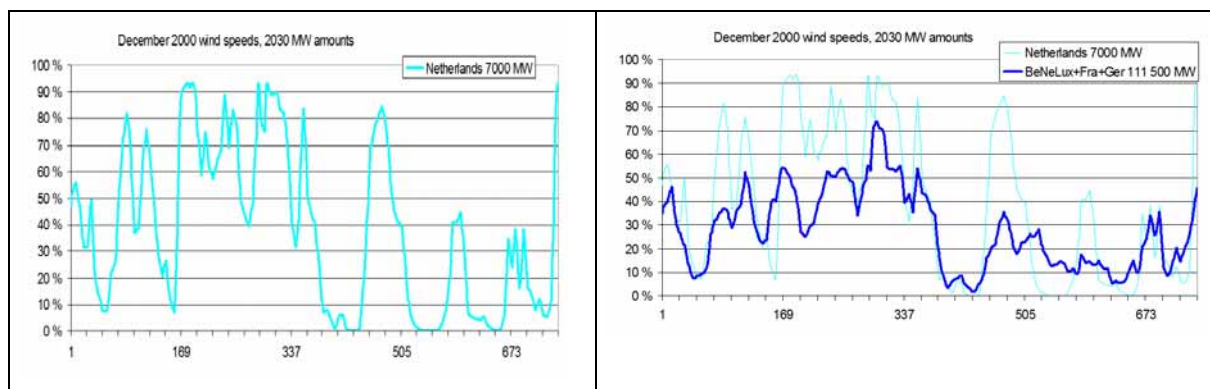
¹²⁶ Wind Directions Nov. 2004, p.29, Renewable Energy Focus, July/August 2008 p.16



Figur 38: Preisverlauf bei Schwach- und bei Starkwind¹²⁷

Im Zeitablauf sieht das so aus. In Zukunft werden die Phasen mit Überangebot zunehmen. Während einem rechten Teil der Tageszeit wird es zu viel Bandenergie geben und die Preise am Strommarkt werden dann drastisch sinken. Atomkraftwerke können sich diesen Bewegungen nicht anpassen. Sie liefern ebenfalls Bandenergie, aber zu höheren Kosten als Windenergie. Was es bei dieser Entwicklung braucht ist nicht Bandenergie, sondern flexible Spitzenlast, zum Beispiel aus Wasserkraft, oder heute noch aus Erdgas.

Viele schliessen aus den fluktuierenden Produktionsbewegungen der Windenergie, dass sich das nicht managen lässt. Doch Windenergie lässt sich managen, das zeigen die neuen Forschungsergebnisse der EU.

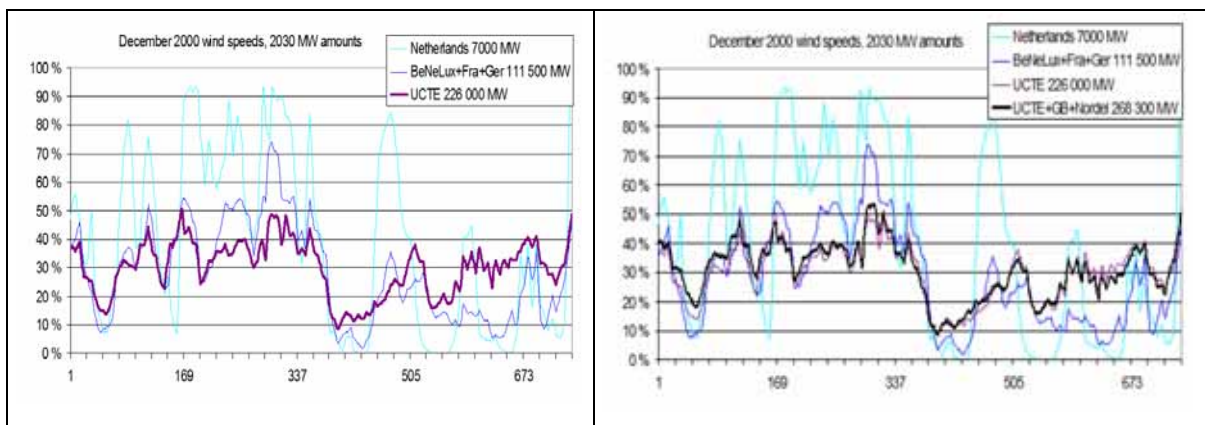


Figur 39: Produktion Niederlande (links) und Benelux, Deutschland und Frankreich (rechts)¹²⁸

Während ein kleines Gebiet wie Holland eine starke Volatilität der Produktion aufweist, verringern sich die Ausschläge mit jeder Erweiterung.

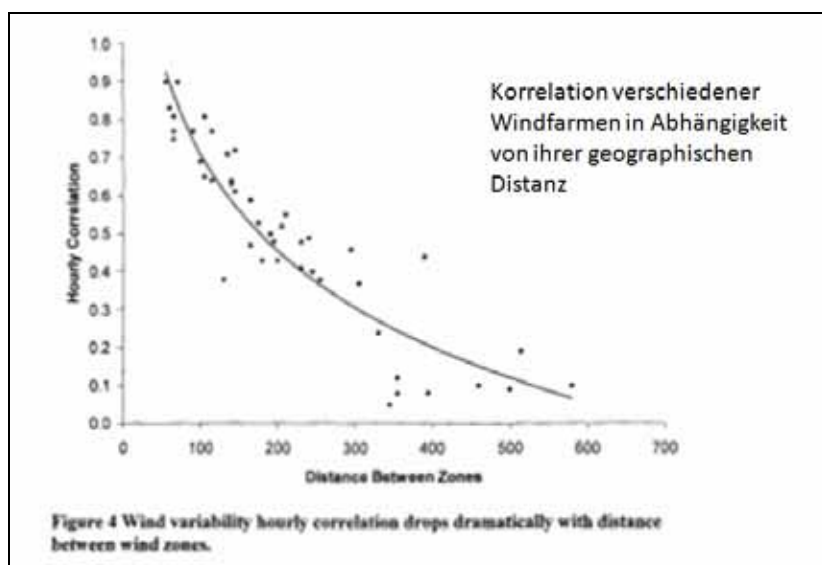
¹²⁷ source: P.E. Morthorst, EWEC 2007

¹²⁸ Bettina Lemström: Wind power integration and transmission in Europe, EWEC 2008 presentation



Figur 40: Windenergie Produktion UCTE (links) und UCTE+Grossbritannien+Nordel (rechts)¹²⁹

Wenn wir das Gebiet auf Benelux, Frankreich und Deutschland erweitern (Figur 39 rechts), dann die ganze UCTE und schliesslich Grossbritannien und die skandinavischen Länder dazu nehmen (Figur 40), werden die Abweichungen von der 30-Prozentlinie – dem kalkulierten Produktionsbeitrag übers ganze Jahr – stetig kleiner. Über 270'000 MW Windenergie werden im nächsten Jahrzehnt über 30 % des Stroms liefern, weit mehr als die Atomenergie heute.

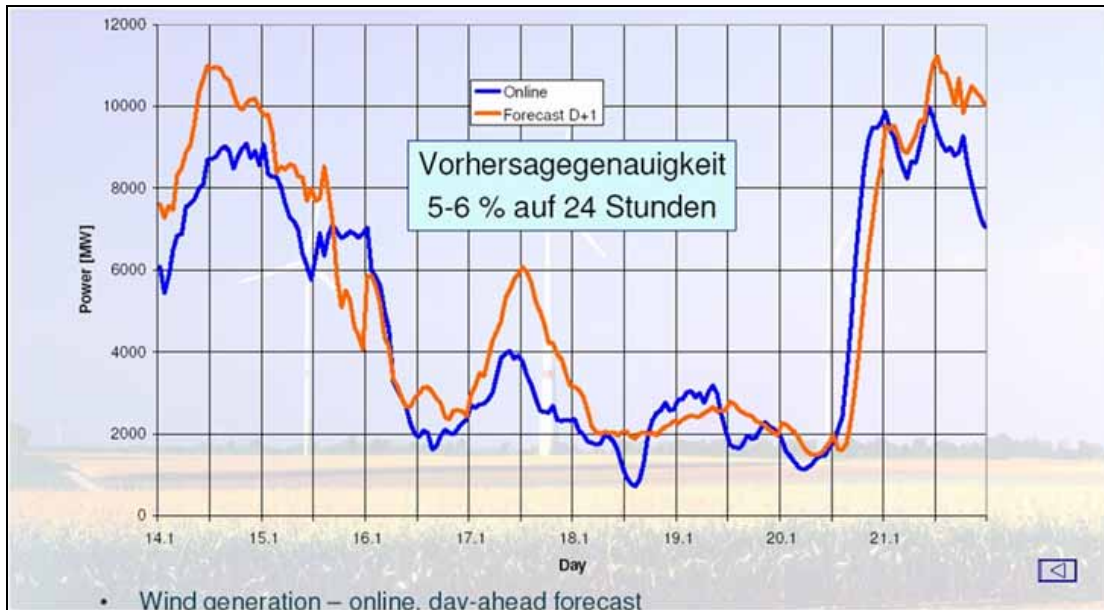


Figur 41: Windenergie als Bandenergie: Korrelation der Stromlieferung mit zunehmender Distanz¹³⁰

Windenergie ist Bandenergie, stochastisch nehmen die Korrelationen gleicher Laufzeit mit steigender Distanz ab.

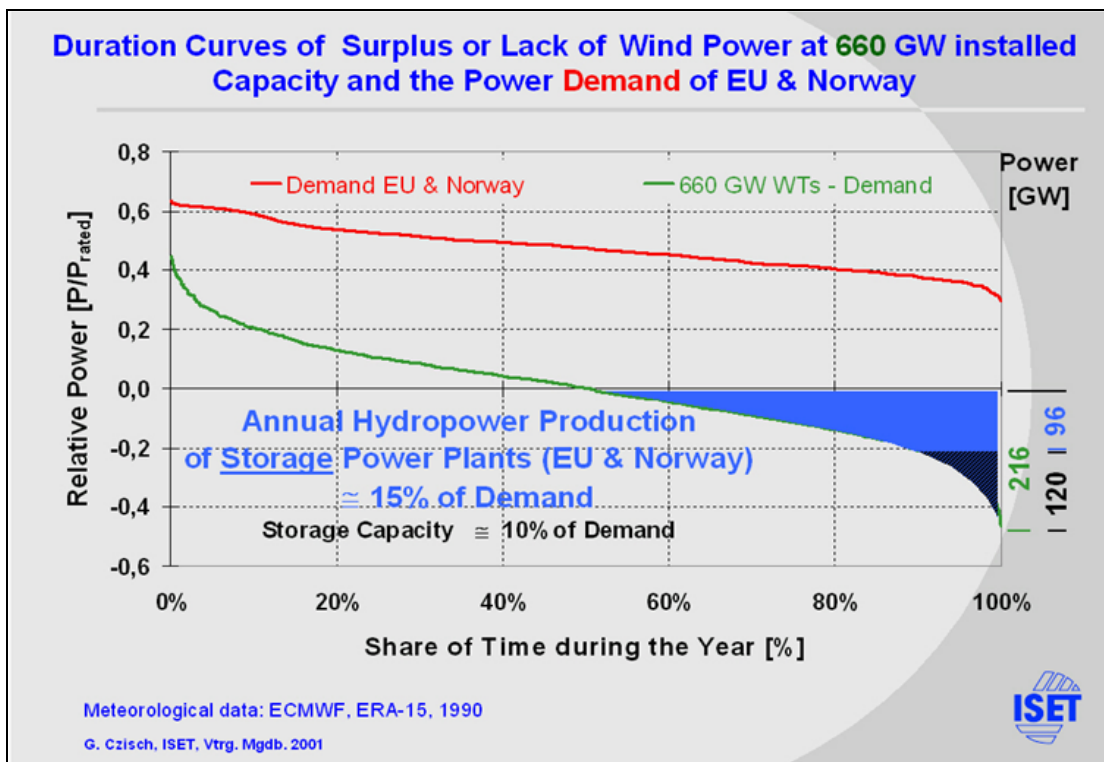
¹²⁹ Bettina Lemström: Wind power integration and transmission in Europe, EWEC 2008 presentation

¹³⁰ Brendan Kirby: Evaluating Transmission Costs and Wind Benefits in Texas: Examining the ERCOT CREZ Transmission Study, (PUC DOCKET NO. 33672, PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS), April 2007, p.14



Figur 42: Prognosen ¹³¹

Dank besseren Kenntnissen und guten Programmen werden die Prognosen immer besser und vereinfachen den Abgleich von Produktion und Konsum.

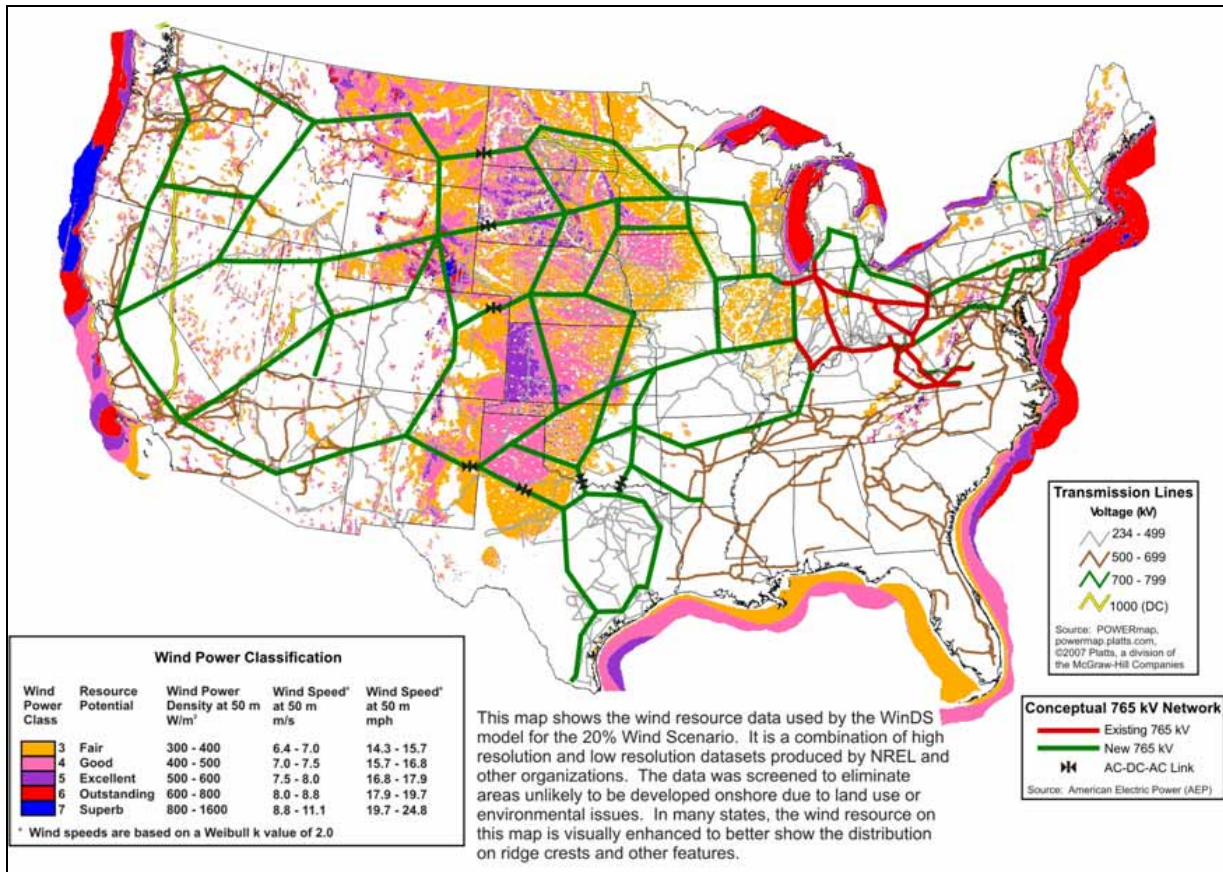


Figur 43: Überschüsse und Reservebedarf übers Jahr ¹³²

¹³¹ Sylvia Pilarsky-Grosch: Renewable Energy and grid structure, 19.November 2007 – Bonn Conference papers

¹³² Dipl.-Phys. Gregor Czisch (ISET) Global Renewable Energy Potential - Approaches to its Use – speech held in Magdeburg Germany, September 2001 <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/overview.html>

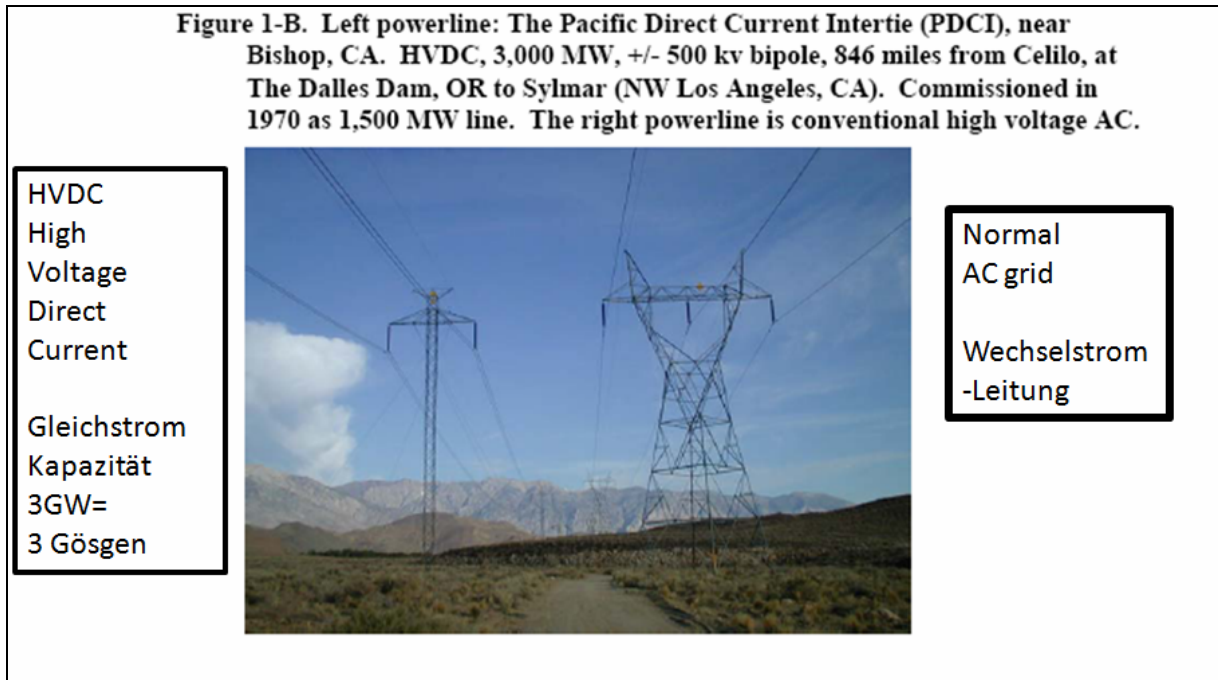
Bei einer hohen Winddurchdringung haben wir dann folgende Situation: Während eines Teils des Jahres haben wir zu viel Windstrom (in der Figur 43 links), der für Reservespeisung verwendet wird, während zur übrigen Zeit Reserven auf Abruf nötig sind. Dafür gibt es Ausgleichsmöglichkeiten. Dafür braucht es an erster Stelle ein besseres europaweites Netz.



Figur 44: AES wind-Scenario¹³³

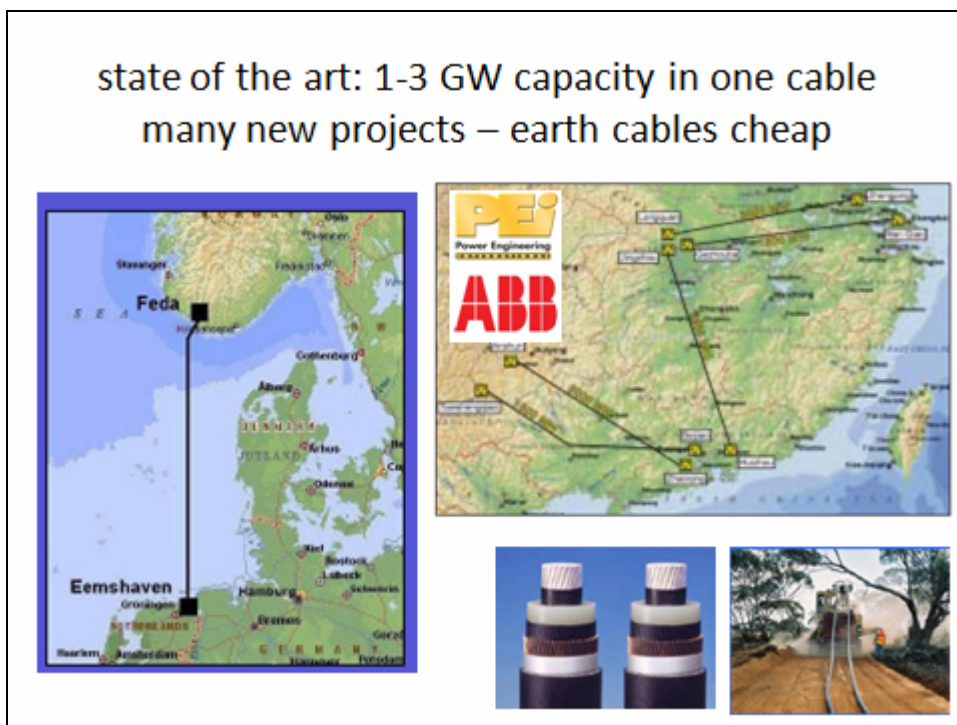
In den USA geht der Zug in die gleiche Richtung: Versorgungssicherheit dank vernetzter Windenergie. Deshalb werden heute Kontinent-umspannende Netze geplant.

¹³³ Power and Energy Magazine, IEEE, Nov.-Dec. 2007, Volume: 5, Issue: 6 On pages: 34-46 ISSN: 1540-7977u



Figur 45: HVDC-Leitungen (links) und herkömmliche Leitungen (rechts)¹³⁴

Neue Techniken wie Gleichstrom können Wesentliches zur schadensfreien Interkonnektion leisten, denn sie reduzieren die Verluste auf langen Strecken.



Figur 46: neue HGÜ-Leitungen in China und Europa¹³⁵


¹³⁴ Bilder aus: <http://michael1111.blogspot.com/2008/06/hvdc-and-pacific-dc-intertie.html>

¹³⁵ Bilder: ABB: HVDC Transmission, special report China, May 2004

Bereits sind riesige Ausbauten zur Verknüpfung von erneuerbaren Energien mit den Bevölkerungszentren im Bau, zum Beispiel in China oder zwischen Norwegen und dem Kontinent.

Storage Hydro Power in Europe:
Rated Power, Storage Capacity and Annual Energy Production

Data of UCTE 1998	Rated Power of Reservoir and mixed pumped Storage [GW]	Storage Capacity of Reservoir and mixed pumped Storage [TWh]	Annual Energy Prod. of Reservoir and mixed pumped Storage [TWh]
Slovenia/Croatia	1.4	1.8	?
Switzerland	8.2	8.4	18.0
Serbia and Montenegro	2.0	2.0	?
Portugal	2.1	2.6	4.2
Austria	5.6	3.2	7.0
Luxemburg	0.0	0.0	0.0
Italy	7.5	7.9	17.6
Greece	1.9	2.4	2.8
France	11.6	9.8	18.2
Germany	1.4	0.3	1.1
Belgium	0.0	0.0	0.0
Spain	7.7	18.4	16.7
Sum of UCTE	49	57	86
Data of NORDEL			
Norway	27.3	84.1	112.6
Finland	2.9	4.9	12.6
Sweden	16.2	33.7	63.6
Sum of NORDEL	46	123	189
Sum of NORDEL + UCTE	96	180	275



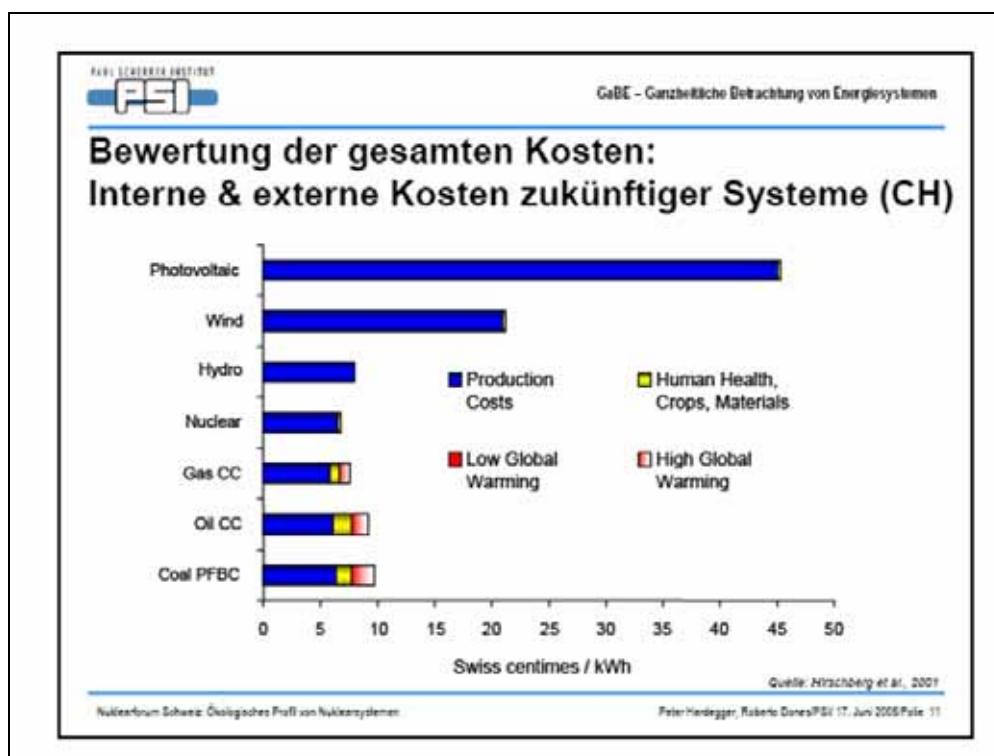
G. Czisch 2000

Figur 47: Bestand an Wasserkraft-Spitzenlast-Kraftwerken¹³⁶

Wichtig ist dabei zu sehen, dass wir die Speicher bereits haben, in der Schweiz und in Europa. Die Saisonspeicher von Norwegen bis Portugal umfassen rund 100 GW und werden in Zukunft verstärkt windgeführt betrieben werden.

¹³⁶ Angaben von Dipl.-Phys. Gregor Czisch (ISET) Global Renewable Energy Potential - Approaches to its Use – speech held in Magdeburg Germany, September 2001 <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/magdeb030901/overview.html>

16.8.8 Denkfehler Nummer 8: Windenergie teuer?



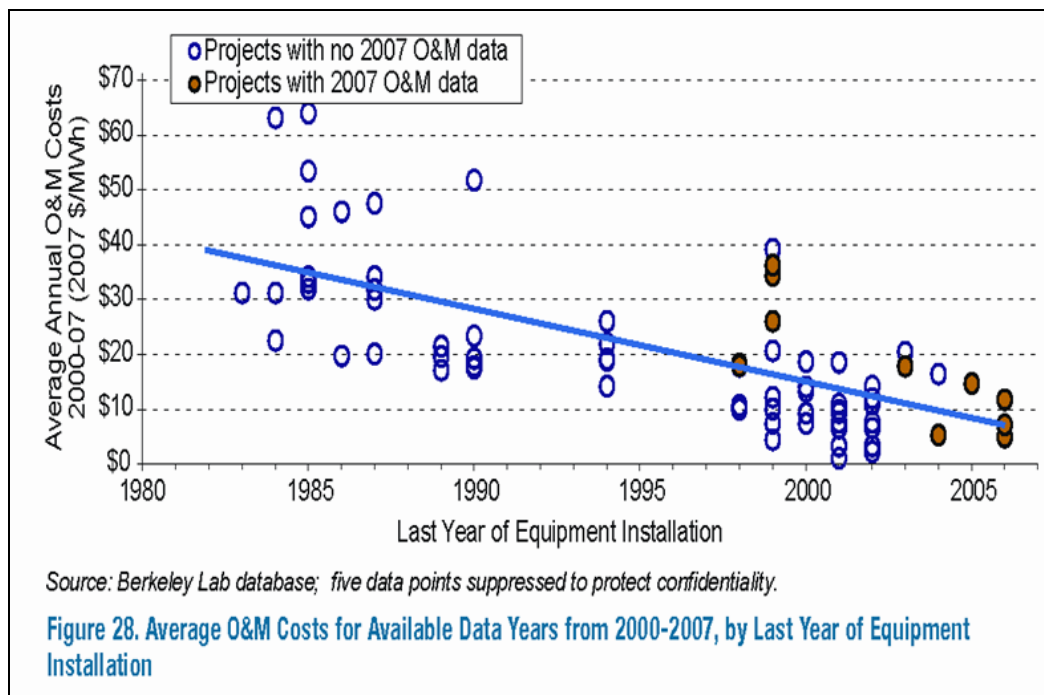
Figur 48: interne und externe Kosten aus der Sicht des PSI¹³⁷

Dieses Bild (Figur 48) zeigt die Kostenanalyse des PSI. Diese Leute sagen, Wind und Sonne sind betriebswirtschaftlich, aber auch bei den externen Kosten teurer als Atomenergie. Wie sie auf diese merkwürdigen Resultate kommen, wird nicht gesagt. Die externen Kosten der Atomenergie liegen bei null, die Botschaft des PSI lautet: Tschernobyl hat nie stattgefunden! Es gibt in diesem Bild per Definition keine Geschädigten. Diese Leute wollen auch nicht über Kinderkrebs bei Atomkraftwerken sprechen.

Wir wissen aber: In Tschernobyl gab es eine radioaktive Exkursion, mit 600'000 Liquidatoren und heute noch vielen Kindern, die vorzeitig sterben.

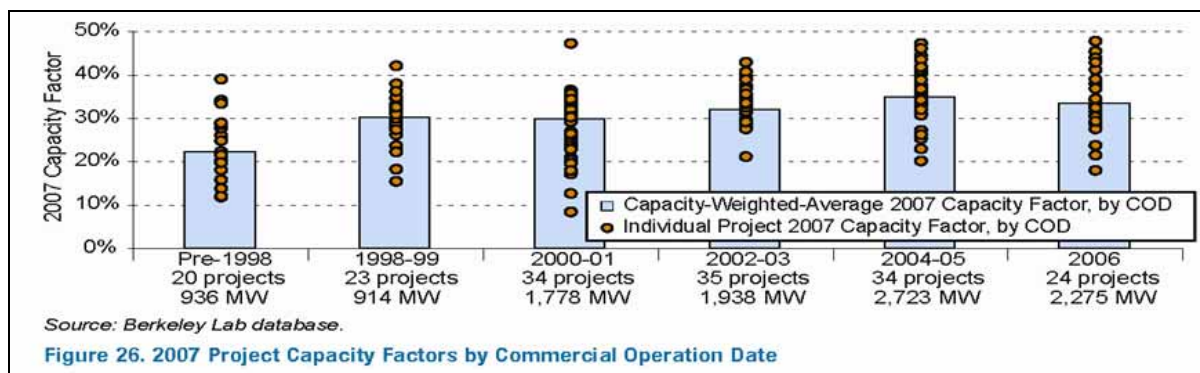
Die Botschaft des PSI ist aber noch eine weitere: Wind und Sonne sind niemals rentabel – auch nicht unter rein humanitären Gesichtspunkten, denn die externen Kosten der Windenergie und der Solarenergie sind ja höher als jene der Atomenergie! Windenergie kostet in diesem Bild etwa 25 Rp./kWh, ist also etwa fünfmal teurer als Atomenergie. Das PSI kann aber nicht erklären, weshalb alle Investoren dieser Welt in die Windenergie wollen, selbst in Ländern ohne Einspeisevergütungen, während die Atomlobby sich aus der Wasserkraft und der Netzgesellschaft quersubventionieren lässt.

¹³⁷ Peter Hardegger, Roberto Dones: Ökologisches Profil von Nuklearsystemen, Paul Scherrer Institut, Villigen, Nuklearforum Schweiz 17. Juni 2005, Kursaal Bern



Figur 49: Betriebskosten der Windenergie in den USA

Windenergie ist in der Vergangenheit immer billiger geworden – hier die Betriebskosten im Zeitablauf aus dem US DOE (Figur 50).



Figur 50: Kapazitätsfaktoren der Windenergie in den USA¹³⁸

Auch die Kapazitätsfaktoren wurden im Zeitablauf immer besser, was die These Lügen straft, die besagt, dass uns die guten Standorte ausgehen. Das Gleiche liesse sich übrigens für die Solarenergie aufzeigen.

Erinnern wir uns doch kurz der Diskussionen um die nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). „Sollen die Konsumenten für Leibstadt bluten?“ titelte die NZZ vor zehn Jahren, als in Leibstadt minus 2,6 Milliarden Franken Gegenwartswert errechnet wurden (Figur 51) . Im Monopol konnte man diese Kosten einfach überwälzen, aber das Monopol wird es in Zukunft

¹³⁸ Ryan Wiser, Mark Bolinger: Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, May 2008 ed. US Department of Energy

nicht mehr geben. So ist es denn auch wahrscheinlich, dass die Atomkraftwerke im Wettbewerb zu „Kapitalvernichtungsmaschinen“ mutieren, als die sie die NZZ 1998 bezeichnete, nur mit dem Unterschied, dass in Zukunft nicht mehr die KundInnen, sondern die Kantone und weitere Investoren für diese Defizite aufzukommen haben werden.

WIRTSCHAFT 004 - 019
 Mittwoch, 7. Januar 1998 · Nr. 4 19

Sollen die Konsumenten für «Leibstadt» bluten?

Drohende Strompreiszuschläge wegen teurer Kernkraftwerke

Wenn der Elektrizitätsmarkt geöffnet wird, werden einige Kraftwerke in der Schweiz einen schweren Stand haben. Das Bundesamt für Energiewirtschaft und der Verband schweizerischer Elektrizitätswerke haben zwar Schätzungen zu diesen «Investitionsruinen» veröffentlicht, doch wurden diese Zahlen nicht auf einzelne Kraftwerke aufgeschlüsselt. Eine Studie von Credit Suisse First Boston lässt nun vermuten, dass der Löwenanteil dieser sogenannten nichtamortisierbaren Investitionen beim Kernkraftwerk Leibstadt anfällt.

K. P. Was das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) und der Verband schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) nicht zustande gebracht haben, muss die Öffentlichkeit nun aus der Studienabteilung einer Grossbank erfahren. Die Rede ist von detaillierten Angaben zu den «Investitionsruinen» der Elektrizitätswirtschaft, den im Zusammenhang mit der kommenden Öffnung des Strommarktes anfallenden sogenannten nicht-amortisierbaren Investitionen. Ein im Auftrag des BEW ausgearbeiteter Bericht (vgl. NZZ 17. 9. 97) hat zwar den Gesamtbetrag der bei den Kraftwerken anfallenden «gestrandeten Kosten» bekanntgegeben, nicht aber die Aufschlüsselung nach einzelnen Produktionsanlagen. Der VSE sprach in diesem Zusammenhang von 8 Mrd. Fr., die den Stromproduzenten bei einer vollen Marktöffnung als Entschädigung für obsolet gewordene Investitionen zufließen sollten. Doch weder beim VSE noch im «Bericht Ledergerber» des BEW war zu erfahren, welche Elektrizitätswerke mit Blick auf einen liberalisierten Markt besonders viel Geld in den Sand gesetzt hatten.

Eine Kapitalvernichtungsmaschine

Der Akratie einiger Mitarbeiter von Credit Suisse First Boston (CSFB) ist es zu verdanken, dass nun ein Lichtstrahl in diese Angelegenheit dringt. In einer Studie über die Schuldnerqualität schweizerischer Elektrizitätswerke, die der Analytikergemeinde am Dienstag in Zürich vorgestellt worden ist, schätzen die Autoren die «stranded investments» von zwölf Gesellschaften mit besonders hohen Produktionskosten auf insgesamt 5,3 Mrd. Fr. Wie schon beim «Bericht Ledergerber» hängt diese Zahl stark von den getroffenen Annahmen – unter ande-

erhebliche Zweifel an der Rentabilität des KKM in einem liberalisierten Markt. Anders wiederum präsentiert sich die Situation beim Kernkraftwerk Gösgen, das mit rund 5 Rp./kWh den billigsten «Atomstrom» der Schweiz produziert. Nicht amortisierbare Investitionen seien hier – soweit bis jetzt absehbar – kein Thema, liess ein Vertreter des Unternehmens auf Anfrage verlauten.

Geht es wirklich um die Wasserkraft?

Neben den Besitzern und Obligationären von Elektrizitätswerken dürfte es auch die Stimmbürger und Stromkonsumenten interessieren, wer für die «gestrandeten Kosten» aufkommen soll. Politisch heikel ist diese Frage, weil die CSFB-Studie vermuten lässt, dass ein grosser Teil allfälliger Entschädigungen für «Investitionsruinen» dem KKL zugute kämen. Besonders brisant wird das Problem aber vor dem Hintergrund der im BEW und VSE gebetsmühlenhaft wiederholten Beteuerungen, es gehe bei den Entschädigungszahlungen in erster Linie um die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft. Wie aus Branchenkreisen zu vernehmen ist, sieht der Entwurf des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) vor, dass die Versorgungsunternehmen während höchstens zehn Jahren einen Strompreiszuschlag erheben können. Der Erlös würde einen privaten Ausgleichsfonds speisen, aus dem die nicht amortisierbaren

«Gestrandete Investitionen» bei Kraftwerken¹

(in Mio. Fr.)

KKW Leibstadt	2620
Engadiner KW	487
Grande Dixence	394
KW Sarganserland	387
KW Ilanz	345
Akabi	279
Enagi	214
KW Augst	202
Emosson	147
FM Hongrin-Léman	135
Gommer KW	78
Salatte SA	20

Figur 51: Neue Zürcher Zeitung zu Leibstadt (1998)¹³⁹

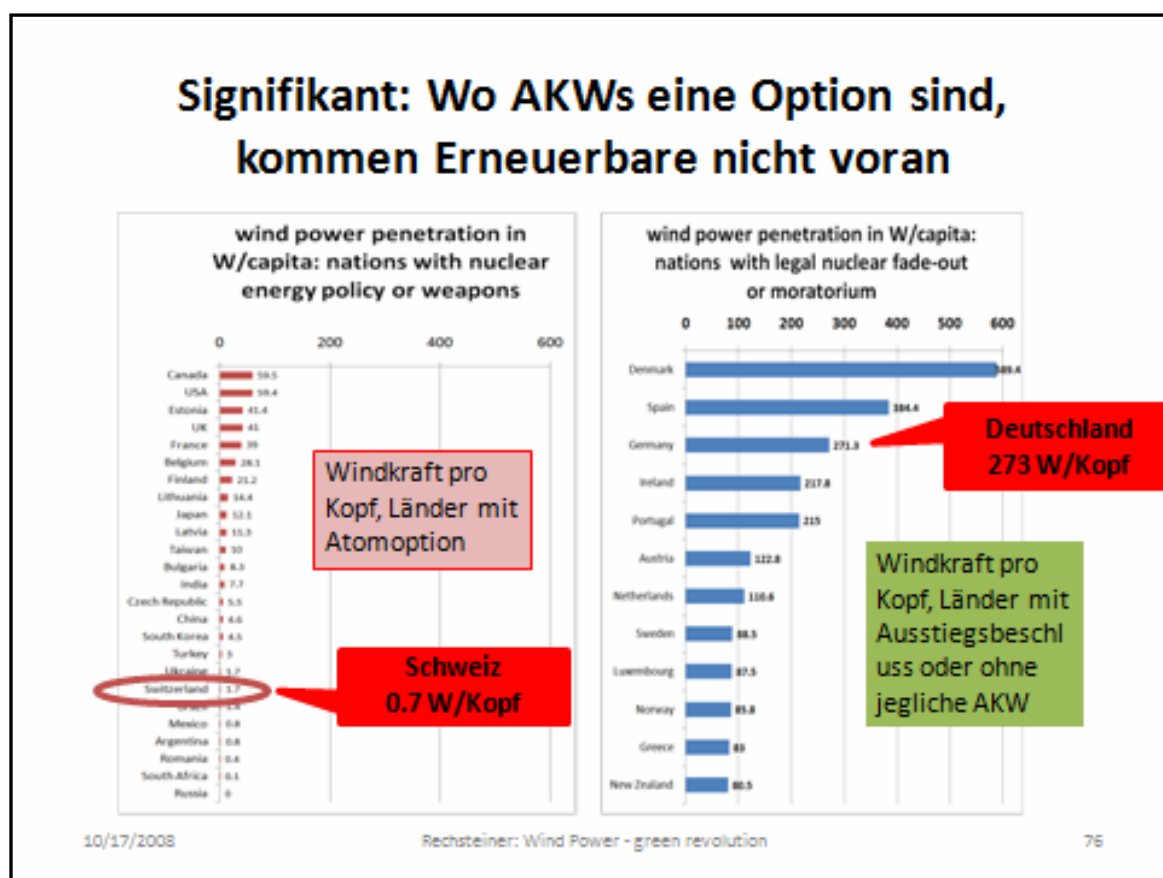
Denn es ist absehbar, dass sich die Strompreise auf dem offenen Markt schon Mitte des nächsten Jahrzehnts wieder unter 10 Rp./kWh einpendeln werden, entsprechend den effektiven Grenzkosten (Kosten der jüngsten zusätzlichen Einheit), die beim gigantischen Ausbau der Windenergie und anderer erneuerbaren Energien ökonomisch zu erwarten sind.

Die Axpo spricht zwar von phantastisch tiefen Kosten von 4-6 Rp./kWh für Atomstrom. Wenn diese Kosten wahr wären, würden auf der ganzen Welt Atomkraftwerke wie wahnsinnig gebaut. Das Gegenteil ist jedoch der Fall. Auf der ganzen Welt werden Windkraftwerke gebaut, Atomkraftwerke gedeihen nur in monopolistischen Verhältnissen, dank Quersubventionen und Staatshilfen. Weshalb also kauft die Axpo nicht jährlich Windfarmen von ein paar Hundert MW Leistung? Diese Frage ist einfach zu beantworten. Erstens muss man sich

¹³⁹ Neue Zürcher Zeitung 7. Januar 1998

im Wettbewerb um Windstandorte auf die Hinterbeine stellen, denn solche Anlagen sind zurzeit sehr gesucht. Das hat die Axpo bisher nicht getan. Und zweitens ist Atomenergie für Axpo, Atel, BKW usw. zum Selbstzweck geworden.

Atomenergie ist eine Ersatzreligion. Sie steht für sich selbst. Und mit der rhetorischen Forderung nach neuen Werken sollen nicht zuletzt die Laufzeiten der bestehenden Anlagen verlängert werden. Wer nur die Wirtschaftlichkeit diskutiert, versteht nur einen Teil der Realität. Es geht in dieser Frage nicht bloss um Geld, sondern um Machtverhältnisse, um Pöstchen und um technologische Kontrolle der Stromerzeugung in Händen einer kleinen Gruppe.



Figur 52: Stromerzeugung aus Windenergie pro Kopf in Ländern ohne Atomausstieg (links) und in Ländern mit Atomausstieg (rechts)¹⁴⁰

Empirisch gesehen werden erneuerbare Energien vor allem dort genutzt, wo man die Atomenergie verabschiedet hat. Die zwölf Länder mit der höchsten Stromerzeugung aus Windenergie sind gleichzeitig die Länder mit Moratorien oder Ausstiegsbeschlüssen (vgl. Figur 52).

¹⁴⁰ Daten Windenergie pro Kopf: Windpower Monthly Magazine

16.9 Zusammenfassung

Atomkraftwerke sind die teuerste Option und angesichts der langen Bauzeiten mit hohen Unsicherheiten verbunden. Mit europäischer Windenergie und einheimischen erneuerbaren Energien fährt die Schweiz besser, denn die Ressourcen sind dauerhaft, die Kosten transparent und die externen Kosten gering. Die Zeche für neue Atomkraftwerke zahlen die Gebirgskantone und die ganze Bevölkerung. Nur mit Quersubventionen aus Wasserkraft und Netzgebühren kommen neue AKWs über die Runden. Im offenen Markt haben neue AKWs keine Chance. Aber der Markt spielt (noch) nicht. Deshalb gilt es:

- Den Marktzugang und die „Liquidität“ im Strommarkt weiter zu verbessern;
- Die Wasserzinsen freigeben. Kantone sollen diese selber festlegen und die Gewinne von alten Wasserkraftwerken abschöpfen.
- Netzgesellschaft:
 - Keine Quersubventionen aus Netzgebühren, der Swissgrid Verwaltungsrat ist auszumisten
 - VertreterInnen aller Stakeholders in den Verwaltungsrat: Industrie, grosse + kleine Konsumenten, Kraftwerksbetreiber, Bund und Kantone
- Eine Umsteuerung in Richtung erneuerbare Energien ist durch ein massives Nein zu neuen AKWs an der Urne zu erreichen.

17 TeilnehmerInnenliste der Fachtagung 2008

Schweizerische Energie-Stiftung SES

Fachtagung:

Neue Atomkraftwerke in der Schweiz – Fehlinvestition oder Goldesel

Freitag, 12. September 2008,

Zürich Marriott Hotel, Neumühlequai 42, 8001 Zürich

Referenten

Stefan	Hirschberg	Paul Scherrer Institut	Villigen PSI
Wolfgang	Irrek	Wuppertal Institut	Wuppertal / BRD
Emil	Lehmann	SR DRS Studio Bern	Bern
Amory B.	Lovins	Rocky Mountain Institute	Snowmass CO / USA
Lutz	Mez	Freie Universität Berlin	Berlin / BRD
Geri	Müller	SES	Baden
Kaspar	Müller	Ellipson AG	Basel
Rudolf	Rechsteiner	Nationalrat / NWA	Basel
Thomas	Schneckenburger	UBS Investment Bank	Opfikon
Walter	Steinmann	Bundesamt für Energie	Bern
Manfred	Thumann	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Leibstadt
Jürgen	Trittin	Bündnis 90 / Die Grünen	Berlin / BRD

TeilnehmerInnen

Markus	Ahmadi	Suisse Eole Geschäftsstelle	Basel
Peter	Anderegg		Dübendorf
Astrid	Andermatt		Lengnau
Maria	Andersson	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Aarau
Thomas	Angeli	Beobachter	Zürich
Andreas	Appenzeller	ADEV	Hölstein
Kurt	Aufderreggen	oeku Kirche und Umwelt	Bern
Antonio	Aufdermauer	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Regula	Baggenstos	Energiekommission Herrliberg	Herrliberg
Mark	Balsiger	Border Crossing AG * PR Kommunikation	Bern
Siliva	Banfi	CEPE	Zürich
Sefan	Batzli	cR Kommunikation AG	Bern
Lena	Baumann	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
René	Baumann	Videoladen Produktion GmbH	Zürich
Ivo	Baumgartner	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Priska	Baur		Zürich
Jochen	Benecke	Sollner Insitut	München-Solln
Stephanie	Berger	VSE	Aarau
Katrin	Bernath	Ernst Basler + Partner AG	Zollikon

Gerhard	Berner	energienetz-zug & SSES	Zug
Ueli	Betschart	Electrosuisse	Fehraltorf
Christof	Biner		Grächen
Christian	Bittig	Axpo Vertrieb AG	Zürich
Alcott	Blake	ecological economist	Zürich
Peter	Blaser	Blaser Consulting	Winterthur
Thomas	Blindenbacher	Nova Energie GmbH Ettenhausen	Ettenhausen TG
Daniel	Bonomi	BAFU	Bern
Lionel	Bony	Rocky Mountain Institute	Snowmass CO
Susan	Boos	Die Wochenzeitung WOZ	St. Gallen
Beat	Börlin	ADEV	Liestal
Alexandra	Börner		Lausanne
Fausta	Borsani	SF DRS	Zürich
Bernd	Bösch	Die Grünen Vorarlberg	Lustenau
Rafael	Brand	Scriptum	Altdorf
Laurent	Bridel	Université de Lausanne	La Croix (Lutry)
Patrick	Bringold	BEC AG	Gipf-Oberfrick
Roger	Britt	Greenpeace Schweiz	Luzern
Bernhard	Brodbeck	Oliver Wyman AG	Zürich
Andreas	Brühlmann	Zürcher Kantonalbank ZKB	Zürich-Mülligen
Christoph	Bucher	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Peter	Bucher	Umwelt und Energie Kanton Luzern	Luzern
Thomas	Büchner	Amt für Umwelt und Energie BS	Basel
Jürg	Buri	SES	Zürich
Erich	Büsser	Amt für Umwelt und Energie SG	St. Gallen
Nicholas	Cadien	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Jean-Marc	Cavedon	Paul Scherrer Institut	Villigen PSI
Tarzsius	Caviezel	Burkhalter Holding	Davos
Nathalie	Cerutti	Pictet Asset Management	Genève 73
Joumana	Chaaban	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Fabian	Cortesi	politakt	Zürich
Gabriela	d'Hondt		Zürich
Joan	Davis	ARC Aquatics Research and Consultancy	Wallisellen
Philippe	de Rougemont	Sortir du Nucleaire	Genève
Camiel	de Smet	Hilti AG	Schaan
Marcus	Diacon	Amt für Umwelt und Energie BS	Basel
Arabela	Djurdjevic	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Werner	Domeisen	Axpo Vertrieb AG	Zürich
Josef	Dommen		Zürich
Reto	Donatz	Rotax AG	Rüschlikon
Anne	Eckhardt	Risicare	Zollikerberg
Werner	Edelmann	arbi GmbH	Unterägeri
Ernst	Egli		Halden
Patrizia	Egli	Greenpeace Schweiz	Zürich
Roland	Eichenberger	REInvest	Pedrinete
Hans	Eisenhut	Elektrizitätswerk Obwalden EWO	Kerns
Christian	Engelhart		Forch
Jacqueline	Erb	Atel	Olten
Eric	Ezechieli		Morbegno SO / Italien
Jean-Jacques	Fasnacht	KLAR! Schweiz	Benken ZH

Marc	Felber	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Michèle	Felber	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Marius	Fetz		Bern
Roland	Fink		Alten
Alex	Fischer	WWF Schweiz	Zürich-Mülligen
Olivia	Fischer	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Pierre	Fornallaz		Münchenstein
Fiona	Frank	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Hans-Peter	Fricker	WWF Schweiz	Zürich-Mülligen
Stefan	Füglister	VCS Schweiz	Sissach
Myriam	Garbely	Service cantonal de l'énergie	Genève 3
Heinz	Gasser	Sortir du Nucleaire	St-Légier
Christine	Gebhardt		Bubikon
Peter	Gebhardt		Bubikon
Eva	Geel	Greenpeace Schweiz	Zürich
Oliver	Gehring	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Nina	Gerwoll	Axpo Holding AG	Zürich
Walter	Giger	Siemens Schweiz AG	Zürich
Veronika	Gmür	Amstein + Walthert AG	Winterthur
Sabine	Gresch	naturaqua pbk	Bern
Marisa	Grieshaber	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Urs	Grossenbacher	EnergieBüro Grossenbacher	Murten
Rosemarie	Groux		Berikon
Theo	Gubler	Greenpeace Schweiz	Frauenfeld
Hanspeter	Guggenbühl	Pressebüro Index	Illnau
Fiona	Guggiari	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Pascal	Gunasekera	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Marc	Gusewski	Pressebüro	Liestal
Heidi	Haas	Etzel Verlag AG	Cham
Cornelia	Hafner	PanEco	Berg am Irchel
Andreas	Hauri	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Robert	Hauser	Zürcher Kantonalbank ZKB	Zürich
Alan C.	Hawkins	Hawkins Energie Consulting	Erlinsbach
Mersid	Hazbiu	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Andreas	Hegglin	Wurm (Schweiz) AG	Reutlingen
Michel	Heinrich	ewz	Zürich
Anouk	Hellinga	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Cornelia	Hesse-Honegger		Zürich
Andreas	Hirstein	NZZ am Sonntag	Zürich
Sven-Michael	Hochmuth	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Bruno	Hohl	Umwelt-und Gesundheitsschutz Zürich	Zürich
Matthias	Holenstein	Stiftung Risiko Dialog	Winterthur
Christoph	Hollenstein Sarbach	Ärztinnen und Ärzte für Umweltschutz	Laufen
Alexandra	Homann	AREVA	Oberentfelden
Otto	Hostettler	Beobachter	Zürich
Thomas	Hostettler	Ingenieurbüro Hostettler	Bern 6
Helmut	Hubacher		Courtemaiche
Ruedi	Huber	Institut bau + energie ag	Bern
Stefanie	Huber	Ompex AG	Zürich
Barbara	Hug	Arbeitskreis Tschernobyl und die Folgen	Tobel

Andreas	Hügli	ecopolitics	Bern 7
Fabian	Hunziker	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Antoinette	Hunziker-Ebnetter	Forma Futura Invest AG	Kilchberg ZH
Marco	Huwiler	Fachstelle Umwelt und Energie	St. Gallen
Priscilla	Imboden	SR DRS Studio Bern	Zürich
Urs	Jaeggi	Soltop Schuppisser AG	Elgg
Stefan	Jakob		Bern
Dominique	Jaquernet	ETH	Lenk im Simmental
Eva-Jana	Jauch	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Peter	Jean-Richard	SP Aargau	Aarau
Daniel	Jeker	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Regula	Johanni Bütikofer		Oetwil am See
Rolf	Jucker	Stiftung Umweltbildung Schweiz	Aarau
Hans	Jud	Judinvestor	Studen BE
Belinda	Juhasz	AEK Pellet AG	Solothurn
Giovanni	Juri	IFEC Consulenze SA	Rivera
Christine	Kaiser		Zürich
Pascal	Kallenberger		Zürich
Elango	Kanakasundaram	Greenpeace Regionalgruppe	Bern
Ion	Karagounis	Praktischer Umweltschutz Schweiz PUSCH	Feuerthalen
Rolf	Kehlhofer	The Energy Consulting Group Ltd.	Zürich
Karl	Keiser	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Stefan	Kessler	INFRAS	Zürich
Michelle	Kindhauser	Axpo Holding AG	Zürich
Daniel	Klauser		Bern
Daniel	Klooz		Bern
Andreas	Knobel		Däniken SO
Jean-Philippe	Kohl	Swissmem	Zürich
Brigitta	Kreuzer-Seiler		Zürich
Fabio	Krummenacher	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Anton	Küchler	Oil of Emmental	Trub
Dieter	Kuhn	SES	Zürich
Brigitta	Künzli	ewz	Urdorf
Roger	Landolt	Atel	Olten
German	Lauber	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ	Cham
Martin	Läubli	Tages-Anzeiger	Zürich
Gian Franco	Lautanio	Industrielle Betriebe Interlaken	Interlaken
Daniel	Leu	Amt für Lebensmittelkontrolle und Umweltschutz	Schaffhausen
Matthias	Leuenberger	Swissolar	Zürich
Tobias	Löffler	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Kurt	Lorenzo	Greenpeace Regionalgruppe	Benglen
Edy	Losa	Maggia Kraftwerke AG	Locarno
Alfred G.	Lottenbach		Dietikon
Nadia	Lotto	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Andy	Luchsinger	WWF Glarus	Haslen
Heinrich	Luder	Energie AG Sumiswald	Sumiswald
Andreas	Luzzi	Institut für Solartechnik SPF	Rapperswil SG
Niklaus	Mäder	Aargauer Zeitung	Baden
Dieter	Manns	WWF Schaffhausen	Beringen
Dorrit	Marti	Ernst Basler + Partner AG	Winterthur

Kurt	Marti-Wechsler	Kurt Marti Transport AG	Zell LU
Nadine	Masshardt	WWF Bern	Langenthal
Thomas	Mathis		Bern
Andreas	Matter	Gemeinde Wohlen	Innerberg
Philipp	Mauderli	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Stephanie	Mehlfeld	TNC Consulting AG	Erlenbach ZH
Georg	Meier	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ	Zürich
Jürg	Meier	Handelszeitung	Zürich
Monika	Meier	Greenpeace Regionalgruppe	St. Gallen
Daniel	Mennig	SF DRS	Zürich
Roy	Messmer	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Stefan	Meyre	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ	Zürich
Regula	Mosberger		Schaan
Beat	Moser	swisselectric	Bern
Olena	Mudra	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Alexandra	Müller	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Sarah	Müller	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Silvia	Müller	Andelfinger Zeitung	Andelfingen
Thomas	Müller		Zürich
Christoph	Müller	MST Systemtechnik AG	Zürich
Giorgio V.	Müller	NZZ	Zürich
Peter	Müller-Mc Dougall	British Embassy	Bern
Martina	Munz		Hallau
Daniele	Muscionico	Weltwoche	Zürich
Christa	Mutter	SAFE	Fribourg
Urs	Näf	economiesuisse	Bern
Peter	Nagler		Zumikon
Urs	Neuenschwander	Energie Thun AG	Thun
Anita	Niederhäusern	SSSES	Ueberstorf
Karin	Nölly	Energie Wasser Bern	Bern
Thomas	Nordmann	TNC Consulting AG	Erlenbach ZH
Helena	Nyberg	Incomindios Schweiz	Zürich
Kurt	Nyffenegger	Baudirektion Kanton Zürich, AWEL	Zürich
Ulrich	Nyffenegger	Amt für Umweltkoordination und Energie	Bern
Jolanda	Oberle	Junge Grüne Aargau	Windisch
Sarah-Julia	Oerer-Kirchhofer	Axpo Vertrieb AG	Zürich
Jürg	Oesterreicher	Genossenschaft Windland Benken	Truttikon
Rüdiger	Paschotta	RP Photonics Consulting GmbH	Zürich
Thomas	Passaglia	NWA - Nie wieder Atomkraftwerke	Basel
Lorenz	Perincioli	Stiftung Hélène und Marcel Perincioli	Goldiwil (Thun)
Jean-Pierre	Pfander	SBB - Energie	Zollikofen
Bernhard	Piller	SES	Zürich
Michel	Piot	Bundesamt für Energie	Bern
Tom	Porro	Statego 4 AG	Wädenswil
Julia	Priesemuth	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Peter	Quadri	swisselectric	Bern
Céline	Ramseier		Zürich
Silvia	Rauch		Zürich
Nora	Regli	cR Kommunikation AG	Bern

Sebastian	Reitsma	Swiss Re	Zürich
Stefan	Reusser	Bündner Kantonsschule Chur	Bonaduz
Heinz	Richter	Ernst Basler + Partner AG	Zürich
Hans	Rickenbacher		Vauffelin
Lukas	Riesen	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Jürg	Rohrer	up-to-date Umwelttechnik AG	Niederurnen
Helen	Romer	UmverkehR	Zürich
Albert	Rommel-Kälin		Rikon im Tösstal
Lüder	Rosenhagen	KLAR! e.V. Deutschland	Bad Säckingen
Linda	Rosenkranz	Scriptum	Altdorf
Heinz C.	Rothermund		Männedorf
Simon	Ruckstuhl	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Thomas	Rudolf		Bern
Max	Rudolph	Nuklearforum Schweiz	Bern 14
Jörg	Rüetschi	WWF Bern	Hinterkappelen
Frank	Rutschmann	EICom	Bern
Urs	Rybi		Pfäffikon
Marco	Sacchetto	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Heinz	Sager	Nagra	Wettingen
Guido	Santer	Bulletin SEV/VSE	Fehraltorf
Katja	Sattel	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Michael	Sattler	Ökozentrum Langenbruck	Wölflinswil
Mirko	Schaap	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Christoph	Schaer	suissetec	Zürich
Daniel	Schafer	Energie Wasser Bern	Bern
Laura	Scheidegger	Klasse G6 Institut Montana Zugerberg	
Andreas	Schelbert		Zürich
Irene	Schellenberg	swissnuclear	Olten
Hugo	Schittenhelm	Hirzel. Neef. Schmid. Konsulenten	Bern
Martin	Schmid	B,S,S.	Basel
Peter	Schmid		Zürich
Corinne	Schmidlin	Stadtökologie Baden	Baden
Priska	Schmidlin		Oberrieden
Andreas	Schmidt		Grindelwald
Valentin	Schmidt	cR Kommunikation AG	Bern
Sven	Schneider	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Urs	Schön	SAM Group	Zürich
Mario	Schönenberger	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Rudolf	Schori		Riehen 2
Margrit	Schreiber	Kernfrauen Weinland	Rudolfingen
Kurt	Schudel		Langnau am Albis
Kasper	Schuler	Greenpeace Schweiz	Zürich
Ralph	Schulz	HSK	Villigen PSI
Fritz	Schuppisser	Soltop Schuppisser AG	Elgg
Florian	Schuppli	SES	Lausanne
Hans E.	Schweickardt	EOS Holding	Lausanne
Karin	Schweiter	Praktischer Umweltschutz Schweiz PUSCH	Zürich
Priska	Seiler		Kloten
René	Senn	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Rudolf	Siegrist		Hausen AG

Silvan	Siegrist		Baden
Boris	Smolinski		St. Gallen
David	Sölter	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Marianne	Sorg	Amt für Umweltkoordination und Energie	Bern
Thomas	Staffelbach	BKW / Resun AG	Aarau
Christoph	Stalder	Die Mobiliar	Bern
Peter	Steiger	Intep GmbH	Zürich
Urs	Steiner	EBL Liestal	Liestal
Barbara	Stengl	SES	Zürich
Brigitta	Stillhardt	Amt für Umweltschutz und Lebensmittelkontrolle	Bern
Jürg	Stöcklin	Grüne BS	Basel
Michael	Stotzer	REnInvest	Pedrinete
Ernst	Strahm		Möriken
Karl	Stransky	CSD Ingenieure und Geologen AG	Zürich
Res	Strehle	Tages-Anzeiger	Zürich
Matthias	Stucki	Greenpeace Regionalgruppe	Zürich
Marcel	Sutter	BKW FMB Energie AG	Bern
Samuele	Szpiro	Maggia Kraftwerke AG	Locarno
Kaori	Takigawa		Neuenegg
Franziska	Teuscher	VCS	Bern
Peer	Teuwsen	Weltwoche	Ennetbaden
Marcel	Thüler	SP Zofingen	Zofingen
Severin	Toberer	Uni Zürich	Winterthur
Max	Tobler		Wuppenau
Paul	Tobler	Appenzeller Energie	Teufen AR
Giorgio	Travaglini	Ticinotransfer	Manno
Paul	Trunz		Zürich
Alexandros	Tsimitselis	Swisshydro AG	Thalwil
Jürg	Ulrich	PSR/IPPNW	Basel
Kathrin	Utz	Uni Zürich	Bern
Thomas	Utzinger	Jugend Solar Projekt	Langnau i. E.
Thomas	Vellacott	WWF Schweiz	Zürich-Mülligen
Jacqueline	Verreet	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Stephan	Volkwein		Frankfurt
Hans-Ulrich	Vollenweider		Marthalen
Céline	Vollkommer	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Saskia	von Gunten	BAFU / FHNW	Bern
Sabine	von Stockar	SES	Zürich
Leo	Voser	BEC AG	Gipf-Oberfrick
Fritz	Wassmann	Atelier für Ökologie und Gartenkultur	Hinterkappelen
Andreas	Weidel	SBB	Zollikofen
Alexander	Weisert	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Bruno	Wermelinger		Bülach
Colin	West		Galgenen
Marcel	Wickart	ewz - Energiedienstleistungen	Zürich
Monika	Widmer	Klasse G5 Institut Montana Zugerberg	
Markus	Willi	Gewerbliche Berufsschule Chur	Chur
Gabriela	Winkler		Oberglatt ZH
Elsbeth	Wirth-Wyss	WWF Solothurn	Solothurn
Felix	Wirz	Ecopolitics	Bern 7

Elsbeth	Wittwer	Kernfrauen Weinland	Wildensbuch
Urs	Wittwer	Greenpeace Schweiz	Zürich
Michael	Wlaka		Friedrichshafen
Eckhard	Wolff	Greenpeace Regionalgruppe	Stallikon
Thomas	Würms	IWK Integrierte Wärme + Kraft AG	Oberohringen
Agnes	Würsch	Annabelle	Zürich
Raimund	Wüthrich	Swiss Steel	Emmenbrücke
Christian	Zehnder	Euroforum Handelszeitung Konferenz AG	Zürich
Sabine	Ziegler		Zürich
Nesa	Zimmermann	Junge Grüne Schweiz	La Neuveville
Markus	Zogg	ETH Zürich, Zentrum für Strukturtechnologien	Zürich
Sibylle	Zollinger	Greenpeace Schweiz	Zürich
Tonja	Zürcher		Windisch