



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Energiewirtschaft

Juni 2007

Die Energieperspektiven 2035 – Band 4

Exkurse

Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese

Modellrechnungen, Vergleiche, Bewertungen und Herausforderungen

Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 Szenarien I bis IV

Darstellung der Szenarien, mit Anhang „Perspektiven in Zahlen“

Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors

Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse

Einzelthemen, wie fossile Energieressourcen, Einfluss der Klimaerwärmung, Flugverkehr, Überblick über andere Energieperspektiven

Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Techniken, Betriebsweise, spezifische Kosten und andere Fragen des künftigen Bestandes schweizerischer Kraftwerke, mit Anhang „Elektrizität in Zahlen“

Die Energieperspektiven 2035 – Anhang zu den Bänden 2 und 5

Energienachfrage und -angebot in Zahlen; Emissionen

Vorwort

Der vorliegende Band 4 der Energieperspektiven 2035 des Bundesamtes für Energie vertieft Themen, welche notwendige Grundlagen für die Ausarbeitung der Bände 1, 2, 3 und 5 bilden. Die Exkurse sind in Sitzungen der Arbeitsgruppe Energieperspektiven diskutiert worden. Die Autoren bleiben jedoch für den Inhalt verantwortlich und sind deshalb aufgeführt.

Inhaltsverzeichnis der Exkurse

1. EXKURS:	RAHMENENTWICKLUNGEN	1
	Felix Andrist (Bundesamt für Energie)	
2. EXKURS:	FOSSILE ENERGIERESSOURCEN	17
	Martin Renggli (Bundesamt für Energie)	
3. EXKURS:	EINFLUSS DER KLIMAERWÄRMUNG AUF DAS ENERGIESYSTEM	31
	Michel Piot (Bundesamt für Energie)	
4. EXKURS:	CO₂-EMISSIONSHANDEL, JOINT IMPLEMENTATION (JI) UND CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM)	47
	Christian Michelsen, Almut Kirchner (Prognos AG)	
5. EXKURS:	POTENZIALBEGRIFFE	59
	Michel Piot (Bundesamt für Energie)	
6. EXKURS:	FLUGVERKEHR	65
	Thomas Volken (Bundesamt für Energie)	
7. EXKURS:	MÖGLICHKEITEN VON ELEKTRIZITÄTSIMPORTEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN	77
	Christof Timpe, Dominik Seebach (Öko-Institut e.V.), Almut Kirchner (Prognos AG)	
8. EXKURS:	ELEKTRIZITÄT AUS WASSERKRAFT	101
	Michel Piot (Bundesamt für Energie)	
9. EXKURS:	METHODEN DER KOSTENBERECHNUNG (ELEKTRIZITÄTSANGEBOT)	117
	Almut Kirchner, Vincent Rits, Michael Schlesinger (Prognos AG)	
10. EXKURS:	SENSITIVITÄTSANALYSE DER KOSTEN DER ZENTRALEN STROMPRODUKTIONSANLAGEN	121
	Vincent Rits, Almut Kirchner (Prognos AG)	
11. EXKURS:	WÄRMEPUMPEN UND STROMBEDARF ZUR WÄRMEERZEUGUNG	131
	Peter Hofer, Almut Kirchner, Marco Wunsch (Prognos AG), Hans-Ulrich Schärer (Bundesamt für Energie)	
12. EXKURS:	KÄLTE- UND HITZEWELLEN	159
	Almut Kirchner, Vincent Rits (Prognos AG), Michel Piot (Bundesamt für Energie)	
13. EXKURS:	RISIKEN	183
	Michel Piot (Bundesamt für Energie)	
14. EXKURS:	RISIKOWAHRNEHMUNG	215
	Matthias Holenstein (Stiftung Risiko-Dialog)	
15. EXKURS:	2000-WATT-GESELLSCHAFT	235
	Lukas Gutzwiller (Bundesamt für Energie)	
16. EXKURS:	INTERNATIONALE UND NATIONALE ENERGIEPERSPEKTIVEN UND NATIONALE POSITIONSPAPIERE	249
	Michel Piot, Thomas Volken (Bundesamt für Energie)	

Inhaltsverzeichnis

1. EXKURS: RAHMENENTWICKLUNGEN	1
1 Schweizerische Rahmenentwicklung	1
1.1 Demografieszenario Trend	1
1.2 BIP-Szenarien	2
1.3 Wertschöpfungsszenarien	4
1.4 Mit Energie versorgte Bruttogeschossflächen	5
1.5 Verkehrsperspektiven	6
1.6 Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050	8
2 Internationale Rahmenentwicklung	8
2.1 Internationale Energie- und Klimaschutzpolitik	9
2.2 Entwicklung der Weltmarktpreise nicht erneuerbarer Energieträger	9
2.2.1 Erdölpreise	9
2.2.2 Erdgas- und Strompreise	11
2.2.3 Uran- und Kernbrennstoffpreise	12
3 Übersichtstabellen Rahmendaten	13
2. EXKURS: FOSSILE ENERGIERESSOURCEN	17
1 Übersicht über Perspektiven und Meinungen	17
1.1 Das Schweizerische Gesamtenergiekonzept	17
1.2 „Pessimisten“	17
1.3 „Optimisten“	18
1.4 „Konfliktforscher“	19
1.5 „Spekulanten“	20
2 Reserven und Ressourcen	21
2.1 Erdöl	21
2.1.1 Begriffe, Daten und statische Reichweiten	21
2.1.2 Nachgewiesene Reserven: Fund- und Produktionsraten, geografische Verteilung	22
2.1.3 Wirtschaftliche Potenziale und Investitionsbedarf	24
2.2 Erdgas	26
2.3 Pro memoria: Kohle	27
3 Fazit	28
3. EXKURS: EINFLUSS DER KLIMAERWÄRMUNG AUF DAS ENERGIESYSTEM	31
1 Klimaerwärmung	31
1.1 Temperatur	31
1.2 Niederschläge	32
2 Auswirkungen auf den Wasserabfluss	32
2.1 Modellaufbau	33
2.2 Wahl der Testgebiete	34
2.3 Resultate für die Periode 2020-2049	35
3 Stromangebot	37
3.1 Wasserkraftwerke	37
3.2 Thermische Kraftwerke	38
3.3 Andere Energieträger	38

4	Endenergienachfrage	38
4.1	Endenergienachfrage nach Sektoren	38
4.1.1	Haushaltssektor	38
4.1.1.1	Annahmen	38
4.1.1.2	Resultate	40
4.1.2	Andere Sektoren	41
4.1.2.1	Industrie	41
4.1.2.2	Dienstleistungen und Landwirtschaft	41
4.1.2.3	Verkehr	42
4.2	Endenergie- und Stromnachfrage	42
5	Fazit	43
4.	EXKURS: CO₂-EMISSIONSHANDEL, JOINT IMPLEMENTATION (JI) UND CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM)	47
1	Einführung: Die Kyoto-Mechanismen (CO₂-Emissionshandel, JI, CDM)	47
1.1	Theoretische Grundlagen	47
1.2	Politischer Hintergrund: Der CO ₂ -Emissionshandel in der EU	49
1.2.1	Internationaler Hintergrund	49
1.2.2	Europäischer Hintergrund	49
2	Praktische Umsetzung des CO₂-Emissionshandels in der EU: Nationale Allokationspläne	50
2.1	Grundlagen	50
2.2	Nationale Allokationspläne in den EU-Staaten	50
2.3	Emissionshandel in der Schweiz	51
3	Auswirkungen des CO₂-Emissionshandels auf die Strompreise	52
3.1	Hintergrund	52
3.2	Auswirkungen des CO ₂ -Emissionshandels auf die Strompreise in der EU	53
4	Ausblick: Zukünftige Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise und mögliche Ausgestaltung des Emissionshandels in der „Post-Kyoto“ Phase	54
4.1	Entwicklung in der Vergangenheit	54
4.2	Erwartete zukünftige Entwicklung	54
5.	EXKURS: POTENZIALBEGRIFFE	59
1	Potenzialdefinitionen	59
1.1	Theoretisches Potenzial	59
1.2	Technisches Potenzial	60
1.3	Ökologisches Potenzial	60
1.4	Wirtschaftliches und erweitert wirtschaftliches Potenzial	60
1.5	Ausschöpfbares Potenzial	61
1.6	Erwartetes Potenzial	61
1.7	Ausbaupotenzial	62
6.	EXKURS: FLUGVERKEHR	65
1	Die Besonderheiten des Flugverkehrs	65
2	Nationaler versus internationaler Flugverkehr	66
3	Die Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz	66
3.1	Entwicklung des internationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit	66
3.2	Entwicklung des internationalen Flugverkehrs in der Zukunft	67
3.3	Entwicklung des nationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit	68

3.4	Entwicklung des nationalen Flugverkehrs in der Zukunft	68
4	Energiebedarf des Luftverkehrs und CO₂-Emissionen	69
4.1	Prinzipien zur Berechnung des Energieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen	69
4.2	Klimaveränderungen durch den Flugverkehr	70
4.3	Entwicklung des Energieverbrauchs des internationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit	72
4.4	Entwicklung des Energieverbrauchs des internationalen Flugverkehrs in der Zukunft	72
4.5	Entwicklung des Energieverbrauchs des nationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit	73
4.6	Entwicklung des Energieverbrauchs des nationalen Flugverkehrs in der Zukunft	74
7. EXKURS:	MÖGLICHKEITEN VON ELEKTRIZITÄTSIMPORTEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN	77
1	Vorbemerkungen	77
2	Wesentliche Rahmenbedingungen	77
2.1	Dimension der erwarteten Deckungslücke	77
2.2	Wichtigste Trends im europäischen Strommarkt	78
2.3	Ausbaupfade und Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien in Europa	81
2.4	Staatliche Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien	85
2.5	Problematik der intermittierenden Erzeugung	85
3	Grundsätzliche Möglichkeiten für Stromimporte aus erneuerbaren Energien	86
3.1	Potenzielle Exportländer und einsetzbare Technologien	86
3.2	Denkbare Geschäftsmodelle	87
3.2.1	Physischer Strombezug	87
3.2.2	Nutzung von Zertifikaten	87
3.2.3	Beschaffung über langfristige Bezugsverträge	89
3.2.4	Beschaffung über Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen	89
3.2.5	Übersicht über die möglichen Geschäftsmodelle	90
4	Physischer Strombezug – Möglichkeiten und Grenzen	91
5	Abwicklung über Zertifikate – Möglichkeiten und Grenzen	94
6	Empfehlung	96
6.1	Beteiligungen versus langfristige Lieferverträge	97
6.2	Zertifikate versus physischer Bezug	97
8. EXKURS:	ELEKTRIZITÄT AUS WASSERKRAFT	101
1	Wasserkraftnutzung in der Schweiz	101
2	Gesetzliche Grundlagen	102
3	Technische Aspekte	103
3.1	Typologisierungen bei Wasserkraftwerken	103
3.2	Turbinentypen	104
3.3	Technologische Entwicklungen	106
4	Ökologische und ökonomische Aspekte der Wasserkraft	107
4.1	Vorteile	107
4.2	Nachteile	107
5	Restwasser	108
6	Potenzial der Wasserkraft	109
6.1	Schweizerisches Potenzial	109

6.2	Weltweites Potenzial	109
7	Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz	109
8	Erwartetes Ausbaupotenzial in den einzelnen Szenarien	111
8.1	Angebotsvarianten in den einzelnen Szenarien	111
8.2	Überblick	111
9	Leistungsausbauten	113
9.	EXKURS: METHODEN DER KOSTENBERECHNUNG (ELEKTRIZITÄTSANGEBOT)	117
1	Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten	117
1.1	Jährliche Gesamtkosten während des Betrachtungszeitraums (bis 2035)	118
1.2	Stromgestehungskosten je produzierter Einheit	118
2	Abdiskontierung	118
3	Informationsgehalt der verschiedenen Darstellungsarten	119
10.	EXKURS: SENSITIVITÄTSANALYSE DER KOSTEN DER ZENTRALEN STROMPRODUKTIONSANLAGEN	121
1	Fragestellung	121
2	Methode	121
3	Kernkraftwerke	122
4	Erdgas-Kombikraftwerke	125
5	Vergleich und Schlussfolgerungen	127
11.	EXKURS: WÄRMEPUMPEN UND STROMBEDARF ZUR WÄRMEERZEUGUNG	131
1	Physik und Technik der Wärmepumpe	131
1.1	Physikalische Funktionsprinzipien	131
1.1.1	Kompressionswärmepumpe	132
1.1.2	Absorptionswärmepumpe	133
1.1.3	Adsorptionswärmepumpe	133
1.2	Kenngrossen von Wärmepumpen-Prozessen	134
1.3	Wärmequellen	135
1.3.1	Aussenluft und Abluft als Wärmequelle	136
1.3.2	Oberflächennahes Erdreich	136
1.3.3	Oberflächenwasser, Grundwasser, Abwasser	138
1.4	Auslegungsprinzipien und elektrischer Leistungsbedarf	139
1.5	Entwicklungsoptionen	140
1.6	Wärmepumpen und Deckung ihres Strombedarfs (Systemüberlegungen)	141
1.6.1	Ziel maximale Primärenergie-Einsparung	141
1.6.1.1	Heizkessel versus dezentrale WKK (BHKW) + Wärmepumpen	141
1.6.1.2	Heizkessel versus GuD + Wärmepumpen	142
1.6.2	Ziel CO ₂ -neutrale fossile Stromproduktion	143
1.6.2.1	Heizkessel versus dezentrale WKK (BHKW) + Wärmepumpen	143
1.6.2.2	Heizkessel versus GuD + Wärmepumpen	144
2	Wärmepumpen in den Energieperspektiven	145
2.1	Bisherige Entwicklung in der Schweiz	145
2.2	Grundsätzliche Überlegungen zu den Szenarien	146

2.3	Szenarienergebnisse im Bereich Wohnungen	148
2.4	Auswirkungen auf den Leistungsbedarf bei den WP-beheizten Wohnungen	152
2.5	Entwicklung der Wärmepumpe in allen Sektoren	152
3	Elektrische Widerstandsheizungen	155
12.	EXKURS: KÄLTE- UND HITZEWELLEN	159
1	Motivation	159
2	Kältewelle	159
2.1	Ausgangslage	159
2.2	Operationalisierung	160
2.3	Ergebnisse der Speichersimulationen	160
2.4	Interpretation für die Ergebnisse der Kraftwerkparkmodellierungen	161
2.5	Beispiele für einige wichtige Szenarien- und Variantenkombinationen	162
2.5.1	Bestehender Kraftwerkspark ohne Zubau	163
2.5.2	Szenario I Variante A	163
2.5.3	Szenario I Variante C	164
2.5.4	Szenario II Variante A	165
2.5.5	Szenario II Variante C	166
2.5.6	Szenario IV Variante A	167
2.5.7	Szenario IV Variante D	167
2.5.8	Szenario IV Variante E	168
3	Hitzewelle	169
3.1	Anforderung	169
3.2	Operationalisierung	169
3.3	Ergebnisse der Speichersimulationen	170
3.4	Interpretation für die Ergebnisse der Modellrechnungen	172
3.5	Ergebnisse in ausgewählten Szenarien- und Variantenkombinationen	173
3.5.1	Szenario I Variante A	174
3.5.2	Szenario I Variante C	174
3.5.3	Szenario II Variante A	175
3.5.4	Szenario II Variante C	176
3.5.5	Szenario IV Variante A	176
3.5.6	Szenario IV Variante C	177
3.5.7	Szenario IV Variante D	178
3.5.8	Szenario IV Variante E	178
4	Schlussfolgerungen	179
13.	EXKURS: RISIKEN	183
1	Einleitung	183
2	Risikobegriffe	184
2.1	Risiko, Schadensausmass, Eintrittswahrscheinlichkeit	184
2.2	Risikoanalyse und Risikowahrnehmung	185
2.3	Risikobewertung	186
2.4	Risikokonzept	187
3	Energiespezifische Risiken	187
3.1	Gesellschaftsrisiken	188
3.2	Umweltrisiken	188
3.3	Finanzielle Risiken	189
3.4	Politische Risiken	189
3.5	Bemerkungen	189

4	Studien zu Risiken im Energiebereich	189
4.1	Risikoanalyse	190
4.1.1	Risiken von Energieversorgungssystemen	190
4.1.2	Severe Accidents in the Energy Sector	191
4.1.3	Studie der Weltgesundheitsorganisation zum Unfall von Tschernobyl	193
4.2	Risikowahrnehmung	194
4.2.1	Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035	194
4.2.2	Marginale Zahlungsbereitschaft für eine erhöhte Internalisierung des Risikos von Kernkraftwerken	194
4.3	Risikobewertung	194
4.3.1	Katarisk: Katastrophen und Notlagen in der Schweiz; Eine Risikobeurteilung aus Sicht des Bevölkerungsschutzes	194
4.4	Andere Studien	195
5	Schlussfolgerungen	196
14.	EXKURS: RISIKOWAHRNEHMUNG	215
1	Einführung	215
1.1	Ausgangslage	215
1.2	Ziel und Methode	215
1.3	Ergebnisse und Bericht	216
2	Risikowahrnehmung	216
2.1	Übersicht der identifizierten Risiken	216
2.2	Die einzelnen Risikocluster	218
2.2.1	Risikocluster Kommunikation und Bewusstsein	218
2.2.2	Risikocluster Zeit	218
2.2.3	Risikocluster Entscheide	219
2.2.4	Risikocluster Abhängigkeit	220
2.2.5	Risikocluster Klima und Ökologie	220
2.2.6	Risikocluster Technologien	221
2.2.7	Risikocluster Versorgungssicherheit	221
2.2.8	Risikocluster Gesellschaft	221
2.3	Die einzelnen Szenarien	222
2.3.1	Szenario I: Weiter wie bisher (Referenzszenario)	222
2.3.2	Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft	222
2.3.3	Szenario III: Neue Prioritäten	223
2.3.4	Szenario IV: Übergang zur 2000-Watt-Gesellschaft	223
2.4	Konsens und Dissens in der Risikowahrnehmung	223
2.4.1	Konsens	223
2.4.2	Dissens	224
2.5	Fazit aus der Risikowahrnehmung	226
3	Unterschiedliche Brillen	227
3.1	Einleitung und Theorierahmen	227
3.2	Unterschiedliche Brillen auf die Energieperspektiven	227
4	Thesen und Ausblick auf die Debatte	231

15. EXKURS: 2000-WATT-GESELLSCHAFT	235
1 Einführung	235
2 Ausgangslage	236
3 Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen der Weltbevölkerung	237
4 Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen in der 2000-Watt-Gesellschaft der Schweiz	239
5 Die Technologie-Roadmap der CORE	241
6 Folgerungen	243
16. EXKURS: INTERNATIONALE UND NATIONALE ENERGIEPERSPEKTIVEN UND NATIONALE POSITIONSPAPIERE	249
A VERGLEICH DER INTERNATIONALEN PERSPEKTIVEN	250
B INTERNATIONALE ENERGIEPERSPEKTIVEN	253
1 International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook	253
1.1 Modellaspekte	253
1.2 Rahmenentwicklung	254
1.3 Referenzszenario	254
1.3.1 Energiepreise	254
1.3.2 Nachfrageentwicklung	255
1.3.3 Angebotsentwicklung	255
1.3.4 CO ₂ -Emissionen	255
1.4 Alternativszenario	256
1.4.1 Energiepreise	257
1.4.2 Nachfrageentwicklung	257
1.4.3 CO ₂ -Emissionen	257
1.5 Szenario mit Investitionsaufschub (Deferred Investment Scenario)	257
1.5.1 Energiepreise	258
1.5.2 Nachfrageentwicklung	259
1.5.3 Angebotsentwicklung	259
1.5.4 Kommentar	259
2 World Energy Council (WEC): Global Energy Scenarios to 2050 and Beyond	260
2.1 Modellaspekte	261
2.2 Rahmenentwicklung	261
2.3 Nachfrageentwicklung	262
2.4 Angebotsentwicklung	262
2.5 CO ₂ -Emissionen	263
2.6 Kommentar	263
3 Energy Information Administration: International Energy Outlook	265
3.1 Modellaspekte	265
3.2 Rahmenentwicklung	266
3.3 Nachfrageentwicklung	266
3.4 Angebotsentwicklung	266
3.5 CO ₂ -Emissionen	267
3.6 Kommentar	268
4 European Commission: World Energy, Technology and Climate Policy Outlook	268
4.1 Modellaspekte	268
4.2 Rahmenentwicklung	269

4.3	Energiepreise	269
4.4	Nachfrageentwicklung	270
4.4.1	Strom	270
4.4.2	Wärme	270
4.4.3	Sektorentwicklung	270
4.5	Angebotsentwicklung	271
4.6	CO ₂ -Emissionen	272
4.7	Sensitivitäten	272
4.7.1	Unsicherheiten bei den Reserven	272
4.7.2	Technologieentwicklung	272
5	Shell: Szenarien bis 2050	274
5.1	Modellaspekte	275
5.2	Rahmenentwicklung	275
5.3	Nachfrageentwicklung	276
5.4	Angebotsentwicklung	277
5.5	CO ₂ -Emissionen	278
5.6	Kommentar	278
6	ExxonMobile	279
6.1	Rahmenentwicklung	279
6.2	Nachfrageentwicklung	280
6.3	Angebotsentwicklung	280
C	NATIONALE ENERGIEPERSPEKTIVEN	281
7	Axpo: Stromperspektiven 2020	282
7.1	Ziele der Stromperspektiven	282
7.2	Nachfrageentwicklung	282
7.3	Angebotsentwicklung	282
7.3.1	Potenzial neue erneuerbare Energien (nEE)	282
7.3.2	Potenzial Wasserkraft	283
7.3.3	Konventionelle Technologien	283
7.4	Strategische Folgerung aus Unternehmenssicht	284
8	CVP Schweiz: Energiepapier der CVP Schweiz	284
8.1	Einleitung	284
8.2	Der Elektrizitätsmarkt	284
8.3	Einheimische Energie und Energiesparen	284
8.4	CO ₂ -Problematik	285
9	FDP Schweiz: Positionspapier	285
9.1	Einleitung	285
9.2	Versorgungssicherheit mit Strom	285
9.3	Mehr neue erneuerbare Energien	285
9.4	Energieeffizienz	286
10	Grüne Partei der Schweiz: Grüne Energieperspektiven 2050; Energieversorgung zu 100% aus erneuerbarer Energie	286
10.1	Forderungen der Grünen	286
10.2	Angebotsentwicklung	286
10.3	Umsetzung der Forderungen	287
10.3.1	Langfristige Energiestrategie	287
10.3.2	Energiepreise erhöhen – ökologische Steuerreform	287
10.3.3	Förderprogramme verstärken	287
10.3.4	Energieeffizienz vorantreiben	287
10.3.5	Strommarkt nachhaltig ausgestalten	288
10.3.6	Klarheit für Konsumierende schaffen	288

11 Kanton Bern: Energiestrategie 2006	288
11.1 Ziele der Energiestrategie 2006	288
11.2 Umsetzung der Energiestrategie	288
12 Kanton Zürich: Vision Energie 2050	290
12.1 Ziele Vision Energie 2050	290
12.2 Modellaspekte	290
12.3 Nachfrageentwicklung	290
12.4 Angebotsentwicklung	290
13 Sozialdemokratische Partei der Schweiz (SP): Sicher und effizient umsteigen: Unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien	292
13.1 Ziel der Perspektivstudie	292
13.2 Nachfrageentwicklung	292
13.3 Umsetzung	292
13.3.1 Energieeffizienz	292
13.3.2 Erneuerbare Energien	293
13.3.3 Rolle der Kernenergie	293
14 Schweizerische Volkspartei: Schweizer Strom aus Eigenproduktion (Positionspapier Juli 2006)	293
14.1 Forderungen der Schweizerischen Volkspartei	293
14.2 Erläuterungen zu den einzelnen Forderungen:	294
15 Umweltorganisationen (Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz): Energieperspektive 2050	295
15.1 Ziele der Energieperspektive 2050	295
15.2 Umsetzung	295
15.2.1 Annahmen	295
15.2.2 Berücksichtigte Massnahmen und Politikinstrumente	295
15.3 Ergebnisse	296
16 Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE): Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050	296
16.1 Ziele der Vorschau 2006	296
16.2 Nachfrageentwicklung	296
16.3 Angebotsentwicklung	297
16.3.1 Mögliche Angebotsvarianten	297
16.4 Resultate	298

1. Exkurs: Rahmenentwicklungen

Felix Andrist, Bundesamt für Energie

Die Resultate der Energieperspektiven werden wesentlich geprägt von den durch die schweizerische Energiepolitik nicht beeinflussbaren Rahmenentwicklungen im Inland und im Ausland. Die wichtigsten inländischen Einflussgrössen sind das BIP und die Bevölkerung und die daraus ableitbaren energieverbrauchsrelevanten Grössen wie Branchenwertschöpfungen, Energiebezugsflächen und Fahrzeugbestände. Die wichtigsten ausländischen Einflussgrössen bilden neben den Weltmarktpreisen für importierte Energieträger die Energiepolitiken des Auslandes.

1 Schweizerische Rahmenentwicklung

Der Perspektivstab des Bundes legt die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten fest, welche für Projekte der Bundesverwaltung verwendet werden. Dieses Vorgehen gewährleistet eine Vergleichbarkeit der Ausgangslage aller verwaltungsinternen Studien. Für die Energieperspektiven standen die Demografieszenarien des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2001 [2]) zur Verfügung sowie die BIP-Szenarien des Staatsekretariats für Wirtschaft (Seco, 2005 [1]). Das Seco unterscheidet zwei Szenarien, ein BIP Trend und ein BIP hoch. Beide BIP-Szenarien basieren auf dem Demografieszenario Trend des BFS. Die Demografie- und BIP-Szenarien bilden die Grundlage für die Wertschöpfungsszenarien nach Branchen, für die Entwicklung der Energiebezugsflächen nach Wirtschaftssektoren und Branchen, aber auch für die Verkehrsperspektiven des Bundesamt für Raumentwicklung (ARE), welche ihrerseits eine wichtige Grundlage für die Energieperspektiven des Sektors Verkehr bilden.

Tabelle 1: Schweizerische Rahmenentwicklung und daraus abgeleitete Grunddaten der Energieperspektiven

Rahmenentwicklung	Abgeleitete Rahmenentwicklung	Datenquelle
Demografieszenarien		BFS, 2001
BIP-Szenarien		Seco, 2004, 2005
	Wertschöpfungsszenarien	Ecoplan, 2005
	Zukünftige Entwicklung der Energiebezugsflächen	Wüest und Partner, 2004
Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050		OcCC, EPFL, 2005
	Verkehrsperspektiven	ARE, 2004, 2006

1.1 Demografieszenario Trend

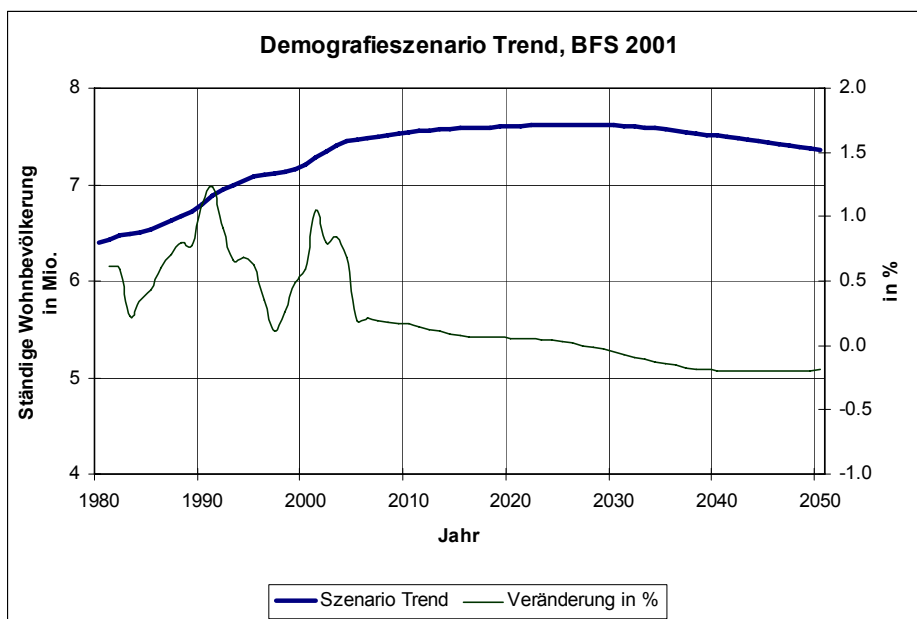
Die für die Energieperspektiven verwendete Bevölkerungsentwicklung bis 2035 entspricht dem vom Bundesamt für Statistik im Jahre 2001 veröffentlichten Szenario Trend. Es entspricht, gemäss Einleitungstext der Publikation, „der Fortsetzung der jüngsten demografischen Entwicklungen unter Berücksichtigung der zur Zeit absehbaren politischen Veränderungen“ (Quelle [1], Seite 44). Insbesondere wird von einem mässigen Wirtschaftswachstum ausgegangen, es werden keine grossen Veränderungen in der Familienpolitik unterstellt, die Einwanderungspolitik wird geprägt durch das Abkommen über den freien Personenverkehr mit der EU.

Das Szenario Trend kombiniert Hypothesen bezüglich

- Fruchtbarkeit: Die durchschnittliche Kinderzahl sinkt zuerst leicht ab und steigt anschliessend leicht an und stabilisiert sich ab 2030 bei einer Kinderzahl von 1.5.
- Sterblichkeit: Die mittlere Lebensdauer bei Männern steigt bis 2060 um 6 Jahre auf 82.5 Jahre; bei den Frauen um 5 Jahre auf 87.5 Jahre.
- Wanderungen: Das Inkrafttreten der bilateralen Abkommen der Schweiz mit der EU bewirkt in den ersten Jahren nach 2000 einen positiven Wanderungssaldo in die Schweiz von rund 50'000 Einwanderer, welcher bis 2005 linear auf zirka 10'000 Einwanderer zurückgeht. Von 2010 bis 2015 sinkt der Einwanderungssaldo auf rund 2'500 und bleibt bis 2060 auf diesem Niveau.
- Die Einbürgerungsziffern bleiben konstant.

Diese Annahmen bewirken ab 2005 einen stetigen Rückgang der Zuwachsrate der Bevölkerung. Ab 2027 nimmt die Bevölkerungszahl absolut ab.

Figur 1: **Demografieszenario**



Quelle: [1]

Für die Energieperspektiven des BFE wurde das Szenario Trend des BFS leicht modifiziert. Da die effektive Immigration in den Jahren 2001 bis 2003 über den Szenarienannahmen lag, wurde im Interesse einer möglichst aktuellen Datenbasis die Bevölkerungsentwicklung leicht nach oben angepasst¹.

1.2 BIP-Szenarien

Die vom Seco zuhanden des Perspektivstabes erarbeiteten BIP-Szenarien beruhen auf einer Schätzung des Produktivitätswachstums und den Resultaten der Demografieszenarien des BFS. Der Berechnungsansatz geht davon aus, dass sich die Entwicklung der Demografie und der Produktivität langfristig nicht beeinflussen (das heisst zum Beispiel, dass das Bevölkerungswachstum die Produktivität nicht ändert) und deshalb unabhängig voneinander analysiert werden können. In die Berechnungen flossen das aus dem Bevölkerungsszenario Trend 2000 resultierende Arbeitsangebot (Erwerbstätige), ergänzt mit Annahmen zu den nicht in den Bevölkerungsszenarien erfassten Erwerbstätigen (Grenz-

¹ Anfangs Juli 2006 publizierte das BFS umfassend revidierte Szenarien, die hier nicht verwendet werden.

gänger und Kurzaufenthalter). Für die Schätzung des Wachstums der Arbeitsproduktivität kamen die Daten der Jahre 1980-2000 zur Anwendung. Es resultiert ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 0.89% (siehe Tabelle 2). Da die Produktivität über die betrachtete Periode als konstant angenommen wird, bestimmt die Entwicklung der Erwerbstätigen das BIP-Wachstum.

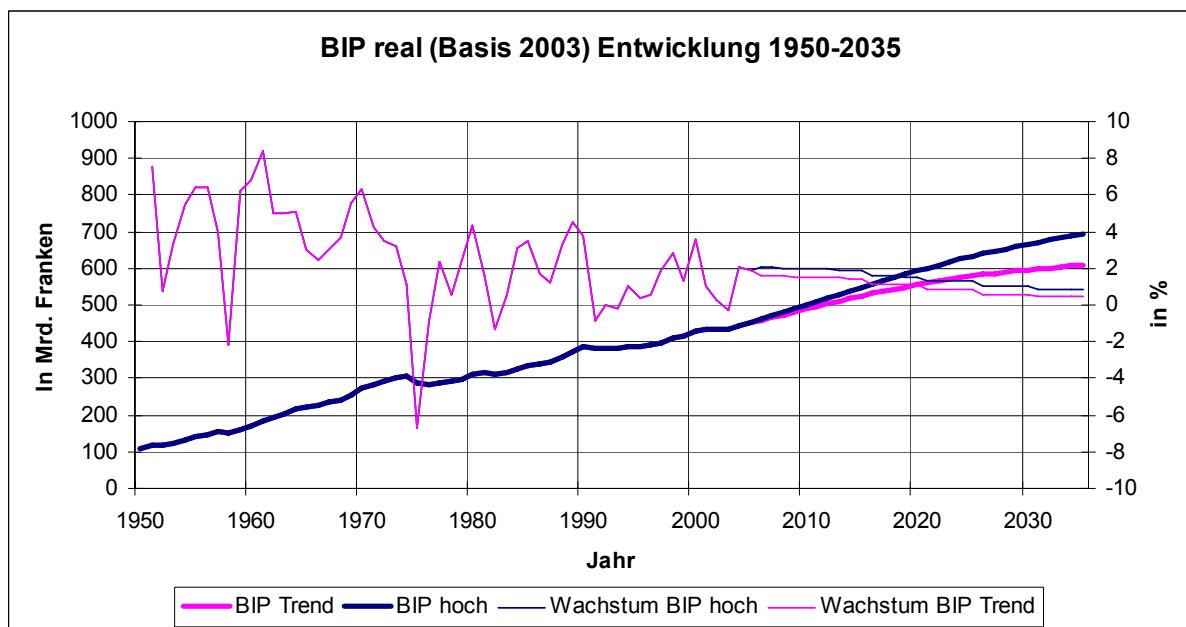
Tabelle 2: **Durchschnittliche BIP-Wachstumsraten unterschiedlicher Zeitabschnitte**

Jahrzehnt	2000-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2000-2040
BIP Trend Wachstum (in %)	1.4	1.0	0.5	0.7	0.9
BIP Hoch Wachstum (in %)	1.9	1.5	1.0	1.3	1.4

Quelle: [2]

Das Seco weist darauf hin, dass aus einer konsequenten Umsetzung der Massnahmenpakete der Wachstumspolitik, wie sie auch von der OECD vorgeschlagen werden, ein um bis zu 0.7% höheres jährliches Wirtschaftswachstum resultieren würde, verglichen mit der Variante BIP Trend (Quelle: [2]). In den Energieperspektiven wird eine teilweise Umsetzung der Massnahmenpakete unterstellt. Diese Annahme schlägt sich in der Sensitivität BIP hoch nieder in einem durchschnittlichen Wachstum, das um 0.5 Prozentpunkte über demjenigen der Variante BIP Trend liegt (siehe Tabelle 2). Unverändert geblieben ist die Bevölkerungsentwicklung und damit die Erwerbstätigenstruktur.

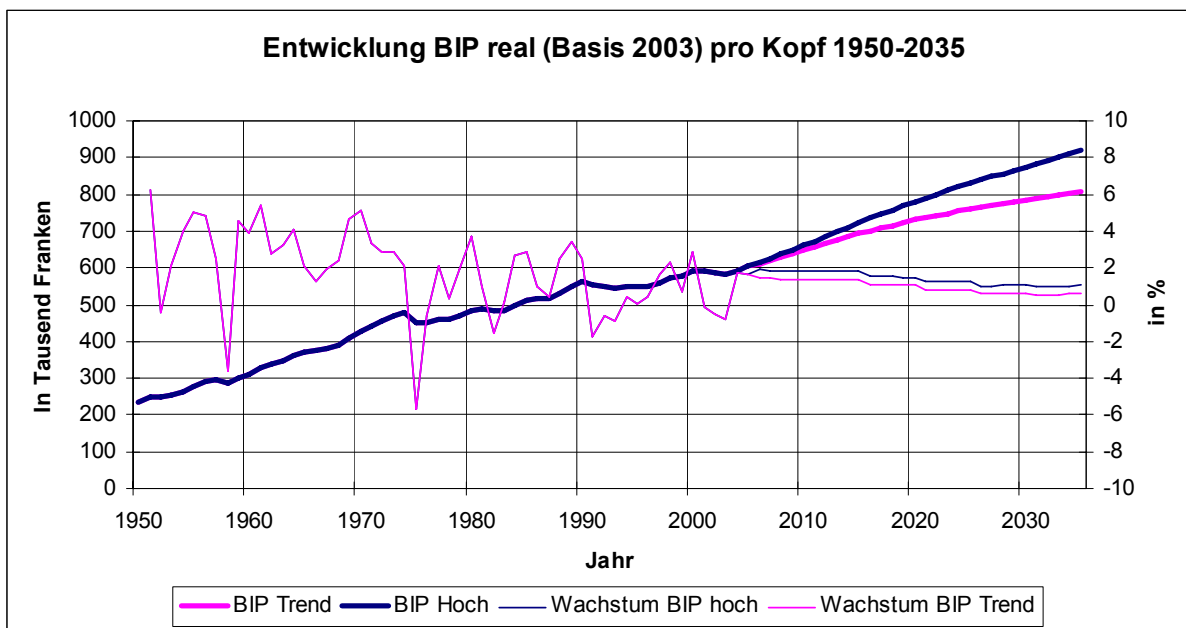
Figur 2: **BIP Trend und BIP hoch**



Quelle: [2]

In Figur 3 ist die reale BIP-Entwicklung in Tausend Franken pro Einwohner zu Preisen 2000 abgebildet. Das Bevölkerungswachstum ist ab 2025 negativ und bewegt sich in der Grössenordnung von -0.1% und -0.2% (siehe Figur 2, rechte Achse). Da die für die Berechnung des BIP relevanten Produktivitätsentwicklungen sowohl für das BIP Trend (+0.89%) als auch für das BIP hoch (+1.39%) deutlich über den negativen Wachstumsraten der Bevölkerung liegen, steigt das pro Kopf Einkommen sowohl im BIP Trend als auch im BIP hoch bis 2035 an. Allerdings erreichen die pro Kopf Werte bei weitem nicht mehr die Zuwachsraten der 50er bis 70er Jahre oder der 80er Jahre des zwanzigsten Jahrhunderts.

Figur 3: **Entwicklung des BIP Trend und BIP hoch pro Kopf**



Quellen: [1], [2]

1.3 Wertschöpfungsszenarien

Die unter Kapitel 1.2 vorgestellten BIP-Schätzungen beziehen sich auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und sind als Input für die Bottom-up-Energienachfragemodelle zu wenig detailliert. Mit dem Gleichgewichtsmodell von Ecoplan sind daher nach der Methode von Dixon und Rimmer [3] Branchenszenarien für das BIP Trend und für das BIP hoch geschätzt worden. Grundlagen bildeten neben der Input-Output-Tabelle für das Jahr 1998 das BIP- beziehungsweise das Produktionswachstum und die Entwicklung der Beschäftigung, die Entwicklung der Gesundheitskosten und die Entwicklung der Bauinvestitionen. Letztere wurden abgeglichen mit den Bauinvestitionen der Untersuchung von Wüest und Partner (siehe Kapitel 1.4). Es resultieren der Bruttowertschöpfungswert, die Bruttowertschöpfung und die Beschäftigung des ersten Sektors (Landwirtschaft) sowie von 42 Branchen des zweiten (Industrie) und des dritten Sektors (Dienstleistungen).

Tabelle 3: **Bruttowertschöpfungen der Wirtschaftssektoren; Anteile am BIP Trend**

Jahr	2001	2010	2020	2030	2035
Bruttowertschöpfung in Mrd. Franken	426	482	533	562	580
Landwirtschaft (Anteil am Total in %)	1.3%	1.1%	1.0%	0.9%	0.8%
Industrie (Anteil am Total in %)	27.5%	26.7%	25.9%	25.3%	24.8%
Dienstleistungen (Anteil am Total in %)	71.3%	72.2%	73.1%	73.9%	74.4%

Quelle: [3]

In den Resultaten widerspiegelt sich eine Weiterführung des seit einigen Jahren beobachtbaren Trends, wonach der dritte Sektor auf Kosten des ersten und zweiten Sektors überproportional wächst (siehe Tabelle 3). Die Wertschöpfungsszenarien, die auf dem Szenario BIP hoch basieren, unterscheiden sich bezüglich der Resultate des Wertschöpfungsszenarios Trend kaum in der Struktur der

sektoralen Wertschöpfungen (wohl aber im Niveau). In Szenario IV werden für Wohnen und Produktion technische Welten unterstellt, welche die Branchenstrukturen verändern, nicht aber die gesamte vorgegebene Wertschöpfungsentwicklung beeinflussen. Dies als Folge gesellschaftlicher und politischer Prioritätensetzung in Richtung Ressourcenschonung.

1.4 Mit Energie versorgte Bruttogeschossflächen

Die Perspektiven zu den energetisch belegten Bruttogeschossflächen stammen von einem Modell, welches die Firma Wüest und Partner 1993 erstmals für das Bundesamt für Energie erstellt hat. Das für die Energieperspektiven 2035 aufdatierte und revidierte Modell verwendet auf gesamtwirtschaftlicher Ebene die BIP-Perspektiven des Seco (siehe Kapitel 1.2) sowie die Bauinvestitionsschätzungen und die Branchendaten von Ecoplan (siehe Kapitel 1.3). Die wichtigsten Grundlagen des eigentlichen Flächenfortschreibungsmodells bilden die Daten kantonaler Gebäudeversicherungsanstalten 1995 sowie die Auswertungen der im Rahmen der Volkszählungen 1990 und 2000 durchgeführten Wohnungszählungen. Die Fortschreibung des Gebäudebestandes basiert auf der Bauinvestitionsstatistik des Bundesamtes für Statistik.

In die Berechnung der mit Energie versorgten Bruttogeschossflächen fliessen die Auswertungen eines Gebäudeparkmodells, welches eine jährliche Fortschreibung der Gebäude, ausgehend von den Grundlagedaten 2000, ermöglicht. In einem weiteren Modell sind Gebäudetypen pro Nutzung und Bauperiode enthalten. Damit wird eine Differenzierung des Gebäudebestandes nach seinen baulichen Hauptkomponenten möglich. Mit einem dritten Modell wird das jährliche Erneuerungsvolumen ermittelt. Ein viertes und letztes Modell erlaubt die zukünftigen Umbauinvestitionen in Abhängigkeit des ermittelten Erneuerungsvolumens zu schätzen.

Tabelle 4: **Mit Energie versorgte Bruttogeschossflächen in 1000 m², Trendvariante, Wüest und Partner**

Sektoren	2000	2010	2020	2030	2035
Haushalt	408'893	459'660	507'102	545'444	561'583
Dienstleistungen und Landwirtschaft	138'564	152'217	166'631	176'721	180'707
Industrie	82'230	87'906	95'044	99'722	101'479
Insgesamt	630'687	699'783	768'778	821'887	843'769

Quelle: [4]

Die Nachfrage nach mit Energie versorgten Bruttogeschossflächen steigt von 2000 auf 2035 um rund 33%. In diesem Zuwachs widerspiegelt sich eine einkommensabhängige Zunahme der Wohnflächen-nachfrage pro Kopf (siehe Tabelle 4).

Tabelle 5: **Mit Energie versorgte Bruttogeschossflächen in 1000 m², Trendvariante Energieperspektiven**

Sektoren	2000	2010	2020	2030	2035
Haushalt	397'675	434'668	466'662	493'215	503'384
Dienstleistungen und Landwirtschaft	150'723	161'545	172'799	181'380	184'361
Industrie	82'230	86'570	92'720	97'116	98'556
Insgesamt	630'628	682'783	732'181	771'711	786'301

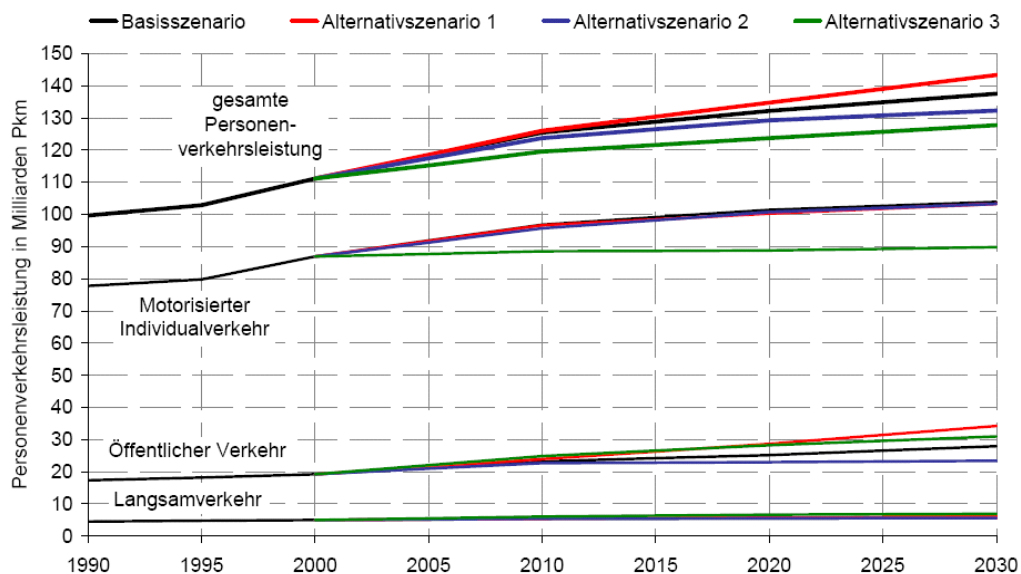
Quelle: Prognos AG

Aufgrund von revidierten Gebäudestrukturen der Gebäudezählung der Haushalte 2000 sind die von Wüest und Partner ausgewiesenen mit Energie versorgten Bruttogeschossflächen angepasst worden (siehe Tabelle 5). Diese angepassten Strukturen sind in den Energieperspektiven eingeflossen. Das Gesamttotal gemäss Wüest und Partner im Jahre 2000 ist unverändert geblieben. Die Anpassungen bewirken jedoch eine Verschiebung von den Haushalten zu den übrigen Sektoren sowie einen unter den Ausgangsdaten von Wüest und Partner liegenden Zuwachs 2000-2035.

1.5 Verkehrsperspektiven

Eine wichtige Grundlage der Energieperspektiven im Verkehr bilden die vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) in regelmässigen Abständen aktualisierten und revidierten schweizerischen Personen- und Güterverkehrsperspektiven. Das ARE verwendet für seine Perspektivarbeiten die wirtschaftlichen und demografischen Rahmendaten der Bundesverwaltung. Damit ist eine mit den Energieperspektiven des BFE konsistente wirtschaftliche Rahmenentwicklung gewährleistet. In den Perspektiven des ARE werden ausgehend von einem Basisszenario im Personenverkehr drei Alternativszenarien unterschieden (Alternativszenario 1 „Städtenetz und Wachstum“, Alternativszenario 2 „Dispersion und Stagnation“, Alternativszenario 3 „Regionaler Ausgleich und Ressourcenverknappung“) (siehe Figur 4 und Tabelle 6). In den Güterverkehrsperspektiven werden die Auswirkungen eines Referenzszenarios und den beiden Alternativszenarien „Bahndynamik und Alpenschutz in Europa“ sowie „Stagnation und schwache Bahn“ vorgestellt. In den Verkehrsperspektiven des BFE sind für die Szenarien I, II und III die Entwicklung des Basisszenarios verwendet worden (siehe Figur 5 und Tabelle 7). Das Szenario IV basiert bezüglich der Entwicklung des Personenverkehrs auf der Entwicklung des Alternativszenarios 3 „Regionaler Ausgleich und Ressourcenverknappung“, für den Güterverkehr kommt das Alternativszenario 2 „Dispersion und Stagnation“ zur Anwendung.

Figur 4: **Personenverkehrsleistung in Milliarden Personenkilometer, Entwicklung in den einzelnen Szenarien**



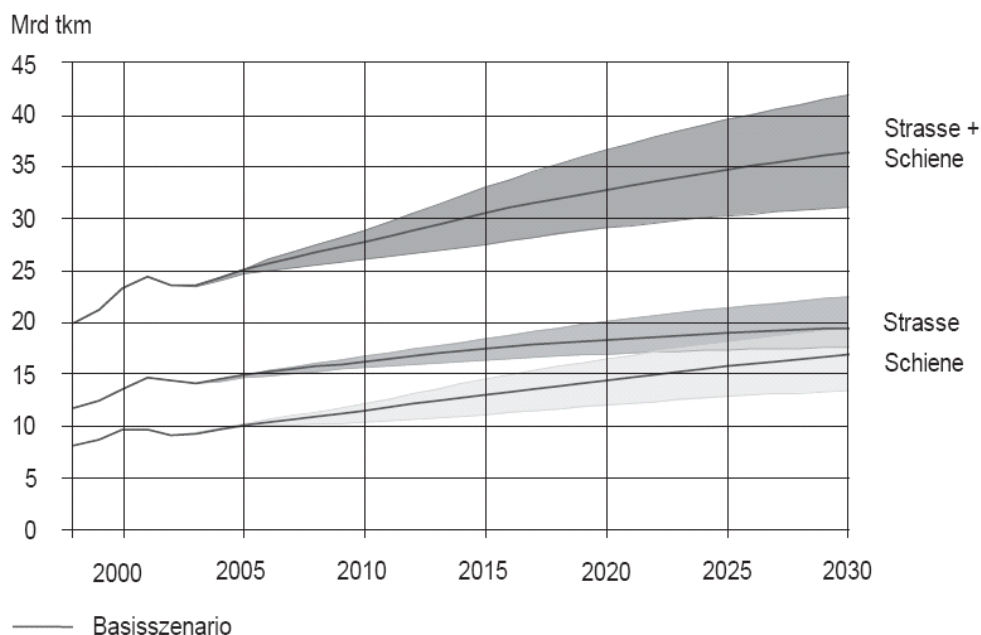
Quelle: ARE [5]

Tabelle 6: **Personenverkehrsleistungen in Milliarden Personenkilometer, alle Verkehrsarten, alle Fahrtzwecke**

In Mrd. Pkm	2000	2010	2020	2030
Basisszenario				
Insgesamt	111.1	125.4	132.2	137.5
<i>Davon: Motorisierter Individualverkehr</i>	86.9	96.8	101.4	103.9
Alternativszenario 3				
Insgesamt	111.1	119.5	123.7	127.7
<i>Davon: Motorisierter Individualverkehr</i>	86.9	88.5	88.8	89.8

Quelle: ARE [5]

Figur 5: **Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnenkilometer) auf Strasse und Schienen (alle Verkehrsarten und Szenarien)**



Quelle: ARE [5]

Tabelle 7: **Güterverkehrsleistungen in Milliarden Tonnenkilometer, alle Verkehrsarten alle Fahrtzwecke**

In Mrd. tkm	2000	2010	2020	2030
Basisszenario				
Insgesamt	23.31	27.75	32.84	36.39
<i>Davon: Strasse</i>	13.63	16.21	18.36	19.48
Alternativszenario 2				
Insgesamt	23.31	26.07	29.10	31.14
<i>Davon: Strasse</i>	13.63	15.68	17.01	17.67

Quelle: ARE [5]

1.6 Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050

Die Klimaentwicklung in der Schweiz wird im separaten Exkurs 3 abgehandelt.

2 Internationale Rahmenentwicklung

Grundlagen für die Ermittlung der internationalen Rahmenentwicklung bilden langfristige Wirtschafts- und Energieszenarien internationaler Organisationen sowie eine Umfrage bei schweizerischen Klimapolitik-Experten zum Thema der energie- und klimapolitischen Szenarien im internationalen Kontext.

2.1 Internationale Energie- und Klimaschutzpolitik

Nationale Energie (und Umwelt)politik kann nicht losgelöst vom internationalen Umfeld betrieben werden. Die schweizerischen Energieperspektiven untersuchen, neben einem Referenzszenario, drei Alternativszenarien basierend auf einer Expertenbefragung.

Eine systematische Auswertung einer Befragung von Experten zum Thema zur Zukunft der Klimapolitik hat ermöglicht, wahrscheinliche Klimapolitiksznarien zu identifizieren. Die Auswertung ist mit einer „Cross-Impact Matrix“ (Quelle [6]) erfolgt. Aus Sicht der Experten ist in den nächsten 30 Jahren auf globaler Ebene eher mit geringen Emissionsreduktionen zu rechnen. Die Schweiz wird sich zu Reduktionsverpflichtungen in ähnlichen Grössenordnungen verpflichten wie die EU. Als wahrscheinlichste Minderungsverpflichtung werden Reduktionsziele zwischen 5 und 25% angesehen. Drastischere Reduktionsverpflichtungen in den nächsten 30 Jahren werden kaum als realistisch gesehen.

Die in den Energieperspektiven verwendeten nationalen und internationalen Klimapolitiken widerspiegeln die Resultate der Expertenbefragung: Die Schweiz geht keinen klimapolitischen Alleingang. Die schweizerischen Reduktionsziele liegen in der Grössenordnung der europäischen Ziele (vergleiche Tabelle 8).

Als Ergänzung der Expertenbefragung wird auch ein 550ppm Szenario betrachtet (1ppm entspricht einem Volumenteil CO₂ auf eine Million Volumenteile Luft). Hier wird angenommen, dass die CO₂ Konzentration in der Erdatmosphäre bis ins Jahre 2100 auf dem doppelten vorindustriellen Niveau von 550ppm stabilisiert werden. Für die Erreichung dieses sehr langfristigen Zieles (Zielhorizont 2100) können unterschiedliche Zielpfade verwendet werden. In den Energieperspektiven (Zielhorizont 2035) kommt der Pfad des deutschen Umweltbundesamtes zur Anwendung. Zudem wird unterstellt, dass die Emissionsrechte im Jahre 2050 international nach dem Prinzip gleicher Pro Kopf Rechte verteilt sind.

Tabelle 8: **Nationale und internationale CO₂-Minderungsziele**

Szenario	Minderungsziel im Vergleich zur Referenz			
	CH	EU	Andere OECD Länder	Entwicklungsländer
Referenz	0%	0%	0%	0%
Alibi	5%	5%	5%	0%
Mittleres globales Engagement	25%	25%	15%	5%
Starkes globales Engagement	40%	40%	25%	15%
550ppm	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Minderungsziel bis 2100: 550ppm</i> - <i>Globaler Pfad bis 2035: Umweltbundesamt</i> - <i>weltweite Konvergenz der pro Kopf Emissionen bis 2050</i> 			

Quelle: Ecoplan [6]

2.2 Entwicklung der Weltmarktpreise nicht erneuerbarer Energieträger

2.2.1 Erdölpreise

Die Schweiz als Importeur von fossilen Brennstoffen mit einem geringen Weltmarktanteil hat keinen Einfluss auf die Weltpreise dieser Güter. Aus diesem Grunde werden die Preise exogen vorgegeben. Langfristige Preisentwicklungen endlicher Ressourcen hängen von den noch vorhandenen Reserven

und von möglichen Substituten ab. Den in den Energieperspektiven verwendeten langfristigen Preisentwicklungen liegen folgende Annahmen zugrunde:

Bis im Jahre 2030 sind keine wesentlichen physischen Verknappungen der Erdölressourcen zu erwarten. Das Hotelling-Modell (siehe [7]) besagt, dass sich die Preise einer Ressource, von welcher die noch vorhandene endliche Menge bekannt ist, mit der Entwicklung der Marktzinsen bewegen, wenn die Förderkosten unabhängig vom Bestand sind. Analysen von langen Zeitreihen der Preisentwicklungen endlicher Ressourcen ergeben in der Regel, dass sie kurzfristig bis mittelfristig volatil sind. In der langen Frist weisen sie einen konstanten oder teilweise sogar einen negativen Trend auf. Als möglicher Grund für dieses Verhalten der Preise wird unter anderem erwähnt, dass im Gegensatz zur Annahmen von Hotelling der Bestand der Ressource (obschon endlich) nicht bekannt ist. Als weitere Gründe werden sinkende Förderkosten wegen Technologiefortschritten genannt oder auch die Entdeckung noch nicht bekannter Vorkommen. (Eine Diskussion basierend auf dem Modell von Hotelling siehe beispielsweise in [8]).

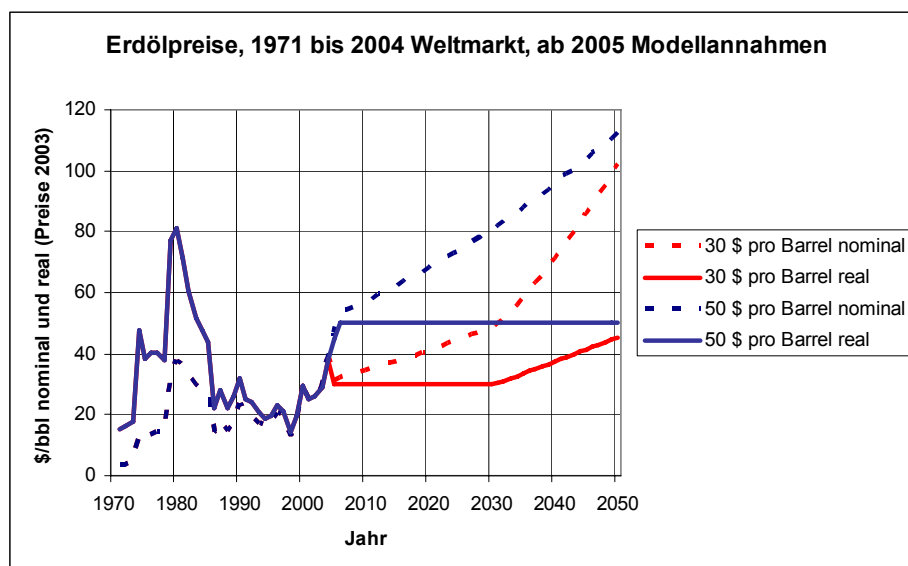
Aus den Annahmen „keine wesentlichen physischen Verknappungen“ und den Beobachtungen zu der Entwicklung der langfristigen Preisentwicklungen von endlichen, jedoch bis 2030 nicht knappen Ressourcen wird in den Perspektivarbeiten von bis 2030 real konstanten Preisen ausgegangen. Ab 2030 verknappen sich die Erdölressourcen, was einen Anstieg der realen Preise zur Folge hat. Implizit stehen auch weitere Annahmen hinter dieser Entwicklung: Der technische Fortschritt, welcher die Förderkosten senkt, kompensiert teilweise die Mehrkosten, welche durch aufwändigere Massnahmen entstehen, so dass weiterhin unveränderte Produktionskosten zu erwarten sind. Zudem wird davon ausgegangen, dass Backstoptechnologien wie zum Beispiel die schon lange bekannte Kohleverflüssigung oder Biotreibstoffe als Substitutionsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Es wird aber auch davon ausgegangen, dass keine bisher wenig bekannten Backstoptechnologien und Energieträger (zum Beispiel Methanhydrate) erschlossen werden, welche den Preispfad der fossilen Energien allenfalls nach unten senken könnten.

In den Energieperspektiven werden, ausgehend von den oben genannten Annahmen zwei Erdölpreisentwicklungen unterstellt:

- Im ersten Fall wird davon ausgegangen, dass der Rohölpreis bis 2030 bei real 30 USD pro Fass konstant bleibt und ab 2030 die Ressourcenverknappung zu einem Anstieg der realen Preise bis knapp 50 USD pro Fass im Jahre 2050 führt.
- Im zweiten Fall wird von einem konstanten realen Preis von 50 USD pro Fass ausgegangen. Da der höhere Preis zu einer Nachfragereduktion und zur Wettbewerbsfähigkeit nicht konventioneller fossiler Ressourcen führt, bleibt dieser Preis bis 2050 unverändert. Es wird unterstellt, dass die Ressourcenverknappung nicht vor 2050 zu wirken beginnt.

Die beiden Preispfade ermöglichen die Berechnung von Preissensitivitäten und damit eine Abschätzung der Auswirkungen unterschiedlicher langfristiger Preispfade auf die Energienachfrage.

Die Auswirkung von langfristig konstant gehaltenen aber im Niveau unterschiedlichen realen Preisen auf laufende Marktpreise ist erheblich: Der nominale Preis eines Barrels Erdöl im Jahre 2035 beträgt 59 USD, wenn von einem realen Preis von 30 USD ausgegangen wird. Für einen Preis von 50 USD real ergibt sich im Jahre 2035 ein nominaler Preis von 102 USD pro Fass (siehe Figur 6).

Figur 6: **Modellannahmen zu den Erdölpreisen**

Für die Berechnung der nominalen Entwicklung wird ab 2005 eine Inflationsrate von jährlich 1.9% unterstellt

Im Rahmen von Langfristbetrachtungen spielen kurz- und mittelfristige Schwankungen von Preisen, wie sie beispielsweise auch in den Jahren 1971-2005 aufgetreten sind, kaum eine Rolle. Die Überlegungen zur langfristigen Ressourcenverfügbarkeit prägen die langfristige Preisentwicklung.

Auf eine Diskussion von dauerhaft hohen Preisen wird hier verzichtet. Ein Bericht zu diesem Thema ist im März 2007 publiziert worden (Quelle [9]).

2.2.2 Erdgas- und Strompreise

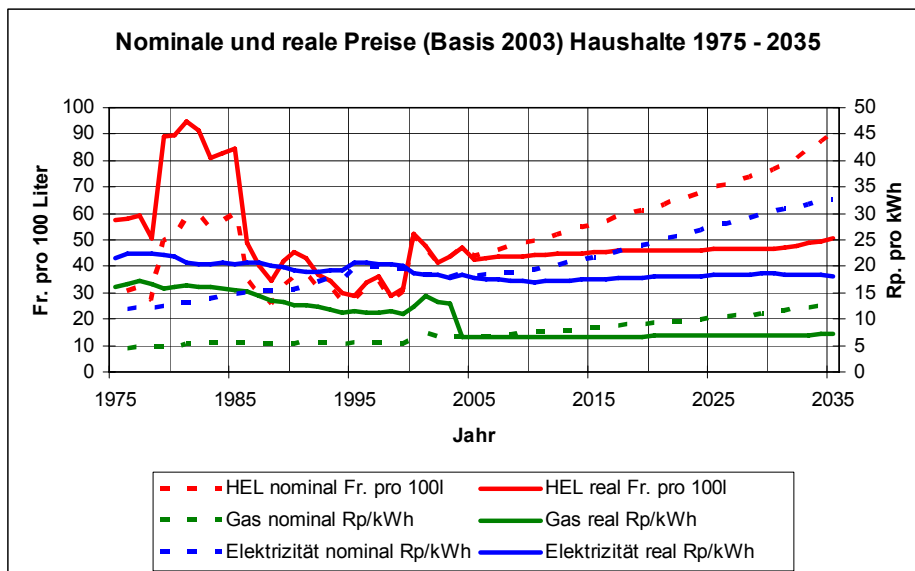
In den Energieperspektiven wird unterstellt, dass die seit anfangs der 60er Jahre bestehende Kopplung vom Erdgaspreis zum Erdölpreis bestehen bleibt. Die weitere Entwicklung der Erdöl-Erdgas-Preiskopplung ist umstritten. Für die Beibehaltung der Kopplung sprechen Erfahrungen in den USA, wo keine Preisklauseln in den Gaslieferverträgen bestehen und Entwicklungen in andern Märkten, zum Beispiel Energieholz. Auch die seit Mitte der 90er Jahre in Europa mehr und mehr ins Gewicht fallende Stromproduktion mit Erdgas, welche die vorher traditionellen Verwendungen „Heizen“ und „Prozesswärme“, ergänzt, dürfte die Preisbindung an das Erdöl nicht lösen. Aus einem realen konstanten Preis des Erdöls ergibt sich damit auch ein real konstanter Weltmarktpreis für Erdgas.

Aus der Annahme konstanter realer Preise für Erdöl und Erdgas ergibt sich ebenfalls eine annähernd (real) konstante Entwicklung der Preise für Elektrizität (siehe Figur 7 und Kapitel 3 Übersichtstabelle). Dies erklärt sich einerseits damit, dass mit dem konstanten Erdgaspreis die Produktionskosten der erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke, die im betrachteten Zeithorizont die Grenzkosten-Kraftwerke darstellen, den Strompreis bestimmen dürften. Zudem würde eine Verteuerung zu Substitutionen oder Anpassungen der Gaspreise (nach unten) führen. In der Sensitivität Preise hoch wird im Unterschied dazu unterstellt, dass sich die höheren Preise für Erdgas auf die europäischen Produktionskosten für Elektrizität niederschlagen und damit einen leichten Anstieg des realen Elektrizitätspreises bewirken, der so gering ausfällt, dass er keinen Einfluss auf notwendige Investitionsentscheide hat.

Dadie nominalen und realen Preise von Heizöl extra-leicht, des Erdgases und der Elektrizität für die schweizerischen Haushalte neben den (konstanten realen) Weltmarktpreisen) auch variable Transport-, Lager- und Umwandlungskosten enthalten, ergeben sich (ab 2003) keine vollständig konstanten realen Preise in Schweizer Franken (siehe Figur 7). Die Annahmen bewirken jedoch, dass sich der

Verlauf der Preisentwicklung (nicht das Niveau) sehr ähnlich verhält. Damit ist sichergestellt, dass in den Modellresultaten nicht exogen vorgegebene Substitutionseffekte die Nachfrage massgeblich beeinflussen.

Figur 7: **Modellannahmen zu Haushaltspreisen von Heizöl extra-leicht, Erdgas und Elektrizität**



2.2.3 Uran- und Kernbrennstoffpreise

Da davon auszugehen ist, dass in den Varianten, die eine Schliessung der Stromlücke mit Kernenergie vorsehen, ein neues Kernkraftwerk erst ab 2030 in Betrieb steht. Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Uran- und Kernbrennstoffpreise sind für die Zeit ab 2020 getroffen worden, wobei davon ausgegangen wird, dass sich der Uranpreis bis dahin zwischen dem in den letzten Jahren wahrscheinlich überhöhten und vorher sehr tiefen Niveau einpendelt. Für die Perspektiven wird ein realer Uranpreis von 60 USD pro kg im Jahr 2020 unterstellt, mit einer Steigerung in den folgenden Jahrzehnten auf 72 bis 84 USD pro kg (2050). Umgerechnet auf die Kilowattstunde ergeben sich bei einer durchschnittlichen Abbrandrate und einem Wirkungsgrad des Kernkraftwerk von 35% Urankosten von zirka 0.17 Rp. pro kWh. Die Urankosten machen 15% der gesamten Brennstoffkosten von 1.15 Rp. pro kWh aus. Die gesamten Brennstoffkosten entsprechen rund 28% der Stromgestehungskosten von 4.1 Rp. pro kWh. Eine Verdoppelung des Uranpreises würde zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten um 4% führen. Der Einfluss der Uranpreise auf die Stromgestehungskosten ist somit sehr gering. (Eine vertiefte Diskussion der Gestehungskosten des Stroms aus Kernkraftwerk findet sich im Band 5 der Energieperspektiven: Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes). In den Perspektiven wird, mangels eindeutigen Anhaltspunkten, davon ausgegangen, dass die Variante mit höherem Erdölpreis keine höheren Uranpreise zur Folge hat. Die Abstimmung zwischen Uranangebot und -nachfrage wird die künftige Uranpreisbildung wesentlich stärker beeinflussen.

3 Übersichtstabellen Rahmendaten

Tabelle 9: **Rahmendaten für BIP Trend und BIP hoch (und Erdölpreis 30 USD pro Barrel) sowie Erdölpreis 50 USD pro Barrel**

Rahmendaten BIP Trend	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.80	7.21	7.54	7.60	7.61	7.57
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.90	422.76	473.62	525.98	554.49	572.33
Energiebezugsflächenn total	Mio. m2	544.91	627.23	701.58	771.90	824.26	845.53
Wohnflächen (EBF)	Mio. m2	349.28	416.50	472.14	521.76	561.22	577.07
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm	75.69	101.67	119.83	127.31	131.55	134.31
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm	11.41	23.33	27.32	32.80	36.35	37.04
Rahmendaten BIP-hoch	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.90	422.76	497.04	590.64	662.53	692.24
Energiebezugsflächenn total	Mio. m2	544.91	627.23	702.48	776.72	834.84	859.59
Wohnflächen (EBF)	Mio. m2	349.28	416.50	472.50	524.26	566.35	583.63
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm	75.69	101.67	121.43	134.10	144.24	148.14
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm	11.41	23.33	28.19	36.41	41.68	42.54
Rahmendaten Erdölpreis 50\$ pro Barrel	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm	75.69	101.67	119.11	126.53	130.75	133.50
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm	11.41	23.33	27.32	32.80	36.35	37.04

Datenquellen: siehe Kapitel 1 und 2

Tabelle 10: **Endverbraucherpreise für Erdölpreis 30 USD pro Barrel**

zu Preisen von 2003	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Rohöl Weltmarktpreis	USD/bbl	31.23	29.89	30.00	30.00	30.00	33.40
Haushalte	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Heizöl leicht	Rp./l	42.85	51.93	44.16	46.04	46.84	50.58
Erdgas	Rp./kWh	6.03	6.11	6.56	6.77	6.86	7.18
Holz	CHF/Ster	57.67	42.59	45.41	49.02	52.92	54.99
Elektrizität	Rp./kWh	17.99	19.21	17.09	18.08	18.56	18.18
Industrie	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.53	525.98	432.20	445.51	449.17	488.86
Heizöl schwer	CHF/t	258.48	330.06	306.49	318.55	321.34	359.15
Erdgas	Rp./kWh	3.29	3.31	3.85	3.96	3.98	4.27
Elektrizität	Rp./kWh	15.06	11.92	9.49	10.44	11.00	10.80
Verkehr	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.20	1.43	1.33	1.36	1.37	1.40
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.35	1.47	1.40	1.44	1.45	1.49

Datenquellen: siehe Kapitel 1 und 2

Tabelle 11: Endverbraucherpreise für Erdölpreis 50 USD pro Barrel

zu Preisen von 2003	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Rohöl Weltmarktpreis	US\$/bbl	31.23	29.89	50.00	50.00	50.00	50.00
Haushalte	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Heizöl leicht	Rp./l	42.85	51.93	63.85	66.72	67.85	68.04
Erdgas	Rp./kWh	6.03	6.11	8.42	8.74	8.86	8.87
Holz	CHF/Ster	57.67	42.59	45.46	49.56	54.04	56.42
Elektrizität	Rp./kWh	17.99	19.21	17.09	18.32	19.04	18.77
Industrie	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.53	525.98	646.51	667.59	672.78	674.67
Heizöl schwer	CHF/t	258.48	330.06	513.50	533.24	537.52	538.97
Erdgas	Rp./kWh	3.29	3.31	5.56	5.74	5.78	5.79
Elektrizität	Rp./kWh	15.06	11.92	9.49	10.72	11.58	11.50
Verkehr	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.20	1.43	1.50	1.54	1.56	1.56
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.35	1.47	1.60	1.64	1.66	1.66

Datenquellen: siehe Kapitel 1 und 2

Literaturverzeichnis Exkurs 1

- [1] Demografische Entwicklung der Schweiz, BFS (2001).
- [2] Seco; Konjunkturtendenzen, Frühjahr 2005; Sonderthema: Der langfristige Wachstumstrend der Schweizer Wirtschaft, Seco, 2005, verfügbar unter <http://www.seco.admin.ch/themen/zahlen/wirtschaft/konjunkturtendenzen/index.html?lang=de>,
Scénarios de croissance du PIB à long terme; Seco, 2004, Verfügbar unter: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/00836/index.html?lang=de&dossier_id=00831.
- [3] Dixon Pete B. und Maureen T. Rimmer Dynamic General Equilibrium Modelling for Forecasting and Policy. A Practical Guide and Documentation of MONASH. North Holland Elsevier Science B.V. Amsterdam (2002).
- [4] Branchenszenarien Schweiz, Ecoplan Arbeitsbericht im Auftrage des BFE, März 2005 http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/00836/index.html?lang=de&dossier_id=00831.
- [5] Personen- und Güterverkehrsszenarien, Amt für Raumentwicklung ARE, Güterverkehr (2004): http://www.are.admin.ch/are/de/verkehr/entwicklung_gv/index.html Personenverkehr (2006): http://www.are.admin.ch/are/de/verkehr/entwicklung_pv/index.html .
- [6] Schweizer energie- und klimapolitische Szenarien im internationalen Kontext, Ecoplan 2005, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/00836/index.html?lang=de&dossier_id=00833.
- [7] Hotelling Harold, 1931: „The Economics of Exhaustible Resources“, The Journal of Political Economics 39.2, S. 137-175.
- [8] Krautkraemer Jeffrey A., Nonrenewable Resource Scarcity, Journal of Economic Literature, Vol XXXVI (Dezember 1998), S. 2065-2107.
- [9] Ecoplan, auswirkung langfristig hoher Erdölpreise, März 2007, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00535/index.html?lang=de&dossier_id=00821.

2. Exkurs: Fossile Energieressourcen

Martin Renggli, Bundesamt für Energie

1 Übersicht über Perspektiven und Meinungen

1.1 Das Schweizerische Gesamtenergiekonzept

Die begrenzte Verfügbarkeit des Erdöls ist seit der ersten Erdölpreiskrise 1973/74 ein geradezu existenzielles Thema. Mit den Postulaten „Sparen und Substituieren“ forderte bereits das Schweizerische Gesamtenergiekonzept (GEK) 1978 die Steigerung der Energieeffizienz sowie den Ersatz von Erdöl durch andere Energieträger [3]. 1975 betrug der Anteil der Erdölprodukte am Endenergieverbrauch rund 75%. Für das Jahr 2000 erwartete die GEK mit ihrem Szenario IIIa – mit politischen Instrumenten auf der Basis eines Energieartikels in der Bundesverfassung, jedoch ohne Energieabgabe – einen Anteil von 59%. Dieser Wert wurde im Jahr 2000 tatsächlich erreicht. In absoluten Mengen nahmen allerdings der Verbrauch an Erdölprodukten und der gesamte Endenergieverbrauch um 8 beziehungsweise 9% weniger zu als die GEK unter den dazumaligen Annahmen über Instrumente und Rahmenentwicklungen erwartet hatte, und das „Sparen“ hat mehr zum Ersatz des Erdöls beigetragen als das erwartete „Substituieren“.

1.2 „Pessimisten“

Die Steigerung der Ölpreise hat in den letzten Jahren eine bisher unerreichte Flut von Publikationen ausgelöst über ein Ende des Ölzeitalters und die daraus zu ziehenden politischen Folgerungen. Besonders aktiv sind der Gründer der „Association for the Study of Peak Oil“ (ASPO) C.J. Campbell [2] und sein Umfeld.

Die Peak-Oil-These basiert auf einer am 4. Februar 1949 in der Zeitschrift SCIENCE publizierten Darstellung von K.M. Hubbert. Danach hat die Produktion fossiler Energieträger die Form einer Glockenkurve, die Anfang, Scheitelpunkt und Ende des Produktionsverlaufs beschreibt. Untermauert wird die These durch Statistiken, die zeigen, dass die Entdeckung neuer Ölreserven nicht mehr mit der Produktion Schritt hält. Von Interesse ist der Zeitpunkt des Maximums, da danach mit sinkender Produktion und, gemäss den Vertreter dieser These, auf die Dauer mit Engpässen und Versorgungskrisen zu rechnen ist. Mit einem internationalen „Depletion Protocol“, sollen gemäss Campbell, die Netto-Importe aller Länder jährlich so reduziert werden, dass sie der Ausschöpfungsrate der nachgewiesenen und neuen Rohölreserven entsprechen. Dies soll dazu führen, dass der Ölpreis im Verhältnis zu den Produktionskosten vor allem auch im Interesse der Entwicklungsländer stabil bleibt.

Zur Sicht der „Pessimisten“ ist folgendes festzustellen:

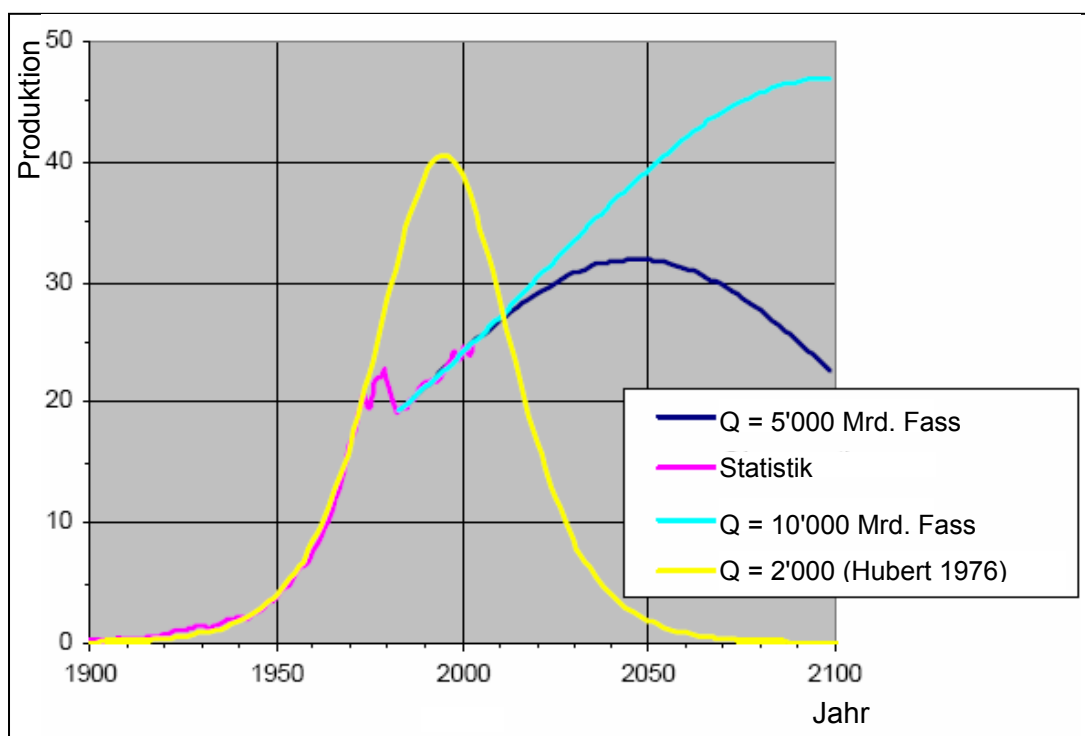
Dem Hubbert-Modell liegen sehr stark vereinfachende Annahmen zu Grunde, die für einzelne Erdölfelder oder Regionen mit Einschränkungen zutreffen können, nicht aber für die globale Erdölwirtschaft:

- Die Reserven sind eine dynamische Grösse. Entgegen dem Hubbert-Modell sind sie aus technischen (nicht nur taktischen) Gründen nicht im Voraus bekannt.
- Die Erdölförderung folgt nicht einer konstanten Rate, sondern passt sich, wie dies auch heute der Fall ist, der Nachfrage, den Ertragserwartungen der Produzenten und der Konkurrenzsituation, zum Beispiel zwischen den OPEC und den Nicht-OPEC-Ländern, an.
- Die Nachfrage nach Erdölprodukten wächst nicht konstant, sondern reagiert auf die Marktpreise und die Preise für Substitutionsenergien.

- Der Umfang und die Zuwächse der nachgewiesenen Reserven, die Produktionserhöhung durch die verbesserte Ausschöpfung bestehender Felder sowie der Umfang der nicht-konventionellen Reserven werden sehr unterschiedlich eingeschätzt. Die Vertreter der Peak-Oil-These treffen konservative Annahmen über den technischen Fortschritt in Erdöl-Exploration, -Entwicklung und -Förderung sowie über die nicht-konventionellen Ressourcen. In der Regel werden die letzteren ganz aus der Betrachtung ausgeklammert.

Figur 1 zeigt eine frühe Fassung der Hubbert'schen Kurve mit der dannzumaligen (1976) Annahme von 2'000 Mrd. Fass an konventionellen Reserven. Der Peak wäre danach vor dem Jahr 2000 aufgetreten. Im Laufe der Zeit wurde der Peak wiederholt verschoben. Deffeyes K.S. erklärte im Januar 2004 den 24.11.05 als „World Peak Day“, dann den 16.12.05 [2]. Wenn man heute aufgrund der fortschreitenden Technik 5'000 Mrd. Fass als plausibel erachtet, würde dies einen Peak um 2040, bei 10'000 Mrd. Fass um 2100 bedeuten.

Figur 1: **Hubbert's-Kurven und unterschiedliche Annahmen über das maximal gewinnbare Rohöl**



Quelle: Internationale Energieagentur; Mitteilung A. Pflüger basierend auf Daten aus [4]

Die Reduktion der zahlreichen Einflussfaktoren auf Erdölangebot und -nachfrage auf eine einzige Kurve ist allerdings für Prognosen ungeeignet. Es wäre aber auch falsch, mit energiepolitischen Instrumenten und Massnahmen zuzuwarten, bis ein allfälliger Erdöl-Peak statistisch nachgewiesen ist.

1.3 „Optimisten“

Eine wesentlich optimistischere Sicht vertritt zum Beispiel P.R. Odell [7], der im Unterschied zum bekannten „Geologen“ Campbell ein bekannter „Energiewirtschaftler“ ist. Er weist darauf hin, dass sich die Erdölnachfrage seit den siebziger Jahren schwächer als erwartet entwickelt hat und sieht darin einen langfristigen Trend. Er ist der Meinung, dass die nachgewiesenen konventionellen Erdölreserven bei weitem ausreichen, um die Nachfrage bis 2060 ohne wesentlichen Preisdruck zu decken. Nach Auffassung dieses Autors würde sich der Anteil der kohlenstoffhaltigen Energieträger an der Energieversorgung von zirka 80% bis in das Jahr 2100 auf 55% reduzieren. Erdgas würde aus wirt-

schaftlichen und ökologischen Gründen das Erdöl, die Kohle, und bei der Stromerzeugung auch die Kernenergie, bei weitem überflügeln. Als wesentliche Voraussetzung für die Beseitigung des derzeitigen „Chaos“ auf dem Erdölmarkt fordert er eine Abstimmung der Politik zwischen Produzenten- und Verbraucherländern.

Zur Sicht der „Optimisten“ ist folgendes festzustellen:

- Wie „Pessimisten“ kommen auch „Optimisten“ nicht darum herum, Annahmen über eine unsichere Zukunft zu treffen, die im Falle der Einschätzung des hier erwähnten Autors bezüglich der nicht-konventionellen Gasreserven eher spekulativ sind und die technische Probleme und Kosten, zum Beispiel der Nutzung von Methanhydraten¹, wahrscheinlich unterschätzen.
- Eine dauerhafte Normalisierung der Erdölmärkte ist nur mit politisch weitgehend stabilen Förderländern, sicheren Transport- und Verarbeitungssystemen möglich.
- Seit 2003 ist die operative Reserve der OPEC-Länder zum Ausgleich von Nachfragespitzen oder Lieferausfällen sehr tief (aber neulich wieder steigend). Die Erdölnachfrage Chinas ist zwischen 2003 und 2004 um mehr als 8% pro Jahr gewachsen (2005: +3%). In zahlreichen Nicht-OPEC-Ländern ist die Erdölproduktion stark gesunken. Dies sind Warnsignale für denkbare langfristige Trends.

1.4 „Konfliktforscher“

Einige Autoren verstehen viele wirtschaftliche Krisen und kriegerische Konflikte der Neuzeit sowie manche zwischenstaatliche Allianz als Kampf um Erdöl [9] und warnen vor drohenden Ressourcenkriegen zwischen den Grossmächten [5].

Dazu ist folgendes festzustellen:

- Der Einsatz der „Erdölwaffe“ oder Restriktionen bei Erdgaslieferungen können Mittel zu politischen Zwecken sein, waren bisher allerdings „stumpfe“ Waffen. Wichtige Produzentenländer wie Venezuela, Nigeria, Irak und Iran haben in den letzten Jahren aufgrund von Kriegen und Konflikten Produktion oder Exporte eingeschränkt und damit die globale Versorgungsbasis verkleinert, jedoch nicht in Frage gestellt.
- Die Stürme in den USA (2005) und der kürzliche Ausfall der Alaska Pipeline (2006) zeigen, dass die Ölversorgung auch innerhalb grosser Regionen verletzlich ist. Trotz flexibler Logistik werden wesentliche Erdölmengen noch lange Zeit durch die unfall- und potenziell konflikträchtigen Nadelöhre der Seestrassen unter anderem von Hormuz und Malakka transportiert. Die im Juli 2006 eröffnete und bisher teuerste Erdölpipeline von Baku am kaspischen Meer in die Türkei, welche Iran und Russland umgeht, ist ein Beispiel dafür, dass Marktunsicherheiten dazu beitragen, dass neue Versorgungswege und Produzentenregionen für den Weltmarkt erschlossen werden.
- Im Interesse ihrer langfristigen Entwicklung wollen die Ölproduzentenländer die „Knappheitsrenten“ einheimsen. Sie verwehren sich gegen Energieabgaben, Substitutionsbestrebungen und den Produktmix einschränkende Umweltvorschriften der Verbraucherstaaten. Ölproduzenten kritisieren auch spekulative Interventionen von Finanzkreisen auf dem Erdölmarkt. Andererseits gefährden wichtige OPEC-Staaten und andere Förderländer (Russland, Mexiko) mit dem sehr restriktiven Zugang zu nationalen Reserven den Know-How-Transfer in ihre eigenen Länder sowie die Investitionssicherheit für internationale Investoren und Ölgesellschaften. Rund 80 Prozent der Erdöl- und Erdgasreserven sind in der Hand von staatlichen Unternehmen, die restlichen werden von zumeist multinationalen, privaten Unternehmen kontrolliert. Diese Konzentration gibt wenigen Mitspielern eine erhebliche Marktmacht.

¹ In grossen Mengen vorhandenes, in Eis eingelagertes Methan.

- Seit jeher war es für die OPEC schwierig, ein bestimmtes Preisband für Rohöl sowie Förderquoten durchzusetzen. Im Frühjahr 2005 wurde das Preisband von 25-28 US-Dollars (USD) pro Fass „vorübergehend“ aufgegeben, da der Weltmarktpreis stets deutlich darüber lag. 2005 und 2006 wurde in Verlautbarungen unterschiedlicher OPEC-Quellen gemeldet, dass ein Preisband von 30-50 USD pro Fass unterstützt würde. Dem liegen Optimierungsüberlegungen zugrunde: Einerseits wollen die Produzenten ihren Ertrag sichern, im Hinblick auch auf die von manchen Beobachtern erwartete Abwertung des USD. Andererseits soll das globale Wirtschaftswachstum nicht gefährdet werden, was erst mit Preisen über 50 USD pro Fass zutreffen dürfte.
- Trotz der Gegensätze bestehen gegenseitige Abhängigkeiten zwischen Produzenten und Konsumenten und damit ein beiderseitiges Interesse an langfristig stabilen Handelsbeziehungen: Im Rahmen des „International Energy Forum“ wurde der 1991 von der IEA und der OPEC gestartete Dialog weiterentwickelt. Er umfasst gemeinsame Lagebeurteilungen sowie die Verbesserung der Berechenbarkeit und der Transparenz der Angebots- und Nachfrageentwicklungen (Joint Oil Data Initiative). Richtigerweise werden heute auch die Schwellen- und Entwicklungsländer in diesen vertrauensbildenden Prozess einbezogen. Auf europäischer Ebene wird seit 1994 versucht, mit rechtlich verbindlichen Regeln des „Energie Charta Treaty“ den Energiehandel und -transport zwischen Ost- und West-Europa und die Investitionstätigkeit zur Erschließung, vor allem der Erdöl- und Erdgasreserven in Russland, zu fördern. Zum Vertrag gehört ein Protokoll über Energieeffizienz, wo in osteuropäischen Ländern ein grosser Nachholbedarf besteht.

1.5 „Spekulanten“

Nach Ansicht der meisten Analysten liegen die Ursachen für die Preiserhöhungen der letzten Jahre nicht an einem unzureichenden Rohölangebot. Im Gegenteil zeigen die Ölmarktberichte, dass die Rohölförderung der wachsenden Nachfrage gefolgt ist, diese sogar übertrifft und die Bestände der Rohöllager erhöht wurden. Wichtige Ursachen der Preiserhöhungen der letzten Jahre sind somit die mangelnden Raffineriekapazitäten vor allem in den USA, tiefe Lagerbestände an Erdölprodukten der Endverbraucher unter anderem als Folge des Ausbaus staatlicher strategischer Vorräte, Versorgungsengpässe in den USA als Folge von Wirbelstürmen, tiefe operative Produktionsreserven (spare capacity) in den Förderländern und nicht zuletzt ein „Risikozuschlag“ angesichts geopolitischer Konflikte.

In Phasen rapide steigender Preise, treten auf den Rohstoffmärkten Spekulanten auf, was zu Überbewertungen führen kann. Auf dem Erdöl- und dem Uranmarkt ist seit anfangs der 2000er Jahre diese Erscheinung offensichtlich und sie überlagert die übrigen Ursachen der Preissteigerung. Spekulierende Finanzinvestoren bringen zwar Liquidität in den Markt für Zukunftskontrakte, so dass Erdölnachfrager genügend Partner finden, welche Ihnen gegen entsprechende Entschädigung Preisrisiken abnehmen. In der von einer Kommission des US-Senates im Juni 2006 publizierten Untersuchung über die Erdöl- und Erdgaspreise wird jedoch vermutet, dass der gewaltige Zufluss von Dollars im Energiemarkt und die daraus entstandene „Spekulationsblase“ die Angebots- und Nachfrageverhältnisse stark verzerrt, die Raffinerien und Erdölfirmer, in der Hoffnung auf noch höhere Preise, zum Horten von Erdöl anreizen und zu exzessiver Preisvolatilität führt. Vermutet wird, dass die Finanzinvestitionen zirka 20-25 USD pro Fass ausmachen und der Preis (im Juni 2006) somit bei 50 statt bei 70 USD pro Fass liegen müsste. Die Senatskommission weist selber darauf hin, dass wegen der fehlenden Transparenz eine genaue Einschätzung der Spekulationsauswirkungen schwierig ist und andere Quellen, wie die New Yorker Börse, den spekulativen Einfluss geringer einschätzen, allerdings nur mit Berücksichtigung der kurzfristigen Zukunftskontrakte. Gefordert wird eine verstärkte Aufsicht über die bisher der Beobachtung und Regulierung nicht unterstellten „Over-The-Counter“-Märkte.

2 Reserven und Ressourcen

2.1 Erdöl

2.1.1 Begriffe, Daten und statische Reichweiten

Unterschieden wird bei Erdöl (und Erdgas) zwischen Reserven und Ressourcen sowie zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen. Reserven sind bekannte Vorkommen, die mit heutiger Technik zu wettbewerbsfähigen Kosten gefördert werden können. Ressourcen umfassen bekannte Vorkommen und die vermuteten Vorkommen, die sich noch nicht fördern lassen. Die bisherige Produktion, die Reserven und Ressourcen bilden zusammen die geschätzten, technisch produzierbaren Vorkommen (Estimated Ultimate Recovery).

In Tabelle 1 sind Begriffe und aktuelle Daten zusammengestellt. Die Angaben sind der zum Standardwerk gewordenen IEA-Publikation „Resources to Reserves“ (2005) entnommen [4]. Die Publikation ist unter Einbezug eines Netzwerkes von Experten aus Beratungsunternehmen, Ölwirtschaft, Wissenschaft sowie Behörden der IEA-Länder entstanden.

Tabelle 1: **Maximal gewinnbares, konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl und Erdgas, in Mrd. Fass Erdöl äquivalenten**

	Erdöl	Erdgas
Konventionelles Erdöl/Erdgas		
Bereits produziert	1'000	450
Entdeckt, nachgewiesen	1'100	1'050
Entdeckt, nicht-nachgewiesen	400	500
Noch nicht entdeckt (neue Funde)	800	800
Erhöhte Ausbeute bestehender Reserven	300	-
Total: Technisch produzierbare, konventionelle Reserven ¹⁾	3'600	2'800
Technisch noch nicht produzierbar	3'700-4'700	_2)
Nicht konventionelles Erdöl/Erdgas		
Bereits produziert	0.01	-
Erdöl: Schweröl, Bitumen, Öl-Sande und -Schiefer	7'000	-
Erdgas: Flözgas, Gas in festen Gesteinen, Gasschiefer	-	1'500
Total: Technisch produzierbar	1'000-3'000	?
Technisch noch nicht produzierbar	4'000-6'000	6'000-60'000

1) Inklusive die bereits produzierten Mengen

2) Technisch noch nicht produzierbare Erdgasreserven sind schlecht bekannt.

Datenquelle: [4] (Resources to Reserves)

Die Zahlenangaben der IEA basieren auf im Jahr 2003 aktualisierten Daten des United States Geological Survey (USGS). Dies ist die am meisten verwendete, breit abgestützte Datenbank.

Konventionelles Erdöl hat eine spezifische Dichte unter 0.934 g/cm^3 . Zum nicht-konventionellen Erdöl zählen daher Schweröl, Bitumen, Teersand und in der Regel Ölschiefer. Im Begriffssystem des United States Geological Survey (USGS) wird als Abgrenzungsmerkmal zwischen konventionell und nicht-konventionell auch die geologische Lage der Vorkommen verwendet. Den Vorkommen werden zudem Wahrscheinlichkeiten zugeordnet. Als nicht-konventionelles „Erdöl“ gelten manchmal auch verflüssigte

Kohle und verflüssigtes Erdgas (in Tabelle 1 nicht aufgeführt). Beim Erdgas werden vor allem die aus heutiger Sicht „ungewöhnlichen“ Vorkommen als nicht-konventionell bezeichnet.

Im Laufe der Ölförderung werden die Daten in der Regel präziser und dementsprechend revidiert. Starke Revisionen der nachgewiesenen Reserven erfolgten in der zweiten Hälfte der 80er Jahre als die OPEC beschloss, die Länderquoten von den Reserven abhängig zu machen. Seither wurden keine Neueinschätzungen dieses Ausmasses vorgenommen. In einzelnen Fällen (unter anderem Shell) erfolgte die Revision nach Interventionen der Börsenaufsicht. Mit fortschreitender Exploration, Entwicklung, Planung und Kommerzialisierung der Vorkommen verschieben sich die Grenzen zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen.

Ein Teil der Kontroverse um Erdölreserven ist auf die zum Teil auch aus taktischen Gründen fehlende Transparenz, die objektive Unsicherheit der Daten und die Vielfalt der Kategorisierungen zurückzuführen. Am häufigsten genannt werden die nachgewiesenen Reserven, welche mit heutiger Technik als wirtschaftlich förderbar betrachtet werden. Nach Tabelle 1 betragen diese für das Rohöl 1'100 Milliarden Fass (beim Erdgas 1'050 Milliarden Fass Erdöl äquivalente). „Pessimisten“ und „Optimisten“ sind sich einig, dass die nachgewiesenen Reserven bloss eine Momentaufnahme sind. Demzufolge ist die häufig genannte „statische Reichweite“ der konventionellen, nachgewiesenen Erdölreserven von 40 Jahren (Tabelle 2) nur ein Indikator für eine jeweils aktuelle Situation (2006 beträgt die Reichweite rund 37 Jahre: 1'100 Mrd. Fass geteilt durch zirka 30 Mrd. Fass Jahresproduktion).

Tabelle 2: **Statische Reichweiten**

Erdöl	zirka	40 Jahre
Erdgas	zirka	65 Jahre
Kohle	mindestens	155 Jahre

2.1.2 Nachgewiesene Reserven: Fund- und Produktionsraten, geografische Verteilung

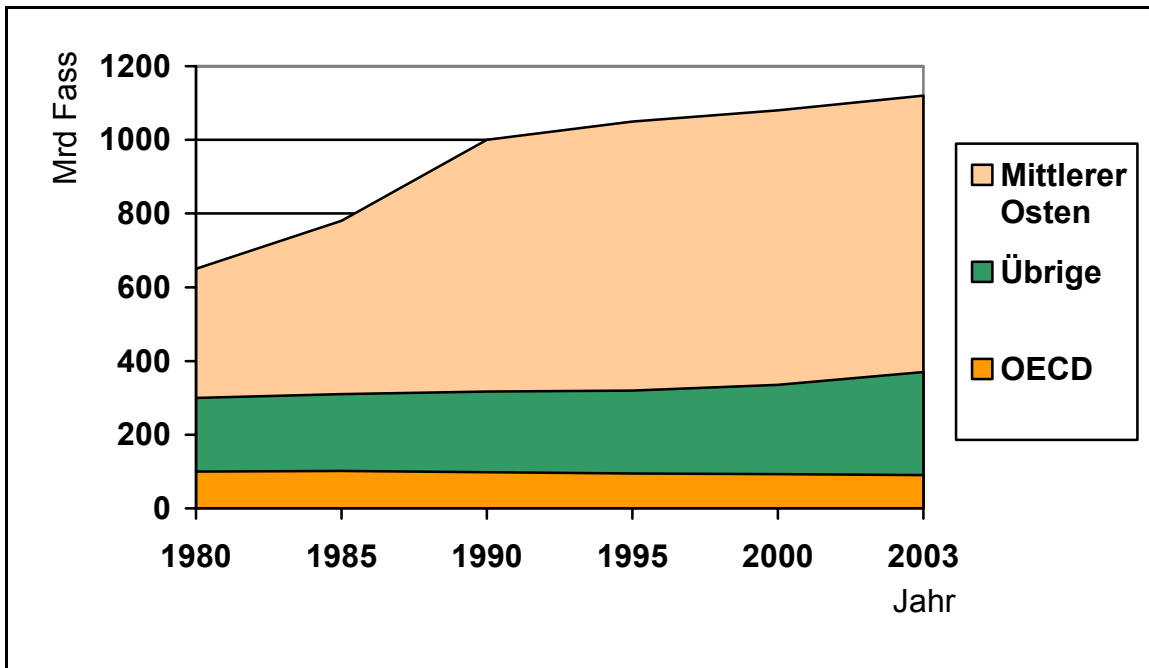
Die Zunahme der nachgewiesenen Reserven nach Figur 2 bedeutet, dass die laufende Produktion jeweils durch höhere Reserven kompensiert wurde. Diese Darstellung wird von „Pessimisten“ strikte abgelehnt. Sie weisen darauf hin, dass Neueinschätzungen der OPEC-Staaten nicht beim Zeitpunkt der Einschätzung verbucht werden dürfen, sondern beim früheren Zeitpunkt der Entdeckung des betreffenden Feldes.

Zu berücksichtigen ist die sinkende Kurve der neuen „Funde“, wie in Figur 3 für Erdöl und in Figur 4 für Erdgas dargestellt. Kombiniert mit der jeweiligen jährlichen Produktion zeigt sich, dass diese seit rund 20 Jahren die neuen Entdeckungen übersteigt. Beide Darstellungen haben ihre Berechtigung. Sie zeigen, dass mit Kurven und Zahlen vorsichtig umgegangen werden muss. Die Darstellungen nach Figuren 3 und 4 sind ein Warnsignal.

Beunruhigend ist die Abnahme der nachgewiesenen Reserven in fast allen OECD-Ländern (Figur 2) und die Dominanz der Reserven des Mittleren Ostens und Nordafrikas (MENA-Staaten: Saudi-Arabien, Irak, Iran, Vereinigte Arabische Emirate VAE, Algerien, Libyen, Ägypten) auf welche gut 61% der nachgewiesenen Reserven entfallen (Figur 5). Allein 20% entfallen auf wenige grosse Felder in Saudi-Arabien. Ein „Pessimist“ aus dem Kreis des Investment-Banking (R.M. Simmons) vertritt die Ansicht, dass in Saudi-Arabien allein schon aus technischen Gründen ein dramatischer Rückgang der Förderung zu erwarten ist – ähnliche technische Probleme würden sich auch in andern Ländern auf absehbare Zeit stellen.

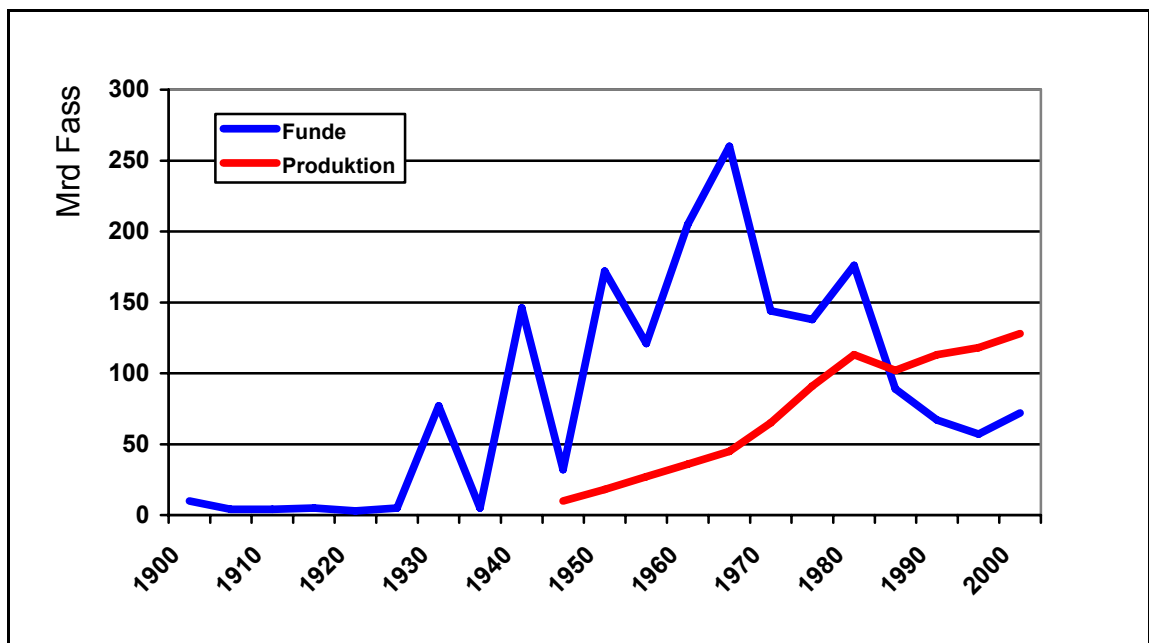
Der Anteil der MENA-Staaten an den nachgewiesenen Erdölreserven ist wesentlich grösser als deren Anteil an der aktuellen Produktion. Ihr Anteil an der Erdölproduktion steigt somit im Referenzszenario „Weiter wie bisher“ der IEA von heute 35% auf 44% (2030).

Figur 2: **Entwicklung der nachgewiesenen Erdölreserven**



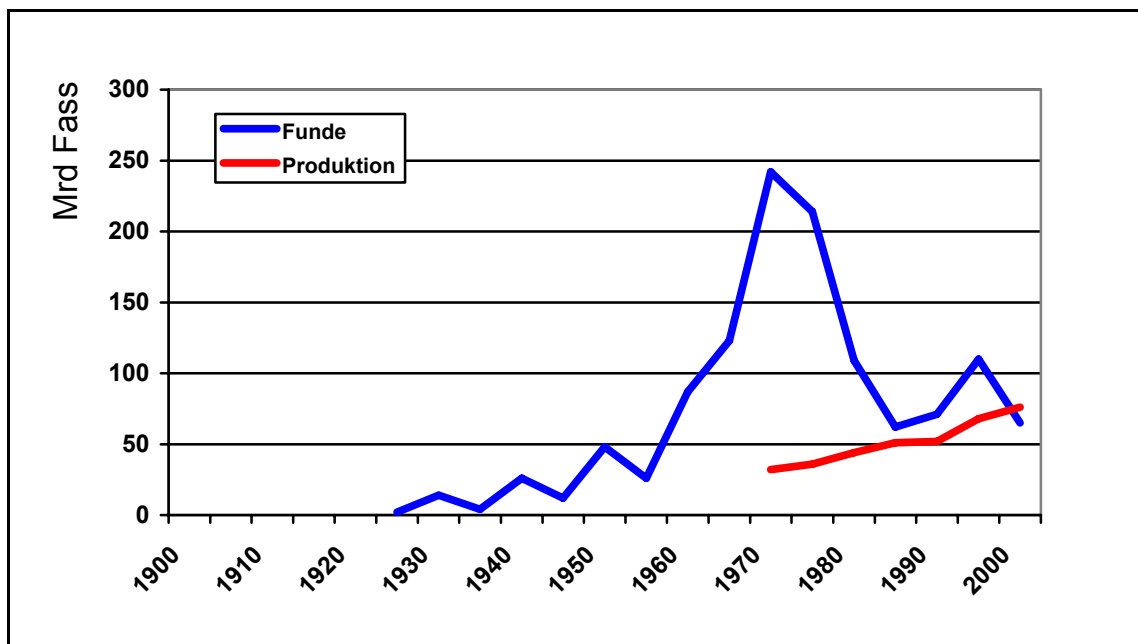
Quelle [4] Resources to Reserves

Figur 3: **Rohölfunde und -produktion; in Summen von 5-Jahres-Perioden**



Quelle: R.-P. Bauquis, Institut Français du Pétrole; Workshop über die Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen, BFE 2004

Figur 4: Erdgasfunde und -produktion; in Summen von 5-Jahres-Perioden

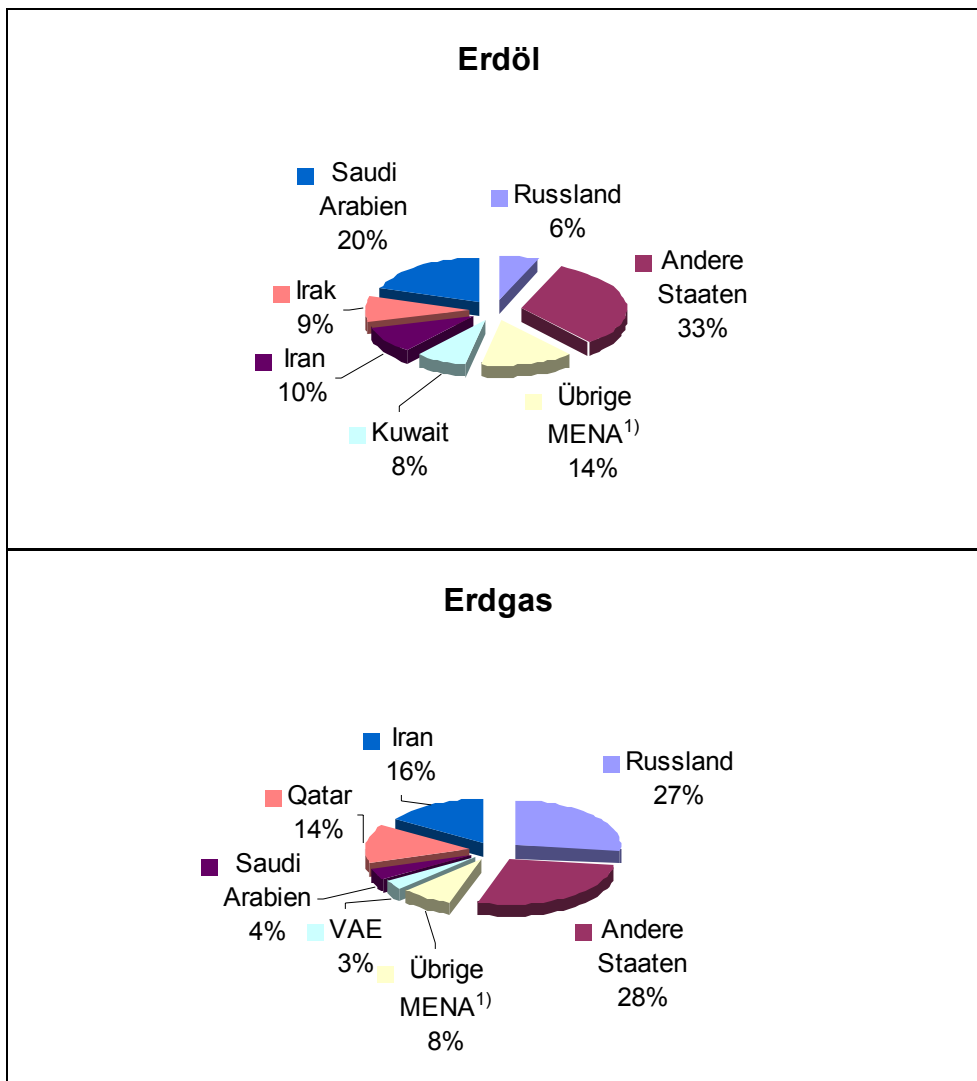


Quelle: R.-P. Bauquis, Institut Français du Pétrole; Workshop über die Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen, BFE 2004

2.1.3 Wirtschaftliche Potenziale und Investitionsbedarf

Eher optimistisch stimmt die ökonomische Beurteilung der Nachfrageentwicklung und der Potenziale der Erdölförderung: Nach dem Referenzszenario, mit einer Energiepolitik „Weiter wie bisher“, der IEA (World Energy Outlook 2005) würde der summierte globale Erdölverbrauch bis 2030 rund eine Milliarde Fass betragen. Dieser liegt unter den heute nachgewiesenen Reserven. Ein stärker wachsender Verbrauch, insbesondere nach 2030, müsste entdeckte, aber noch nicht nachgewiesene Reserven, neue Funde, erhöhte Ausbeuten aus bestehenden Reserven oder zum Teil nicht-konventionelle Vorkommen beanspruchen.

In den letzten Jahren haben nach Meldungen aus Finanzkreisen die Ölgesellschaften ihre Explorations- und Entwicklungstätigkeit intensiviert (2005: +20%) [6]. Erste Erfolge zeichnen sich ab, wie zum Beispiel das im Sommer 2006 im Golf von Mexiko entdeckte neue Vorkommen – dieses entspricht allerdings nur einem US-amerikanischen Verbrauch von zwei Jahren und ist eine technische (8000-9000 m Tiefe, Risiko von Wirbelstürmen) und wirtschaftliche (zirka 40 USD pro Fass) Herausforderung. In Kanada und Venezuela werden in wachsendem Umfang nicht-konventionelle Vorkommen genutzt. Bisher wurde wenig in die erhöhte Ausbeute bestehender Felder investiert (EOR: Enhanced Oil Recovery). Nach Ansicht der IEA ist dies auf die tiefen Ölpreise der 90er Jahre zurückzuführen. Eine 5%-Verbesserung der Förderung in bestehenden Feldern würde etwa dem Umfang der heutigen Reserven in Saudi-Arabien entsprechen.

Figur 5: **Geografische Verteilung der nachgewiesenen Reserven**

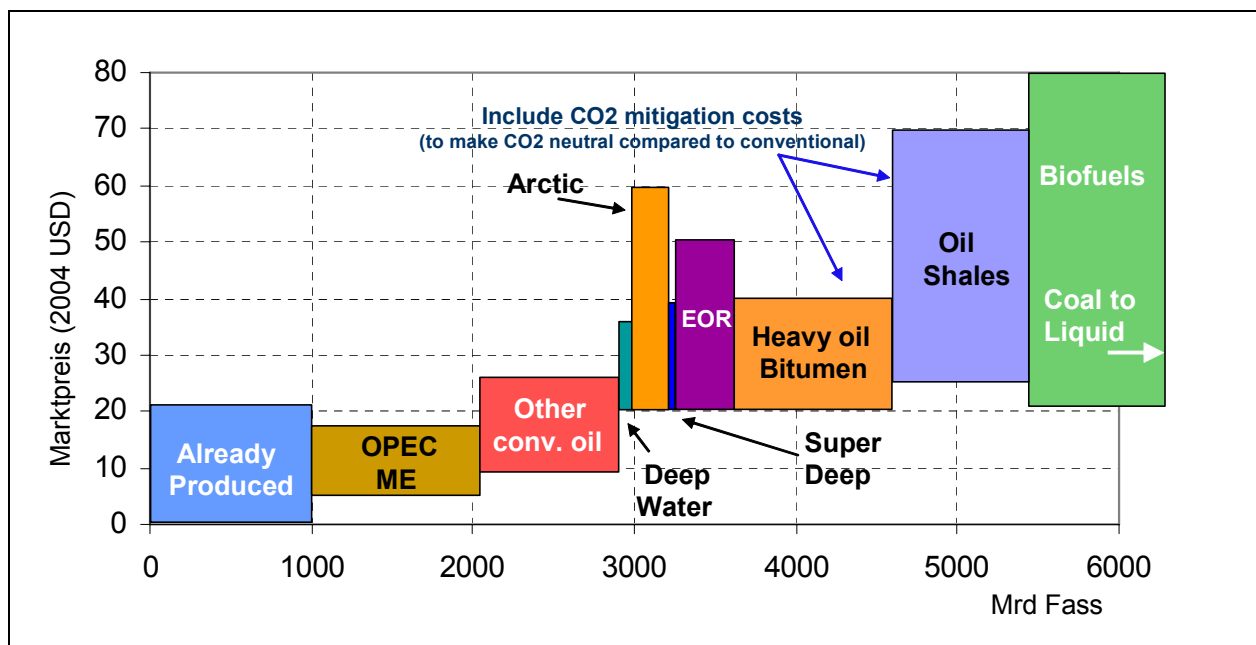
¹⁾MENA: Middle East (Saudi-Arabien, Irak, Iran, VAE) und Nordafrika (Algerien, Lybien, Ägypten)

Quellen: [4] World Energy Outlook 2005 und [1] BP Energie in Zahlen, 2006

Figur 6 zeigt, dass bei steigendem Marktpreis neue Kategorien von Reserven und Ressourcen wirtschaftlich werden. Zu Kosten unter 25 USD pro Fass könnten noch rund 2'000 Mrd. Fass konventionelles Erdöl zusätzlich produziert werden. Bei 60 USD pro Fass wären nicht-konventionelle Vorkommen, wie die Kohleverflüssigung, wettbewerbsfähig. Bei Ölsanden ist der Energieaufwand für die Produktion ein wesentlicher Kostenfaktor (zirka $\frac{1}{4}$ des Outputs). Bei den nicht-konventionellen Vorkommen wird in Figur 6 ein Zuschlag von 8 USD pro Fass für die Neutralisation der produktionsbedingten CO₂-Emissionen in Rechnung gestellt. Wirtschaftliche Potenziale bedeuten allerdings – wie bei anderen Energieträgern – nicht automatisch kommerzialisierte Ressourcen. Der Ölpreis müsste dauerhaft hoch bleiben, damit ausreichend investiert wird. Das Hauptproblem ist gemäss IEA der erhebliche Nachholbedarf sowohl bei den Upstream- wie bei den Downstream-Investitionen.

Nach dem World Energy Outlook 2006 der IEA [4] muss im Erdölsektor der grösste Teil der bis 2030 erforderlichen rund 4'200 Mrd. USD für die Aufrechterhaltung der bestehenden Kapazitäten eingesetzt werden.

Figur 6: Verfügbarkeit von Öl abhängig vom Marktpreis



OPEC-ME: OPEC-Mittlerer Osten
 EOR: Enhanced Oil Recovery (erhöhte Ausbeute bestehender Reserven)

Quelle: [4] Resources to Reserves (aktualisiert)

Für die Gewährleistung des gesamten globalen Energieangebotes sind Investitionen von 20'200 Mrd. USD nötig. 56 Prozent des Investitionsbedarfs besteht im Elektrizitätssektor, je 21% bei Erdöl, 19% bei Erdgas und 3% bei der Kohle. Der Investitionsbedarf macht zwar nur wenige Prozente des Bruttoinlandproduktes der Produzentenländer aus. Erfolgen jedoch die erforderlichen Investitionen nicht zeitgerecht entstehen Engpässe und Preissteigerungen.

2.2 Erdgas

Die Ausgangslage beim Erdgas hat Ähnlichkeiten mit dem Erdöl. Da aber bisher die Nutzung der Reserven nur halb so gross war, dürften ressourcenbedingte Verknappungen später eintreten. Die statische Reichweite liegt seit Mitte der 80er Jahre zwischen 60 und 70 Jahren (aktuell 65 Jahre). Sowohl die nachgewiesenen Reserven (+25%) als auch die Produktion (+29%) sind seit 1995 stark gewachsen.

In ungefähr gleichem Umfang wie die bereits entdeckten Reserven werden in Kohle- und in Gesteinsformationen zusätzliche nutzbare nicht-konventionelle Methanvorkommen erwartet. Solche sind weit verbreitet und werden zurzeit vor allem in den USA in geringem Mass genutzt.

Wesentlich unsicherer und mit offenen Fragen verbunden (Nutzungstechnik, Konzentration der Energieträger, Umweltauswirkungen und Wirtschaftlichkeit) sind die Methanhydrate. In Eis gebundenes Methan lagert unter dem Meeresboden in Sedimenten sowie in Permafrostböden. Die Schätzungen über die nutzbaren Vorkommen gehen stark auseinander – diese könnten jedoch alle bisher entdeckten und vermuteten Vorräte an fossilen Energieträgern weit übertreffen.

Rund ein Drittel der nachgewiesenen Erdgasreserven liegen in Russland (27%) und in den Staaten der früheren Sowjetunion. 30 Prozent entfallen auf Iran und Qatar, 8 Prozent auf Nordafrika und 9 Prozent auf OECD-Länder (Figur 5). Die Gasnachfrage wird weltweit vor allem durch die Stromproduktion angetrieben – vorderhand nur in geringem Umfang in den aufstrebenden Wirtschaften China und Indien wegen der in diesen Ländern noch fehlenden Infrastruktur.

Die Transportkosten sind das wesentliche Kostenelement des Erdgases. Rund 25 Prozent des globalen Erdgasverbrauches werden grenzüberschreitend gehandelt. In den letzten Jahren hat sich der Transport in der Form von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas LNG) als Alternative zu den Gaspipelines enorm entwickelt. Die bisher regionalisierten Gasmärkte werden damit zu globalen Märkten. Auf den LNG-Handel entfallen heute 7 Prozent des globalen Erdgasverbrauchs – erwartet wird bis 2015 eine Verdoppelung [8]. Dies bringt für die globale Versorgungssicherheit Vorteile, indem entfernte Regionen, auch für Europa, erschlossen werden und die Flexibilität der Bezüge erhöht wird. Italien ist als wichtiger potenzieller Handelspartner der Schweiz daran, die Zahl der Anlande-Terminals von eins auf bis zu acht zu erweitern. Für grosse Gasmengen sind allerdings Pipelines weiterhin wirtschaftlicher. Die potenziellen LNG-Exportländer (unter anderem Qatar, Oman, Trinidad, Indonesien, Malaysia, Australien) sind politisch stabil. Für die Importsicherheit reichen LNG-Terminals aber nicht aus. Lieferunterbrüche müssen weiterhin über Speicher, Flexibilität in den langfristigen Pipelineverträgen oder auf dem Spotmarkt ausgeglichen werden.

Auch das Pipelinesystem wird ausgebaut. Beispielsweise will Russland – bisher beim Erdgasexport nach Europa auf die Leitungen durch die Ukraine und Weissrussland angewiesen – durch die Türkei südliche und durch die Nordsee östliche Korridore verwirklichen. Neue Projekte werden auch in Richtung China verfolgt. Von europäischer Seite werden Projekte von der Kaspischen Region und vom mittleren Osten her vorangetrieben.

Das heutige Erdgasaufkommen Westeuropas stammt nach Angaben der Erdgaswirtschaft zu 55 Prozent aus westeuropäischen Quellen. Auf Grund der Reservesituation wird die Bedeutung Russlands jedoch stark zunehmen. Russland, mit dem Exportmonopol der staatlichen Gesellschaft Gazprom, wird für Europa der wichtigste Lieferant sein. Die Notwendigkeit neuer Techniken zur Effizienzsteigerung, die bessere Nutzung der Felder und der Ausbau des Transportsystems erfordern grosse Investitionen. Die Gasproduktion von Gazprom sinkt zur Zeit, die Gasnachfrage in Russland steigt und andere kaspische Produzentenländer haben Schwierigkeiten mit dem Netzzugang für Exporte. Die IEA stellt auch hier fest, dass die Investitionstätigkeit dem Bedarf hinten her hinkt.

Russland ist für die Finanzierung der wirtschaftlichen Entwicklung auf Einnahmen aus dem Energiehandel angewiesen. In wichtigen Fragen verfolgt der Hauptlieferant Europas jedoch eigene Ziele. So will sich Gazprom auch im für den Wettbewerb geöffneten Endkundensegment etablieren während sich die europäischen Länder bisher erfolglos um „Upstream“-Beteiligungen bemühen. Die Auseinandersetzung zwischen der Ukraine und Russland über Netznutzungsentgelte und Gaspreise scheinen chronischer Natur zu sein. Durch den Bau der Ostseepipeline werden Risiken wegen Auseinandersetzungen zwischen den beiden Ländern reduziert. Die europäischen Länder haben ein starkes Interesse an der Diversifikation der Gasversorgung, insbesondere – geopolitisch ebenfalls heikel – durch Lieferungen aus dem Iran und den Kaspischen Ländern sowie aus Qatar und Nordafrika.

2.3 Pro memoria: Kohle

Nutzbare Vorkommen sind in rund siebzig Ländern vorhanden. 75 Prozent der Vorkommen entfallen auf Nordamerika, Russland, China, Indien und Australien. Kohle gilt damit als vergleichsweise krisensicherer Energieträger.

Aussagen über Reserven und Ressourcen sind genau so unsicher wie beim Erdöl und Erdgas. Leider ist es wegen der grossen Zahl von Kohlesorten und sehr unterschiedlichem Energiegehalt bisher nicht gelungen, Vorräte nach international harmonisierten Methoden zu quantifizieren. BP [1] gibt auf der Basis von nachgewiesenen Reserven und der Produktion 2005 eine statische Reichweite von 155 Jahren an. Andere Quellen sprechen von rund 400 Jahren (Bundesanstalt für Geowissenschaften, Deutschland) bis hin zu 900 Jahren.

Aufgrund der gestiegenen Erdöl- und Erdgaspreise ist die globale Kohlenutzung von 2000 bis 2005 (+24%) gegenüber der zweiten Hälfte der 90er Jahre (+3%) stark gestiegen. Entsprechend sind auch die Kohlepreise gestiegen.

Die zukünftige Kohlenutzung wird noch lange Zeit nicht durch fehlende Reserven, sondern durch die Notwendigkeit des Umweltschutzes begrenzt. Es bestehen auch verfahrenstechnische und logistische Nachteile, welche in der Schweiz zum „Niedergang“ der Kohle beigetragen haben. Mit „Clean Coal Technology“, die sowohl die Effizienz wie die Umweltbilanz verbessert, sind diese Nachteile technisch weitgehend zu überwinden. Allerdings ist zu befürchten, dass die Entwicklungsländer, welchen das Kyoto-Protokoll keine Emissionsziele auferlegt, ihren rasch wachsenden Energiebedarf kaum mit solchen heute noch teuren Techniken decken können.

3 Fazit

Die Rohölpreiserhöhung der letzten Jahre beruht nicht auf einem unzureichenden Angebot. Aufgrund der verfügbaren Informationen ist jedoch zu erwarten, dass in einem Zeithorizont von 2030 bis 2050 die konventionellen Erdölreserven rasch und auf die Dauer zur Neige gehen. Aus diesem Grund wird für die tiefere Preisvariante der BFE-Perspektiven mit steigendem realen Rohölpreis ab 2030 gerechnet.

Es bestehen Anzeichen, dass die Erdöl-, und zeitlich verzögert auch die Erdgasversorgung, für Versorgungsengpässe anfälliger werden. Der Investitionsbedarf für die Erschliessung neuer Vorkommen und den Ausbau der Transport- und Verarbeitungskapazitäten ist gross. Es ist unsicher, ob diese Investitionen zeitgerecht und im nötigen Umfang erfolgen. Obwohl zwischen den Produzenten- und Verbraucherstaaten ein gegenseitiges Interesse an stabilen Handelsbeziehungen besteht, sind Erdöl- und Erdgasversorgung grossen, geopolitischen Risiken ausgesetzt. Aus diesen Gründen rechnet die höhere Preisvariante der BFE-Perspektiven ab der nächsten Zukunft mit einem konstant hohen, realen Rohölpreis.

Literaturverzeichnis Exkurs 2

- [1] BP Energie in Zahlen, Statistical Review of World Energy, 2006.
- [2] Campbell C.J., Liesenborghs F., Schindler J., Zittel W.: Ölwechsel! Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft; Global Challenge Network; dtv; 2006.
Campbell C.J.: Oil Crisis; 2005.
Campbell C.J.: The Coming Oil Crisis; 2004.
Campbell C.J.: The Essence of Oil and Gas Depletion; 2003.
Campbell C.J.: and Laherère J.: The End of Cheap Oil; Scientific American 1998.

Ferner neben vielen anderen:
Deffeyes K.S.: Beyond Oil – The View from Hubbert's Peak; 2005.
Deffeyes K.S.: Hubbert's Peak – The Impeding Oil Shortage; 2001.
- [3] EVED: Das Schweizerische Gesamtenergiekonzept; Bern 1978.
- [4] IEA: World Energy Outlook 2006, Paris 2006.
IEA: Resources to Reserves, Paris 2005.
IEA: World Energy Outlook 2005, Paris 2005.
IEA: World Energy Investment Outlook, Paris 2003.
- [5] Ganser D.: Krieg und Frieden in der Wirtschaft: Das Zwölferspiel; pdf, ETH Life/polykum; Zürich 2006.
- [6] Lehman Brothers Investment Bank und City Group: Business Report, online edition; 2006.
- [7] Odell P.R.: Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century's Global Energy Economy; 2004.
- [8] Seele R.: Der LNG-Markt, Stand, Herausforderung und Perspektiven für Europa; Zeitschrift "Energiewirtschaftliche Tagesfragen"; Heft 6, 2006.
- [9] Seifert T. et al.: Schwarzbuch Oel – Eine Geschichte von Gier, Krieg, Macht und Geld; Wien 2005.
- [10] Simmons M.R.: Twilight in the Desert – The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy; J. Wiley & Sons; Hoboken 2005.
- [11] United States Senate; Permanent Subcommittee on Investigations: The Role of Market Speculation in Rising Oil and Gas Prices; Washington D.C., 2006.

3. Exkurs: Einfluss der Klimaerwärmung auf das Energiesystem

3. Exkurs: Einfluss der Klimaerwärmung auf das Energiesystem

Michel Piot, Bundesamt für Energie

Im vorliegenden Exkurs geht es um die Frage, welche Auswirkungen eine Klimaerwärmung auf die Energienachfrage und das Stromangebot in der Schweiz hat.

1 Klimaerwärmung

Die nachfolgenden Ergebnisse beruhen auf zwei Berichten zur Klimaerwärmung in der Schweiz im 21. Jahrhundert (Quellen: [8], [5]).

1.1 Temperatur

Auf globaler Ebene wird von einer durchschnittlichen Zunahme der Oberflächentemperatur von 1990 bis 2050 um 0.7 bis 2.6 °C ausgegangen. Dieser Bereich ergibt sich aus dem „Special report on emission scenarios“ (SRES) des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) und verschiedenen Klimamodellen. Die SRES beschreiben die Emissionen wichtiger Treibhausgase und Aerosole basierend auf unterschiedlichen, plausiblen Annahmen über die technologische Entwicklung, die Bevölkerungsentwicklung, das wirtschaftliche Wachstum und die Globalisierung.

Im Rahmen des EU-Projekts PRUDENCE (siehe <http://prudence.dmi.dk/>) werden Klimaszenarien mit Hilfe von regionalen Klimamodellen für Europa hergeleitet und deren Unsicherheiten quantifiziert. Die in Tabelle 1 aufgeführten Resultate (und Unsicherheitsbereiche) wurden mit einem vorläufigen Satz von 6 Regionalmodellen und 2 globalen Emissionsszenarien (SRES A2 und B2) bestimmt. Dabei wurden zunächst Sommer- und Winterdurchschnittswerte für die Alpennordseite und die Alpensüdseite aus den Modellrechnungen für die Periode 2071 bis 2100 berechnet. Anschliessend wurden diese Werte unter Berücksichtigung der gesamten Bandbreite der SRES auf das Jahr 2050 skaliert. Der Einbezug verschiedener Regionalmodelle sowie die Berücksichtigung verschiedener Emissionsszenarien bei der Skalierung quantifiziert zwei wesentliche Unsicherheitsfaktoren. Allerdings stützen sich die betrachteten Regionalmodelle auf Daten vom selben Globalmodell, weshalb davon ausgegangen werden muss, dass die Unsicherheiten in der vorliegenden Auswertung unterschätzt werden.

Tabelle 1: Veränderung der Durchschnittswerte in °C in der Schweiz von 1990 bis 2050

	Alpennordseite			Alpensüdseite		
	tief	mittel	hoch	tief	mittel	hoch
Sommer (JJA)	+0.8	+2.3	+5.1	+1.0	+2.5	+5.6
Winter (DJF)	+0.7	+1.6	+3.2	+0.7	+1.6	+3.2

JJA: Januar, Februar, März; DJF: Dezember, Januar, Februar

Quelle: [8]

Die aus regionalen Klimaszenarien berechneten Werte zeigen die ganze Bandbreite der erwarteten Klimaänderung im Sommer und Winter, auf der Alpennord- und -südseite. Sie berücksichtigen jedoch keine natürlichen Schwankungen, welche für die betrachtete Zeitperiode von 60 Jahren schätzungsweise 0.5-1.0 °C betragen könnten.

1.2 Niederschläge

Modellrechnungen zeigen eine Abnahme der Niederschläge im Sommer und eine Zunahme der Niederschläge im Winter. Ähnlich wie bei den Temperaturszenarien kann die regionale Veränderung der Niederschläge mit der globalen Klimaänderung verknüpft werden. Die so berechneten Sommer- und Winterdurchschnittswerte für die Alpennordseite und die Alpensüdseite sind in der Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 2: **Niederschlagsveränderungen in der Schweiz von 1990 bis 2050**

	Alpennordseite			Alpensüdseite		
Sommer (JJA)	-3%	-15%	-35%	-5%	-23%	-45%
Winter (DJF)	+5%	+10%	+23%	+5%	+10%	+23%

JJA: Januar, Februar, März; DJF: Dezember, Januar, Februar

Quelle: [8]

Die Abschätzungen der künftigen Entwicklung der Niederschläge sind mit grossen Unsicherheiten verbunden. Die Zunahme der winterlichen Niederschlagstätigkeit steht jedoch in Übereinstimmung mit Beobachtungen aus der Vergangenheit. Als Folge der erhöhten Temperaturen werden die Niederschläge vermehrt in Form von Regen statt Schnee fallen.

Aufgrund des Prozessverständnisses und von Modellrechnungen wird heute mit einer Zunahme der Intensität von Starkniederschlägen im Winterhalbjahr gerechnet:

- Bei einer Intensivierung des Wasserkreislaufs könnten in den Alpen vor allem die Starkniederschläge von langer Dauer zunehmen.
- Die globalen Klimamodelle zeigen, dass bei einer Verdoppelung des CO₂-Gehalts der Atmosphäre extrem niederschlagsreiche Winter in der Schweiz (heutige Wiederkehrperiode 40 Jahre) 3-5-mal häufiger werden könnten.
- Die erwartete Zunahme von Starkniederschlägen deckt sich qualitativ mit der beobachteten Zunahme von intensiven Winterniederschlägen in der Schweiz.
- Aussagen über die Veränderung von Starkniederschlägen im Sommer sind noch sehr unsicher, da die verfügbaren Modellergebnisse stark variieren.

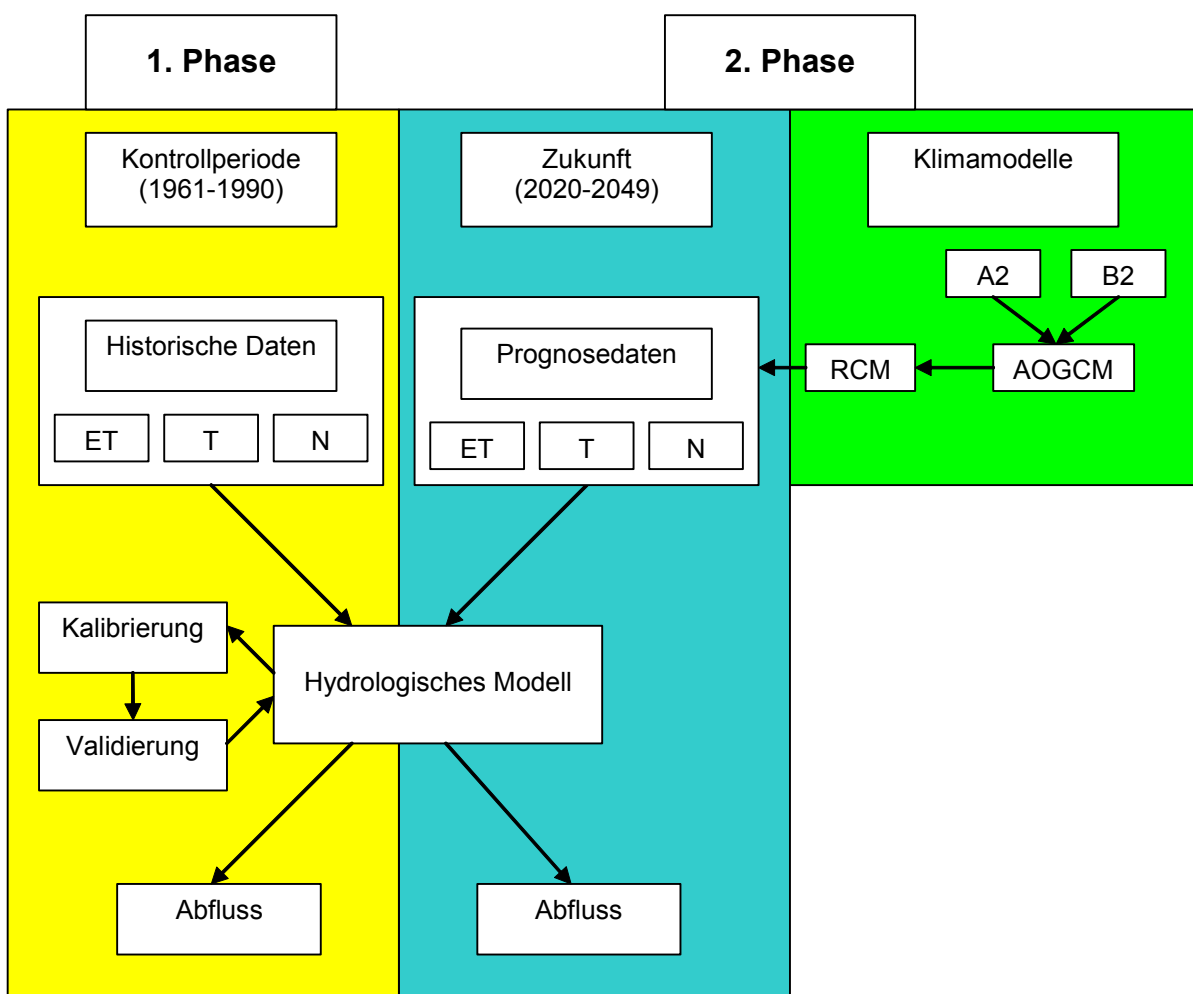
2 Auswirkungen auf den Wasserabfluss

Das „Laboratoire Hydrologie et Aménagements“ (HYDRAM) der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) hat im Auftrag des BFE eine Studie durchgeführt, die die Auswirkungen einer Klimaänderung auf den Wasserabfluss aus dem Alpenraum für die Zeitperiode 2020-2049 und 2070-2099 untersucht. Die Studie kann wie alle Grundlagenarbeiten der Perspektiven über die Seite www.energie-perspektiven.ch heruntergeladen werden. Die Ergebnisse erlauben es, Rückschlüsse auf die künftig erwartete Wasserkraftproduktion unter der Voraussetzung einer Erwärmung zu ziehen. Nachfolgend werden zuerst die wesentlichen Modellaspekte und die untersuchten Testgebiete vorgestellt, danach die Resultate für 2020-2049. Weiterführende Erläuterungen zum Modell und Resultate der Periode 2070-2099 werden in [16] vorgestellt.

2.1 Modellaufbau

Figur 1 stellt den Studienaufbau dar. Kernstück ist das hydrologische Modell, in das als Inputgrößen die Tagesmitteltemperatur, die potentielle Verdunstung¹ und die täglichen Niederschlagsmengen einfließen². Als Resultat liefert das Modell die entsprechenden Abfluss- und Verdunstungsmengen. In einer ersten Phase werden historische Daten verwendet, mit denen das Modell kalibriert und validiert wird, um es dann auf die Kontrollperiode, die in der Regel die Jahre 1961-1990 umfasst, anzuwenden. Um Aussagen über die Zukunft machen zu können, müssen in einer zweiten Phase zuerst die Inputparameter des Modells für die zu untersuchende Zeitperiode geschätzt werden. Für die Temperatur- und Niederschlagswerte werden Klimamodelle verwendet; die künftige potentielle Verdunstung wird aus den Temperaturen und mit Hilfe einer Zeitreihenanalyse bestimmt. Diese Prognosedaten fließen dann wiederum ins hydrologische Modell ein.

Figur 1: Übersicht über den Aufbau der Studie



T: Temperatur, ET: potentielle Verdunstung, N: Niederschlag. Die Abkürzungen A2, B2, RCM, AOGCM beziehen sich auf die Klimamodelle und werden im Text erläutert.

Quelle: [14]

Weil versucht wird, die realen Vorgänge abzubilden, sind die verwendeten Klimamodelle sehr kompliziert. Auf globaler Ebene kommen „Atmospheric-Ocean General Circulation Models“ (AOGCM) zum Einsatz, die gekoppelt werden mit Treibhausgas-Emissionsszenarien, die das Intergovernmental Pa-

¹ Genauere Erläuterungen zum Begriff der Verdunstung (Evapotranspiration) siehe http://public.arceqmo.de/module/vertical_domain/evapotranspiration.htm#Potentielle%20Evapotranspiration (Stand Juli 2006).

² Für eine detaillierte Beschreibung des hydrologischen Modells wird auf [15] verwiesen.

nel of Climate Change (IPCC) ausgearbeitet hat und die im „Special Report on Emission Scenarios“³ (SRES) im Detail erläutert sind. Die „A2-Modellgeschichte“ beschreibt eine vielfältige Welt mit einer Bewahrung lokaler Identitäten und einer stetig zunehmenden Bevölkerung. B2 geht ebenfalls von einer stetig, jedoch langsamer als in A2 ansteigenden Bevölkerung aus und legt das Schwergewicht auf die lokale und regionale Ebene unter Berücksichtigung von Umweltschutz und sozialer Gerechtigkeit.

Die in der EPFL-Studie verwendeten Klimaszenarien stammen alle aus dem EU-Forschungsprojekt PRUDENCE⁴. Dieses Projekt liefert Klimasimulationen von drei verschiedenen AOGCMs, die mit den Szenarien A2 und B2 gekoppelt wurden. Da die Gitternetzauflösung sehr grob ist, wurden die Ergebnisse mit neun regionalen Klimamodellen (RCM) weiter verarbeitet. Insgesamt stehen somit zwölf regionale Szenarien unter A2 und sieben unter B2 zur Verfügung. In der Studie der EPFL werden diese regionalen Szenarien mit Hilfe einer statistischen Methode auf lokales Niveau heruntergebrochen, auf dem die testgebietsspezifischen klimatischen Unterschiede, die im Alpenraum beträchtlich sein können, berücksichtigt sind.

Die detaillierten Ergebnisse der regionalen Klimamodelle liegen im Rahmen des PRUDENCE Forschungsprojektes nur für den Zeithorizont 2070-2099 vor, welcher in zahlreichen langfristigen Klimaentwicklungsstudien analysiert wird. Für die Energieperspektiven des BFE ist aber vor allem der Zeitraum 2020-2049 von Interesse. Für diese Periode liefern die globalen Klimamodelle zwischen den Emissionsszenarien A2 und B2 noch keine signifikanten Unterschiede und sagen eine globale Erwärmung von ungefähr +1 °C vorher. Dieses Ergebnis dient als Grundlage für die Rückskalierung der regionalen Klimaänderungsvorhersagen für 2020-2049. Solche Skalierungsmethoden („scaling of climate model response patterns“) sind in Klimaentwicklungsstudien weit verbreitet. Ihnen liegt die Annahme zu Grunde, dass zwischen der jährlichen globalen Erwärmung und der entsprechenden regionalen Klimaänderung eine lineare Beziehung besteht. Auf Grund der geringen Unterschiede zwischen den Emissionsszenarien A2 und B2 für diesen Zeitraum werden dabei die 19 verschiedenen Modellkombinationen (zwölf regionale Szenarien unter A2 und sieben unter B2) gemeinsam betrachtet. Neben diesen im Folgenden unter der Bezeichnung „+1 °C Szenario“ zusammengefassten Szenarien, analysiert die Studie der EPFL auch potentielle Klimaänderungsauswirkungen für den Zeithorizont 2070-2099.

2.2 Wahl der Testgebiete

Im Schweizer Alpenraum können sieben verschiedene hydro-klimatische Regionen unterschieden werden, die in Figur 2 eingezeichnet sind. Bei der Wahl der Testgebiete wurde deshalb darauf geachtet, dass einerseits diese verschiedenen Regionen abgedeckt und andererseits die unterschiedlichen höhenabhängigen hydrologischen Regimes repräsentiert werden. Im weiteren war auch wichtig, dass in der Umgebung der einzelnen Gebiete für die Kontrollperiode meteorologische Mess- sowie Abflussreihen vorhanden sind und dass die Gebiete nach Möglichkeit wasserwirtschaftlich nicht genutzt werden, da der Einsatz von Kraftwerken und die allfällige Umleitung der Wasserzuflüsse im Einzugsgebiet die Modellkalibrierung erschweren würde. So wurden letztlich 11 Testgebiete ausgewählt, die ebenfalls in Figur 2 eingezeichnet sind.

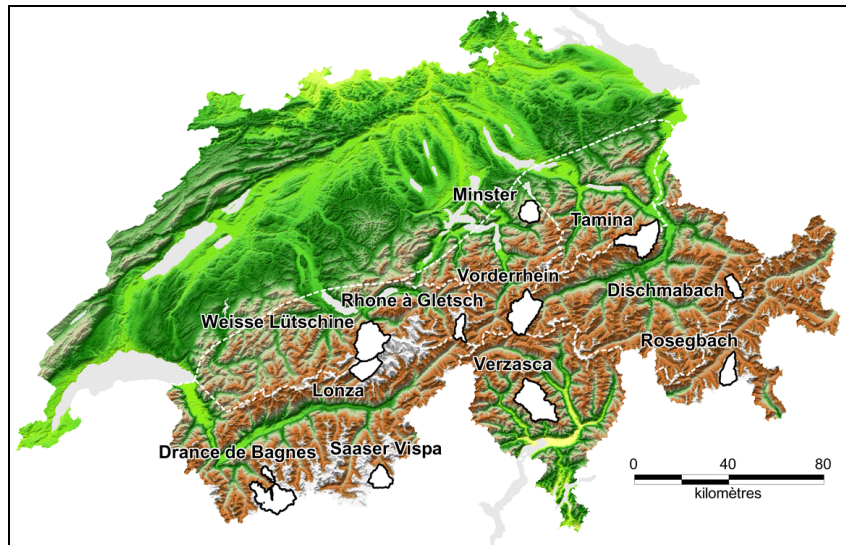
³ <http://www.grida.no/climate/ipcc/emission/>

⁴ PRUDENCE: Prediction of Regional scenarios and Uncertainties for Defining European Climate change risks and Effects (<http://prudence.dmi.dk>).

2.3 Resultate für die Periode 2020-2049

Für den Alpenraum entspricht das globale +1 °C Szenario einem erwarteten Jahresmitteltemperaturanstieg von 1.2 °C bei gleichzeitiger Reduktion der Jahresniederschlagsmenge um 2%. Der Wasserabfluss aus dem Alpenraum wird um rund 7% reduziert, dies obschon der Anteil der Vergletscherung in den untersuchten Gebieten stark zurückgehen wird, und zwar um rund 50%.

Figur 2: **Übersicht über die hydro-klimatischen Regionen und die untersuchten Testgebiete**



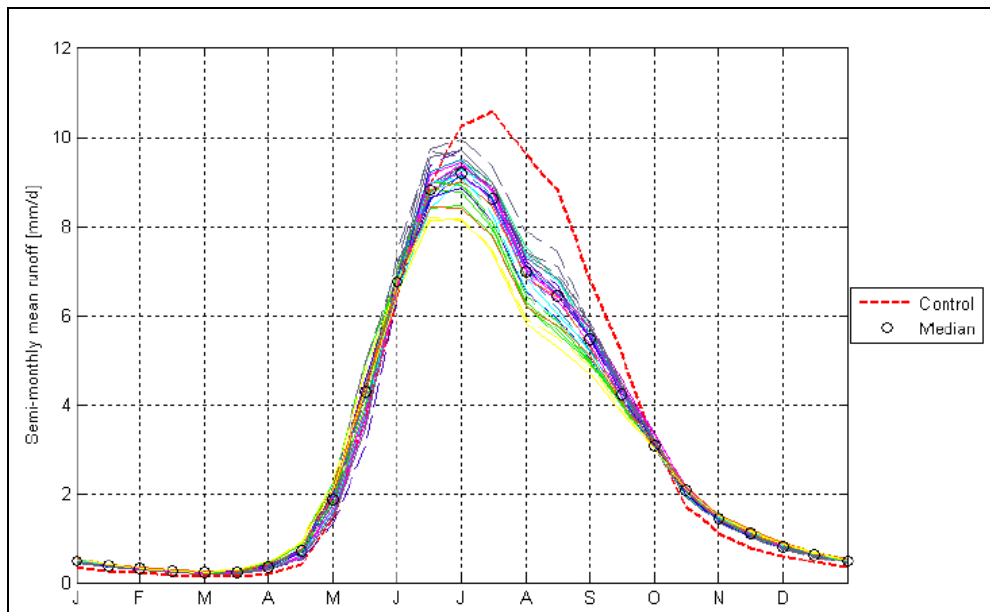
Quelle: [9], [18]

Eine saisonale Betrachtung zeigt, dass die Niederschlagsmengen im Winter (Dezember-Februar) um 6% zunehmen, im Sommer (Juni-August) hingegen um 8% abnehmen werden. Im Frühjahr ist die Entwicklung unklar, im Herbst wird tendenziell mit einer Reduktion gerechnet. Als Folge davon wird sich der Sommerabfluss (April-September) reduzieren, während sich der Winterabfluss (Oktober-März) leicht erhöht. Die Abflussspitze verlagert sich, bedingt durch die frühere Schneeschmelze, um rund einen halben Monat nach vorne. Figuren 3 und 4 zeigen die Resultate des prognostizierten Abflusses für zwei verschiedene hydrologische Regimes am Beispiel des Rosegbachs und der Verzasca.

Der Abfluss des Rosegbachs weist einen typischen Verlauf für ein Gebiet mit Vergletscherung auf. Im Gegensatz dazu zeigt der Abfluss der Verzasca, stellvertretend für ein nicht vergletschertes Gebiet in den Südalpen, eine zusätzliche Spitze als Folge starker Niederschläge im Herbst.

Es mag auf Anhieb erstaunen, dass trotz der zu erwartenden starken Gletscherschmelze die Abflussmengen wesentlich stärker zurückgehen als es die reduzierten Niederschlagsmengen vermuten lassen. Dies liegt daran, dass einerseits der verstärkte Gletscherabfluss mengenmässig keine grosse Bedeutung hat, andererseits aber vor allem die Verdunstung, bedingt durch die erhöhte Temperatur und die grössere eisfreie Fläche, erheblich zunehmen wird. Ausführlich auf dieses Phänomen wird in [16] eingegangen.

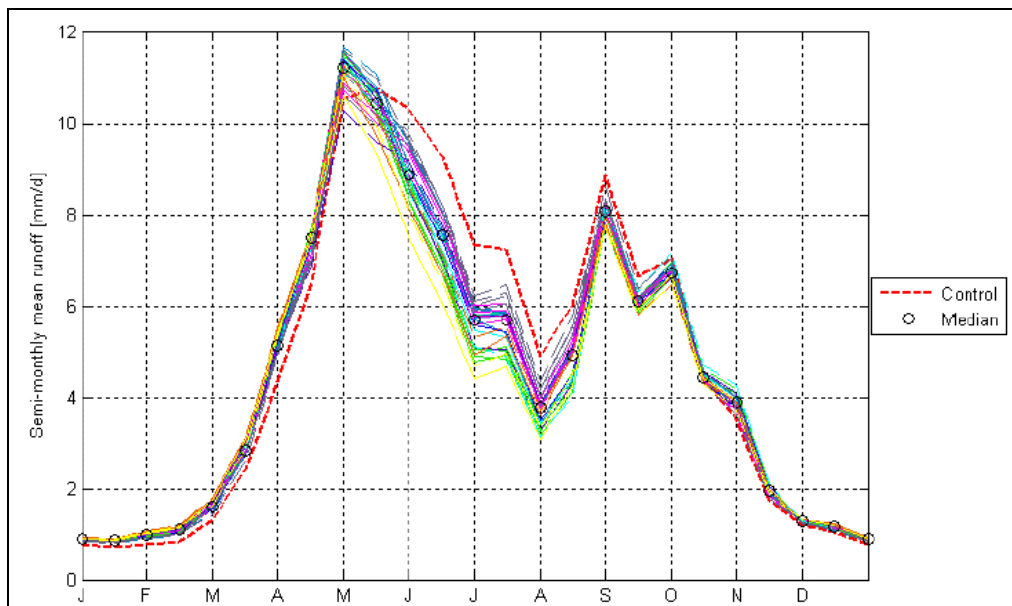
Figur 3: **Halbmonatlicher Abfluss des Rosegbachs für die Periode 2020-2049 in mm pro Tag**



Rot gestrichelt ist der Wasserabfluss für die Kontrollperiode 1961-1990, die Kreise zeigen den Medianwert des Abflusses der neunzehn verschiedenen Klimaszenarien.

Quelle: [9]

Figur 4: **Halbmonatlicher Abfluss der Verzasca für die Periode 2020-2049 in mm pro Tag**



Rot gestrichelt ist der Wasserabfluss für die Kontrollperiode 1961-1990, die Kreise zeigen den Medianwert des Abflusses der neunzehn verschiedenen Klimaszenarien.

Quelle: [9]

Obschon bei den Modellen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen wurden und die Rechnungen mit Unsicherheiten verbunden sind, ändert sich an der Tendenz der nachfolgenden Aussagen, die jeweils auf dem Median der neunzehn untersuchten Klimaszenarien beruhen, nichts. Die Modellunsicherheiten und die Streuung der Resultate werden in der Originalarbeit im Detail aufgezeigt und diskutiert.

3 Stromangebot

Im nachfolgenden Kapitel wird der Einfluss einer Klimaerwärmung auf das Stromangebot in der Schweiz diskutiert. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Wasserkraft, thermischen Kraftwerken und neuen erneuerbaren Energien.

3.1 Wasserkraftwerke

Wie in Kapitel 2 gezeigt wurde, nimmt unter einer Klimaerwärmung die Wasserabflussmenge aus dem Alpenraum bis 2035 um rund 7% ab. Um die Auswirkungen auf die hydrologische Produktion zu bestimmen, ist zwischen den einzelnen Produktionsarten zu unterscheiden:

- Bedingt durch den reduzierten Wasserabfluss aus dem Alpengebiet wird die Produktion der Laufwasserkraftwerke abnehmen, und zwar um 7%. Dabei wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass eine allfällig verstärkte Verdunstung im Mittelland, die in der Studie der EPFL nicht untersucht wurde und das Wasserangebot weiter schmälern könnte, durch verminderte Überläufe im Sommer bei den Laufwasserkraftwerken kompensiert wird.
- Bei den Speicherkraftwerken führt die geringere Wasserabflussmenge zu einer um 7% reduzierten Produktion. Da die monatlichen Schwankungsbreiten der tatsächlichen Erzeugung in den Speicherkraftwerken über die Jahre sehr gross sind, wird nur eine Differenzierung der Ergebnisse nach Sommer- und Winterhalbjahr vorgenommen. In beiden Fällen sind die verschärften Restwasserbestimmungen nicht berücksichtigt.
- Der Pumpspeicherzyklus entspricht einem abgeschlossenen System. Deshalb hat die Abflussminderung keinen Einfluss auf die Produktionsmenge.

Im weiteren ist zu berücksichtigen, dass der Gesetzgeber in der Schweiz mit dem Gewässerschutzgesetz strengere Restwasserbestimmungen eingeführt hat, die unabhängig von einer Klimaerwärmung die Produktion aus Wasserkraft reduziert. Demgegenüber steht allerdings ein gewisses Ausbaupotenzial, vor allem durch Ausrüstungersatz und Umbauten, so dass sich diese beiden Entwicklungen ungefähr die Waage halten dürften. Da Wasserkraft ein wichtiges Standbein der Schweizer Wirtschaft ist, erarbeitet das BFE eine Wasserkraftstrategie, die Möglichkeiten zur Förderung dieser erneuerbaren Energiequelle aufzeigt.

Die Studie der EPFL zeigt, dass eine Klimaerwärmung bereits in den nächsten Jahrzehnten erhebliche Auswirkungen auf die einheimische Stromproduktion haben kann. In Szenario I wird unter der Annahme einer Klimaerwärmung eine durchschnittliche jährliche Erhöhung des Stromverbrauchs von 0.8% erwartet, so dass die Schweiz im Jahre 2035 einen Endverbrauch von mehr als 71 TWh aufweisen würde, gegenüber 56 TWh im Jahr 2004. Die Wasserkraftwerke haben im Jahre 2004 gemäss [4] mit 35 TWh etwa 63% zum Endverbrauch beigesteuert. Berücksichtigt man eine allfällige Reduktion der Wasserkraftproduktion von rund 7%, was einer Minderproduktion von 2.5 TWh entspricht, so würde die Wasserkraft im Jahre 2035 gemessen am Endverbrauch noch einen Beitrag von knapp 46% leisten können. Dabei sind mögliche Ausbaupotenziale durch Ausrüstungersatz, Umbauten und Erweiterungen, die rund 2 TWh betragen, und die Restwasserbestimmungen, welche bis 2030 eine Minderproduktion von rund 1 TWh zur Folge haben dürften, noch nicht berücksichtigt (Quelle: [13]).

In der parlamentarischen Debatte zum Stromversorgungsgesetz (StromVG) wurde eine Erhöhung der durchschnittlichen Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis 2030 um 5.4 TWh als Ziel vorgeschlagen. Unter dem Referenzszenario und der Annahme einer Klimaerwärmung müssten somit bis ins Jahr 2030 rund 8 TWh zusätzlich aus erneuerbaren Energien produziert werden.

In der Studie der EPFL wird auch die Zeitperiode 2070-2099 betrachtet. Bis dann dürften die Auswirkungen noch weit gravierender ausfallen als für die Periode 2020-2049. So gehen die Schätzungen von mittleren Temperaturerhöhungen von 3.0-4.0 °C aus, was zu einer Jahresniederschlagsreduktion von rund 7% führen wird; im Winter eine Erhöhung um rund 15%, im Sommer eine Reduktion um 25-30%, je nach unterstelltem Emissionsszenario. Insgesamt ist bis dann mit einem erwarteten Rückgang des Wasserabflusses um 17% zu rechnen. Die Gletscher dürften in den Testgebieten bis dahin verschwunden sein oder höchstens noch wenige Prozente des heutigen Umfangs betragen.

3.2 Thermische Kraftwerke

Im Hitzesommer 2003 aber auch im Juli 2006 mussten zahlreiche thermische Kraftwerke in Europa infolge fehlender Kühlungsmöglichkeiten ihre Produktion reduzieren. Da diese stark überdurchschnittlichen Temperaturen aber auch in den nächsten dreissig Jahren Ausnahmen bleiben werden (Quelle: [17]), sind trotz einer Erwärmung auch der Fliessgewässer über das ganze Jahr betrachtet im Mittel keine zusätzlichen Produktionseinschränkungen zu erwarten. Bei Leistungsbetrachtungen müssen solche Ereignisse allerdings berücksichtigt werden (siehe Exkurs 12: Hitze- und Kältewellen) und den in solchen Situationen möglichen Nachfragespitzen gegenüber gestellt werden.

3.3 Andere Energieträger

Der Einfluss einer Klimaerwärmung auf andere erneuerbare Energieträger wurde nicht untersucht. Insbesondere ist nicht klar, wie sich die Temperaturerhöhung auf die Biomasseproduktion, die Windverhältnisse und auf die Sonneneinstrahlung auswirkt, die jeweils einen Einfluss auf die entsprechende Energieproduktion haben könnten. Dazu ist zu bemerken, dass der Anteil dieser neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz heute gering ist und in Szenario I „Weiter wie bisher“, wo nur ein „autonomer“ Zubau unterstellt wird, und in Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“, wo eine zusätzliche Förderung unterstellt wird, auch in 30 Jahren nur einen begrenzten Anteil am Produktionsportfolio haben wird.

4 Endenergienachfrage

Nachfolgend wird der Frage nachgegangen, wie sich eine mögliche Klimaerwärmung auf die Endenergie- und die Stromnachfrage auswirkt. Die Sensitivität Szenario I Klima wärmer unterscheidet sich von Szenario I Trend ausschliesslich durch die Annahme einer im Jahre 2035 um 1.2 °C höheren Jahresmitteltemperatur als im Zeitraum 1984 bis 2002; im Juni bis August +2 °C, September bis Mai +1 °C, was zu einer Zunahme der Sommer- und Hitzetage bei gleichzeitiger Abnahme der Kältetage führt.

4.1 Endenergienachfrage nach Sektoren

4.1.1 Haushaltssektor

4.1.1.1 Annahmen

Als exogene Rahmendaten gehen die Bevölkerungszahl, Haushaltzahl, Grössenstruktur der Haushalte, Energiebezugsflächen und Energiepreise in die Nachfragenmodelle ein.

Bedingt durch die wärmere Temperatur nehmen die Heizgradtage und damit der Heizwärme- beziehungsweise der Heizenergiebedarf ab. Die Heizgradtage sind folgendermassen definiert: jeder Tag, an dem die durchschnittliche Temperatur unter eine bestimmte Grenze fällt (in der Regel 12 °C), wird als Heiztag bezeichnet. An jedem dieser Heiztage wird gemessen, um wie viel die Aussenlufttemperatur von der angestrebten Innentemperatur (in der Regel 20 °C) abweicht. Die Heizgradtage sind dann die Summe dieser Abweichungen. Quantifiziert wird die Reduktion der Heizgradtage mit dem Zusammenhang zwischen Gradtagen, Strahlung und Energieverbrauch (Quelle: [7]).

Gleichzeitig ist mit der Erwärmung auch eine Zunahme der Sommer- (Temperaturmaximum über 25 °C) beziehungsweise Hitzetage (Temperaturmaximum über 30 °C) verbunden und damit der Kühlgradtage und des Kühlenergiebedarfs. Die Kühlgradtage sind folgendermassen definiert: jeder Tag, an dem die durchschnittliche Temperatur über eine bestimmte Grenze steigt (in der Regel 18.3 °C was 65 °F entspricht), wird als Kühltage bezeichnet. An jedem dieser Kühltage wird gemessen, um wie viel die Aussenlufttemperatur von der angestrebten Innentemperatur (in der Regel 20 °C) abweicht. Die Kühlgradtage sind dann die Summe dieser Abweichungen. Da es für die Schweiz keine belastbaren Informationen zum Elektrizitätsverbrauch von Klimaanlage im Wohnbereich gibt, ist man auf Schätzungen und Plausibilitätsprüfungen angewiesen.

Bei der Modellierung wurden für das Szenario I Klima wärmer folgende Annahmen getroffen, die detailliert in Tabelle 3 aufgeführt sind (Quelle: [6]):

- Im Jahr 2035 werden 71 Tage eine Tagesmitteltemperatur über 18.3 °C aufweisen, gleichzeitig steigt die Tagesmitteltemperatur an diesen Tagen an.
- Die Kühlgradtage steigen von heute 122 auf 236 im Jahre 2035. Da der Kühlleistungsbedarf in erster Näherung proportional zu den Kühlgradtagen ist, bedeutet dies bei konstanter Technik eine Verdoppelung der erforderlichen Kühlarbeit.

Tabelle 3: **Die wichtigsten Annahmen im Haushaltsbereich bei Szenario I Klima wärmer**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Kühlleistung (W/m ²)	30						
Vollbenutzungstunden (h)	529						
Kühlgradtage (CDD)	122	141	160	179	198	217	236
Leistungsziffer Neugerät	2.25	2.45	2.65	2.85	3.00	3.15	3.30
Leistungsziffer Bestand	2.25	2.29	2.40	2.54	2.72	2.89	3.04
spez. Verbrauch (kWh/m ²)	7.1	8.0	8.7	9.2	9.5	9.8	10.1
Wohnungen (1000)	3706	3863	4004	4132	4240	4339	4419
EBF Mio. m ²	441	469	494	518	537	556	571
Anteil Klima Wohnungen %	1%	12%	22%	31%	39%	45%	50%
klimatisierte Fläche/Wohnung %	33%	40%	46%	51%	56%	62%	67%
EBF mit Klima Mio. m ²	1.5	23.1	49.7	82.3	116.5	154.6	191.3
Geräte à 2kW/m ²	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
Geräte à 2 kW (1000)	22	346	746	1234	1747	2319	2869
Kühlleistung (MW)	44	692	1492	2469	3495	4638	5739
Leistungsaufnahme (MW)	19	302	622	971	1287	1608	1889
Verbrauch (GWh)	10	185	431	754	1105	1513	1934

Um eine Kühlleistung von 30 W/m² bereitstellen zu können, sind 0.015 Geräte mit einer Leistung von 2 kW/m² notwendig. EBF: Energiebezugsfläche.

Quelle: [6]

- Der Ausstattungsgrad der Wohnungen beziehungsweise Haushalte mit Klimageräten steigt von heute unter 1% auf 50% im Jahre 2035. Die klimatisierte Fläche steigt von 2 Mio. m² auf 191 Mio. m² in 2035.
- Es wird davon ausgegangen, dass sich in der Schweiz zentrale Klimaanlage im Wohnungsbau in den nächsten 30 Jahren nur selten finden werden, dass also die Klimatisierung im Wohnbereich mit überwiegender Mehrheit dezentral über Kompakt- oder Splitanlagen erfolgen wird.

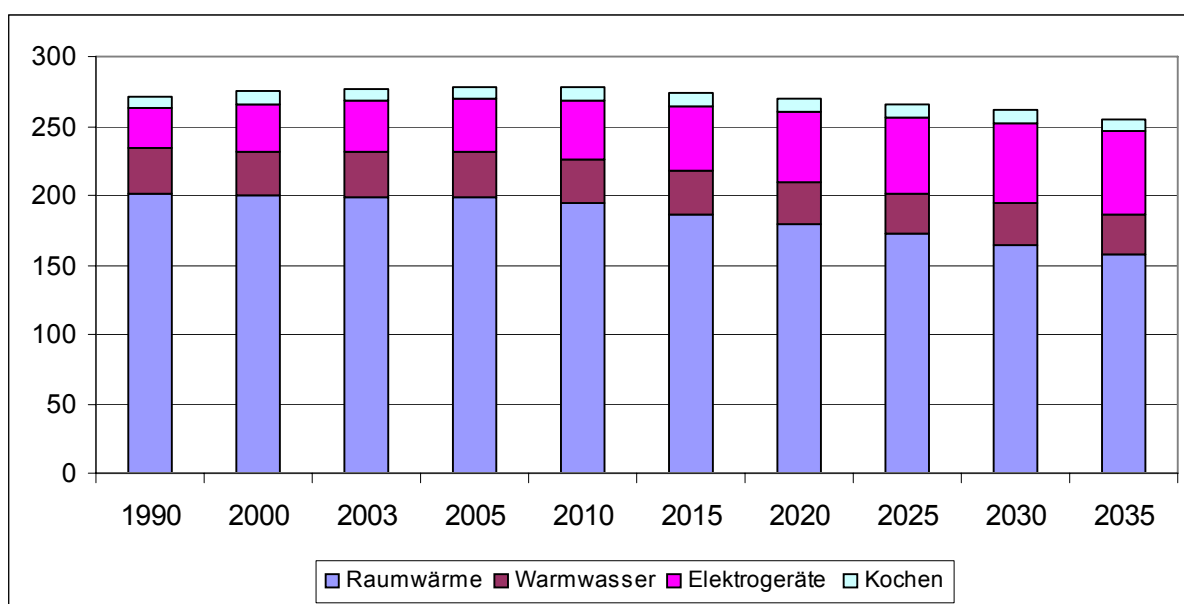
4.1.1.2 Resultate

Figur 5 zeigt, dass die Reduktion des Raumwärmebedarfs im Jahre 2035 gegenüber 2003 rund 21%, des Energiebedarfs für Warmwasser 11% (geringerer Rückgang wegen wahrscheinlich eher etwas grösseren Duschwasserverbrauchs) beträgt.

Auf der anderen Seite wird ein beträchtlicher Mehrverbrauch für Klimatisierung im Wohnungsbereich, sowie ein geringer Mehrverbrauch bei Kühl- und Gefriergeräten erwartet, da höhere Temperaturdifferenzen zu bewältigen sind.

Gegenüber Szenario I Trend ist der Endenergieverbrauch im Jahre 2035 gut 4% niedriger, da der Saldo aus verbrauchsreduzierendem Temperaturanstieg und den verbrauchssteigernden Effekten durch die zunehmende Nutzung von Klimageräten positiv ist.

Figur 5: **Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken in Szenario I
Klima wärmer, 1990-2035 in PJ**

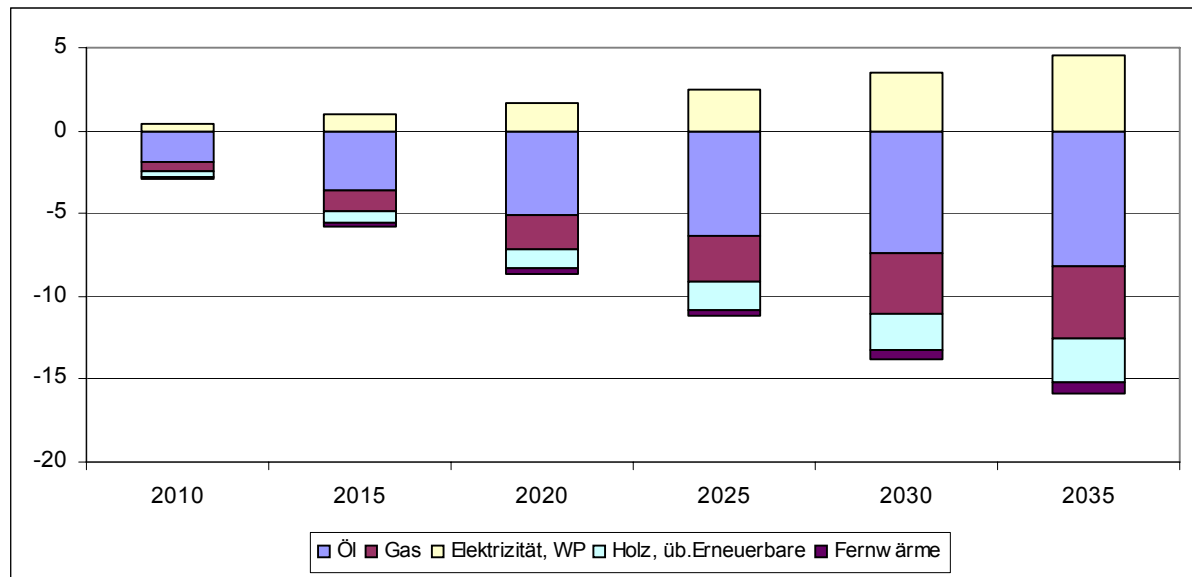


Quelle: [6]

Wie Figur 6 zeigt, ist der Verbrauch an Heizöl, Erdgas, Holz und Fernwärme niedriger. Deutlich höher ist jedoch der Elektrizitätsverbrauch. Der Elektrizitätsverbrauch liegt im Haushaltsektor im Jahr 2035 gut 5% über dem Szenario I Trend.

Der Energieverbrauch pro Energiebezugsfläche sinkt stärker als im Szenario I Trend und die CO₂-Emissionen sind ohne Bewertung der Elektrizität knapp 9% tiefer als Folge des geringeren Verbrauchs von fossilen Energieträgern.

Figur 6: **Veränderung des Energieverbrauchs in Szenario I Klima wärmer nach Energieträgern gegenüber Szenario I Trend in PJ**



WP: Wärmepumpe

Quelle: [6]

4.1.2 Andere Sektoren

Nachfolgend werden für die anderen Sektoren spezifische Ergänzungen angebracht.

4.1.2.1 Industrie

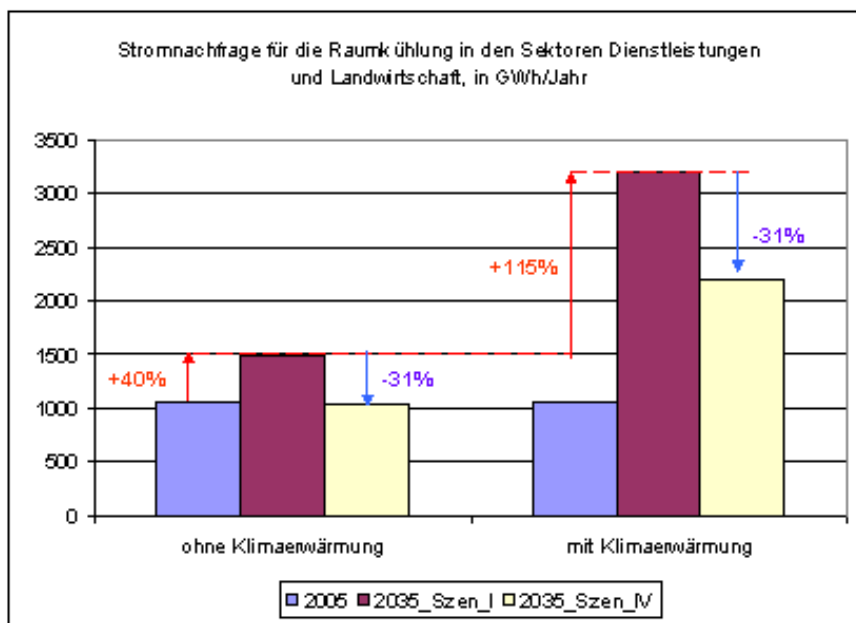
Nebst dem geringeren Verbrauch an Raumwärme während der Heizperiode und dem zusätzlichen Kühlungsbedarf während des Sommers, ergibt sich noch eine Reduktion des Prozesswärmebedarfs, doch ist diese sehr klein und wurde deshalb vernachlässigt.

Offen bleibt die Frage, wie die industrielle Produktion auf ein wärmeres Klima durch andere Produkte und/oder eine andere zeitliche Staffelung der Produktion reagieren könnte. Diese Frage dürfte vermutlich aber erst im zweiten Teil des 21. Jahrhunderts an Bedeutung gewinnen, wenn die Temperaturerhöhung weit stärkere Dimensionen annehmen wird (Quelle: [1]).

4.1.2.2 Dienstleistungen und Landwirtschaft

Im Dienstleistungssektor liegt der Stromverbrauch im Jahr 2035 knapp 7% über Szenario I Trend (Quelle: [1]). Dabei sind vor allem der höhere spezifische Stromverbrauch infolge der höheren durchschnittlichen Temperatur und das schnellere Wachstum der teil- und vollklimatisierten Flächen zu berücksichtigen. Dabei ist die Zunahme zu 40% auf die Temperaturerhöhung und die damit verbundene Erhöhung der Kühlgradtage und zu 60% auf das Wachstum der gekühlten Flächen zurückzuführen. Dies führt dazu, dass sich der Anteil des Stromverbrauchs zur Raumkühlung an der Gesamtstromnachfrage im Dienstleistungssektor im Jahre 2035 von 6.5% in Szenario I Trend auf 13.1% in Szenario I Klima wärmer erhöht, was gegenüber 2005 einem Mehrverbrauch von 2.1 TWh entspricht (siehe Figur 7).

Figur 7: **Mögliche Entwicklung des Strombedarfs 2005-2035 für die Raumkühlung im Schweizer Dienstleistungssektor**



Quelle: [2]

4.1.2.3 Verkehr

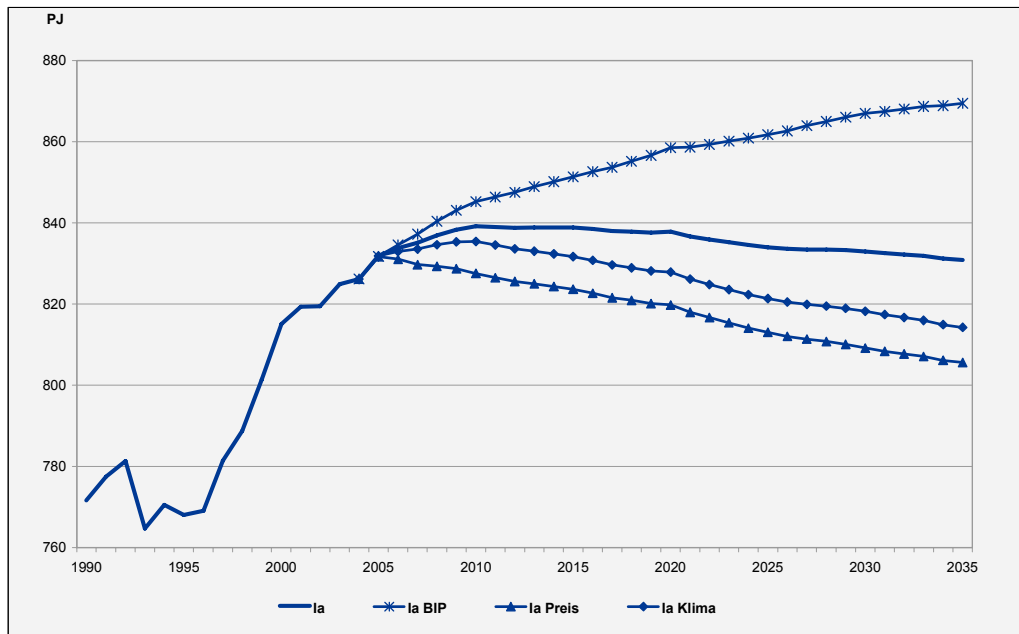
Im Verkehr beschränkt sich ein wärmeres Klima hauptsächlich auf den verstärkten Einsatz von Klimaanlage. Da aber bereits heute rund 70% der Fahrzeugkilometer in der Schweiz von Personenwagen mit Klimaanlage zurückgelegt werden und der Ausstattungsgrad von neuen Personenwagen über 90% beträgt, fällt der zusätzliche Energieverbrauch gegenüber Szenario I Trend gering aus. Auf die Schweiz hochgerechnet, beträgt der durch Klimaanlage verursachte Mehrenergieverbrauch rund 4% des durch Personenwagen bedingten Treibstoffverbrauchs. Eine Temperaturerhöhung um +2 °C entspricht einer Erhöhung des Basiseffektes um rund 10%, also 0.4% (Quelle: [10]).

4.2 Endenergie- und Stromnachfrage

Eine Klimaerwärmung führt in allen Sektoren mit Ausnahme des Verkehrs im Vergleich zu Szenario I Trend zu einem tieferen Gesamtendenergieverbrauch, wobei sich bis 2035 die Effekte im Haushaltssektor mit minus 4% am stärksten auswirken. Figur 8 zeigt die aggregierten Resultate auch für weitere Sensitivitäten. Dabei zeigt sich, dass eine CO₂-Abgabe (Szenario Ib), gefolgt von deutlich höheren Preisen für fossile Energieträger (Szenario I Preise hoch) den gesamten Endenergieverbrauch stärker reduzieren als die Temperaturerhöhung.

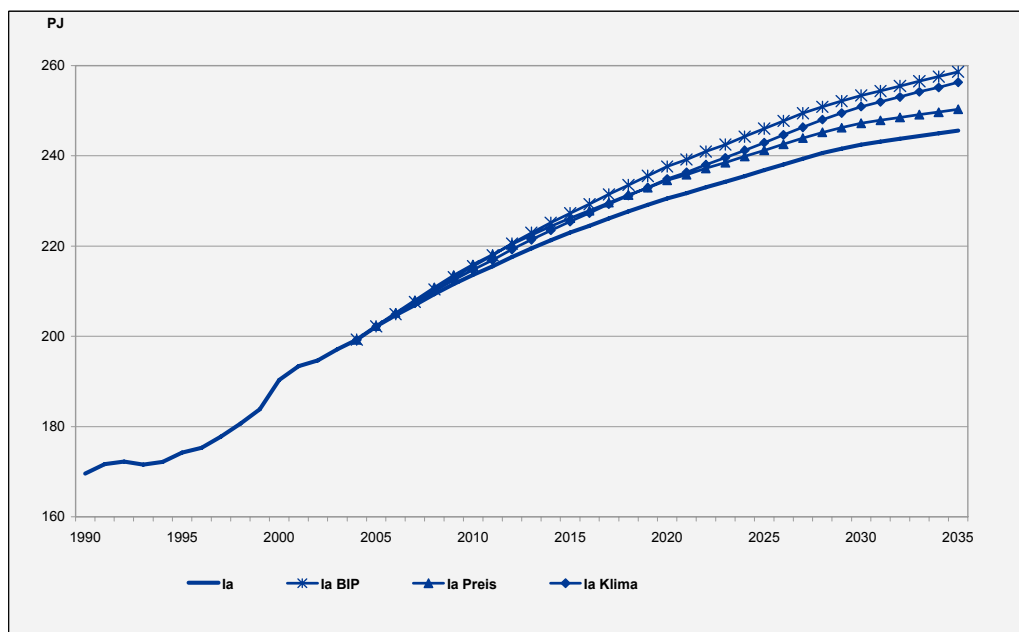
Beim Elektrizitätsverbrauch, der im Szenario I Trend zwischen 2000 und 2035 bereits um gut 29% zunehmen wird, führt eine Klimaerwärmung in Folge des stark zunehmenden Kühlbedarfs in allen Sektoren mit Ausnahme des Verkehrs zu einer noch deutlicheren Erhöhung des Verbrauchs, so dass gegenüber 2000 mit einem Mehrverbrauch von 35% zu rechnen ist. Am stärksten ist diese im Haushalts- und im Dienstleistungsbereich. Aus Figur 9 wird ersichtlich, dass der Stromverbrauch auch bei höherem Wirtschaftswachstum (BIP hoch) sowie höheren Preisen für fossile Energien (Preise hoch) steigt, wobei der Anstieg beim wärmeren Klima mit Abstand am deutlichsten ausfällt.

Figur 8: **Endenergienachfrage in PJ für Szenario I mit den verschiedenen Sensitivitäten**



Quelle: [11]

Figur 9: **Elektrizitätsnachfrage in PJ für Szenario I mit den verschiedenen Sensitivitäten**

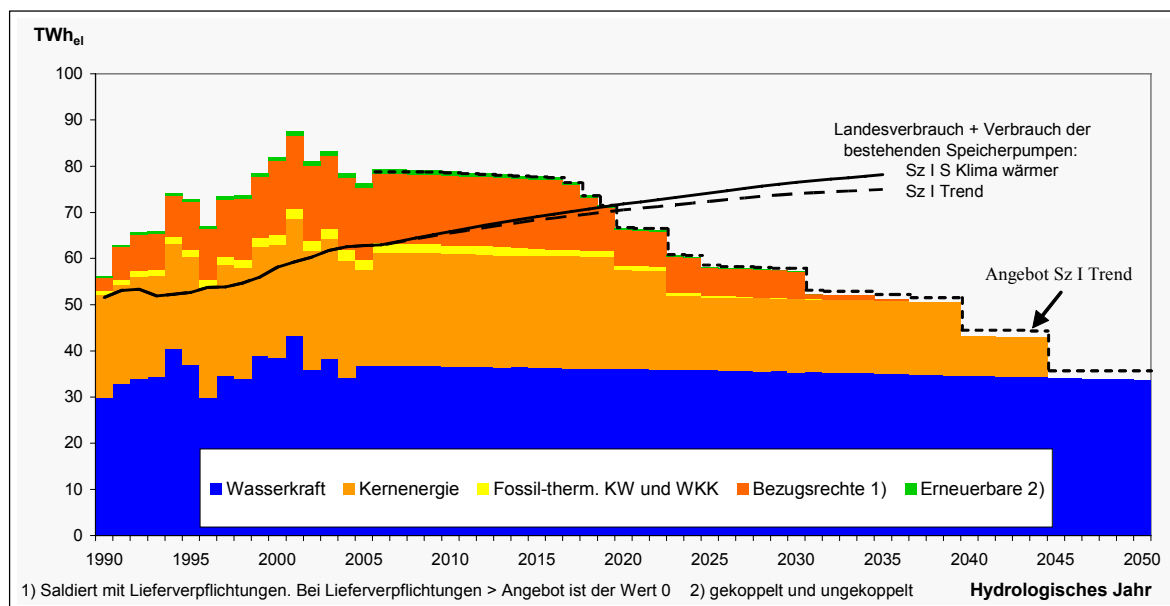


Quelle: [11]

5 Fazit

Eine Klimaerwärmung setzt gegenläufige Trends in Gang. Wird das Energiesystem ohne Umwandlungssektor betrachtet, so kann von einer Reduktion des Verbrauchs und des CO₂-Ausstosses ausgegangen werden, was für ein Land wie die Schweiz, das keine wesentlichen fossilen Rohstoffe besitzt, zu einer etwas geringeren Auslandsabhängigkeit führt.

Figur 10: **Darstellung der Stromnachfrage und des -angebots für Szenario I Trend und die Sensitivität Klima wärmer**



KW: Kraftwerk, WKK: Wärme-Kraft-Kopplung

Quelle: Prognos AG

Betrachtet man allerdings die Entwicklung der Stromnachfrage und des -angebots, so ist die Situation besorgniserregend, da bei gleichzeitiger Nachfragesteigerung die Wasserkraftproduktion zusätzlich zu schrumpfen droht, so dass sich die ab 2020 drohende Angebotslücke noch akzentuiert. Figur 10 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage und des -angebots für das Szenario I Trend und die Sensitivität Klima wärmer.

Im Rahmen des Szenario I, das heisst bei einer Politik „Weiter wie bisher“ und mit einer Rahmenentwicklung „Klima wärmer“ kann die Lücke nur durch Importe, den Zubau von fossil-thermischen Kraftwerken oder Kernkraftwerken geschlossen werden. Inländische fossil-thermische Kraftwerke würden die momentan in der Stromproduktion günstige CO₂-Bilanz der Schweiz beeinträchtigen.

Literaturverzeichnis Exkurs 3

- [1] Aebischer B.: Der Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft: Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer. Cepe, Zürich, 2007. Erhältlich unter <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [2] Aebischer B. und G. Catenazzi: Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft. Ergebnisse der Szenarien I-IV. Schlussbericht. Bundesamt für Energie, Bern, 2006.
- [3] Baumgartner W.: Der Energieverbrauch der Industrie, 1990-2035 Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer. Basics, Zürich, 2006. Verfügbar unter <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [4] Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2004. Bern, 2005.
- [5] Frei Ch.: Die Klimazukunft der Schweiz – Eine probabilistische Projektion. Zürich, 2004. Erhältlich unter <http://www.occc.ch/Products/CH2050/CH2050-Scenarien.pdf> (Stand 31.01.06).
- [6] Hofer P.: Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 1990-2035: Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer. Prognos AG, Basel, 2006. Erhältlich unter <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [7] Hofer P.: Einfluss von Temperatur- und Globalstrahlungsschwankungen auf den Energieverbrauch der Gebäude. Interner Bericht. Prognos AG, Basel, 2003.
- [8] Hohmann R., U. Neu: Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050. OcCC, Bern, 2004. Erhältlich unter: <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [9] Horton, P. et. al.: Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes under A2 and B2 SRES emission scenarios for two future time periods. Bundesamt für Energie, Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bern, 2005. Erhältlich unter: <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [10] Keller M.: Der Energieverbrauch des Verkehrs 1990-2035 Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer. Infrac, Bern, 2007. Erhältlich unter <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [11] Kirchner A.: Energieperspektiven Schweiz 2035/2050: Energienachfrage in den Sensitivitäten zu Szenario I. Interner Bericht. Prognos AG, Basel, 2005.
- [12] Kirchner A., V. Rits: Resultate Sensitivität Klima wärmer. Interner Bericht. Prognos AG, Basel, 2006.
- [13] Laufer, F. et. al.: Ausbaupotential der Wasserkraft. Bundesamt für Energie, Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bern, 2004. Erhältlich unter <http://www.energie-perspektiven.ch/>.
- [14] Piot, M.: Auswirkungen der Klimaerwärmung auf die Wasserkraftproduktion in der Schweiz. Wasser Energie Luft, Heft 11/12, pp. 365-367. Baden, 2005.
- [15] Schaefli, B.: Quantification of modeling uncertainties in climate change impact studies on water resources: application to a glacier-fed hydropower production system in the Swiss Alps. Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, 2005. Erhältlich unter: <http://library.epfl.ch/theses>.

- [16] Schaepli, B. et. al. : Impacts potentiels d'un changement climatique sur les régimes hydrologiques alpins. Wasser, Energie, Luft, Heft 11/12, Baden, 2005.
- [17] Schär, Ch. et. al.: The role of increasing temperature variability in European summer heatwaves. Nature, 2004.
- [18] SwissTopo: Digitale Landeskarten der Schweiz – Massstab 1:25'000, Wabern, 1997.
- [19] Warthmann P: Energie sparen dank Free Cooling. HK-Gebäudetechnik 5/06, Aarau 2006.

4. Exkurs: CO₂-Emissionshandel, Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM)

Christian Michelsen, Almut Kirchner (Prognos AG)

1 Einführung: Die Kyoto-Mechanismen (CO₂-Emissionshandel, JI, CDM)

Dieses Kapitel stellt kurz die theoretischen Grundlagen der drei Kyoto-Mechanismen Emissionshandel, Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) dar. Hierbei wird vertiefend auf den Emissionshandel eingegangen sowie dessen politischer Hintergrund in der EU umrissen.

1.1 Theoretische Grundlagen

Das Kyoto-Protokoll sieht drei sogenannte flexible Mechanismen („Kyoto-Mechanismen“) vor, welche zu einer kosteneffizienten Umsetzung der absoluten Emissionsreduktionsziele des Klimaprotokolls beitragen sollen. Grundidee bei diesen drei Mechanismen ist, dass es aufgrund des globalen Charakters des Klimaproblems zweitrangig ist, wo die Emissionsminderung erfolgt – entscheidend ist hier nur, dass sie erfolgt. Indem die Emissionen zu einem handelbaren Gut und mit einem Preis werden, sollen diese in das betriebswirtschaftliche Kalkül der Teilnehmer Eingang finden. Dies bedeutet, dass beispielsweise der Preis für Zertifikate aus dem Emissionshandel die betriebswirtschaftlichen Kosten für das Erreichen eines CO₂-Vermeidungsziels wider spiegelt. Im Folgenden soll eine kurze Einführung in die theoretischen Grundlagen des **Emissionshandels**, die **Joint Implementation (JI)** und den **Clean Development Mechanism (CDM)** gegeben werden.

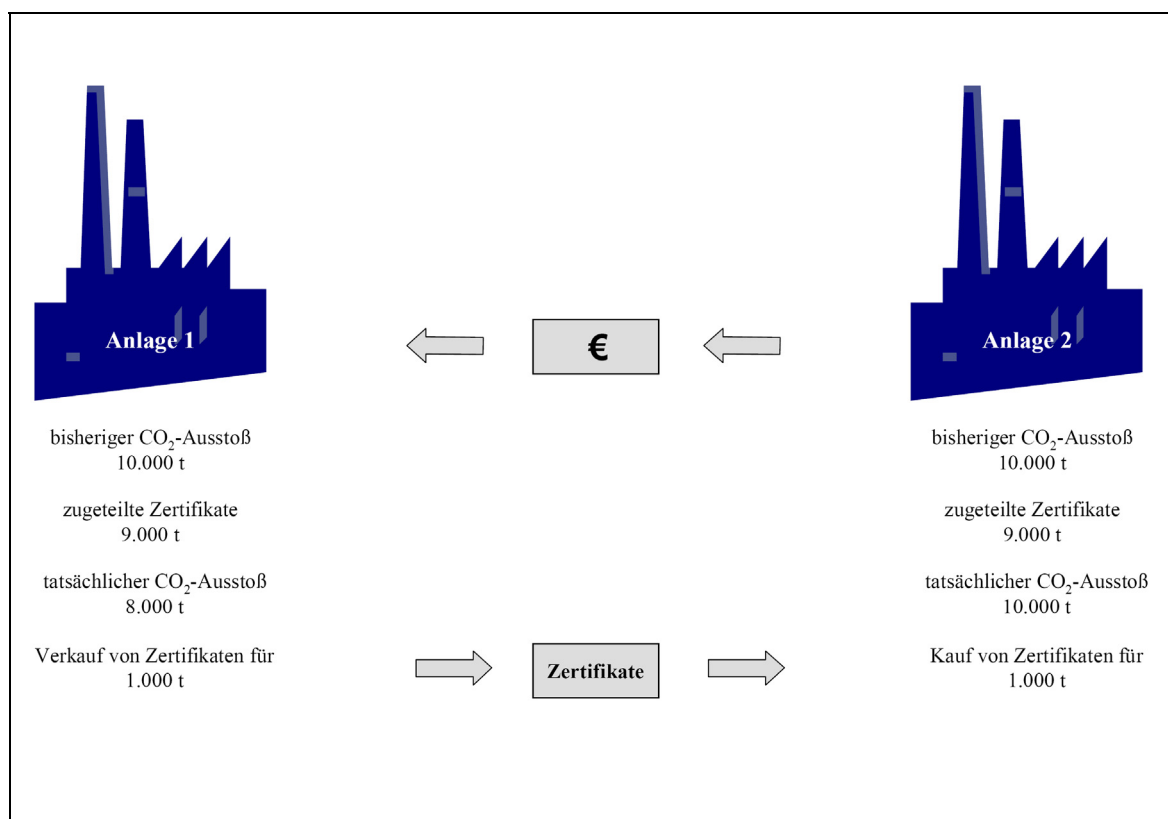
Wesentliche Voraussetzung für einen funktionierenden **Emissionshandel** ist, dass eine – innerhalb eines bestimmten Zeitraums – verbindlich festgelegte Obergrenze für die maximale Emissionsmenge der teilnehmenden Unternehmen oder Staaten existiert. Innerhalb dieses Rahmens wird ermöglicht, dass diejenigen Teilnehmer, welche ihre Emissionen unter das vereinbarte Niveau absenken, die Differenz zu ihrer Reduktionsverpflichtung an andere Teilnehmer verkaufen können. Diese Emissionsrechte können frei gehandelt werden. Der Preis für Emissionsrechte bestimmt sich auf dem Markt für diese Rechte durch den Abgleich von Angebot und Nachfrage – eine Verknappung der Emissionsrechte führt demnach zu steigenden Preisen. In einer volkswirtschaftlichen Perspektive werden die Teilnehmer mit relativ niedrigen Vermeidungskosten ihre Emissionen verringern und dadurch frei werdende Emissionsrechte verkaufen. Hingegen werden die Teilnehmer mit relativ hohen Vermeidungskosten Emissionsrechte halten und gegebenenfalls hinzukaufen. Insgesamt führt dann der Handel mit Emissionsrechten dazu, dass die Vermeidung von Treibhausgasemissionen bei denjenigen Teilnehmern stattfindet, bei denen sie besonders kosteneffizient erfolgen kann. Figur 1 stellt die Funktionsweise des Emissionshandels zwischen zwei Unternehmen graphisch dar.

Die Leitidee von **JI** und **CDM** ist, dass Emissionsreduktionsprojekte dort (geographisch gesehen) durchgeführt werden können, wo sie am kosteneffizientesten umgesetzt werden können. Im Rahmen dieser beiden Instrumente erhalten Industriestaaten oder Unternehmen die Möglichkeit Minderungsmaßnahmen außerhalb des Heimatlandes durchzuführen. Oftmals entsteht durch die JI oder CDM eine „Win-Win-Situation“. Das Investorland erhält das Recht, zusätzliche Emissionen tätigen zu dürfen. Aufgrund steigender Grenzkosten im Bereich der Schadstoffreduktion ist eine Investition in emissionsmindernde Maßnahmen im Gastland hierbei oft günstiger, als eine Reduktion der Emissionen im eigenen Land. Das Gastland hingegen verdient am Verkauf der Emissionsrechte und profitiert zudem vom Technologietransfer aus dem Investorland.

JI (deutsch: Gemeinschaftsreduktion, wörtlich: gemeinsame Umsetzung) erlaubt Staaten im Annex 1 des Kyoto-Protokolls (dies sind Industrieländer oder Transformationsstaaten) durch Maßnahmen in anderen Annex 1-Staaten zusätzliche Emissionsrechte für ihre heimischen Schadstoffproduzenten zu

erwerben. Die eintretende Emissionsminderung aufgrund eines solchen Auslandsengagements wird allein dem Emissionskonto des Investorlands (dies sind meist Industriestaaten) gutgeschrieben und dem Emissionskonto des Gastlandes (dies sind meist Transformationsstaaten) abgezogen. Dieser Transfer von Reduktionszertifikaten (emission reduction units, ERU) erhöht also nicht die Gesamtmenge der allen Annex 1-Staaten zustehenden Emissionen.

Figur 1: Funktionsweise des Emissionshandels



Quelle: EWI/Prognos AG(2005)

Investiert ein im Annex 1 des Kyoto-Protokolls aufgeführtes Land in emissionsenkende Maßnahmen in einem Land, welches nicht im Annex 1 aufgeführt ist, werden ihm zusätzliche Emissionsrechte nach dem **CDM** (deutsch: „Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung“) zugeteilt. Der CDM basiert auf dem gleichen Ansatz wie JI: Investitionen in Emissionsreduktions- oder Speicherungsprojekte generieren Minderungszertifikate ("Certified Emission Reductions, CERs"), die auf das Konto des Investors transferiert werden können. Der Unterschied zu JI ist, dass im Fall von CDM das Minderungsprojekt in einem Schwellen- oder Entwicklungsland (sogenannte „Nicht-Annex-I-Staaten“) stattfindet. Da diese Länder kein quantitatives Emissionsziel haben, wird somit das GesamtEmissionsbudget der Industriestaaten vergrößert. Ein erwünschter Nebeneffekt ist auch der Transfer von neuester Technologie in Schwellen- und Entwicklungsländer. Um die ökologische Integrität des Kyoto-Systems zu gewährleisten, ist daher ein stringentes Verifizierungs- und Zertifizierungsregime notwendig. Aus dieser Notwendigkeit resultiert, dass der CDM bei weitem der regelreichste und komplexeste der flexiblen Instrumente ist. Hierdurch werden jedoch auch die Transaktionskosten für die Projektentwickler erhöht.

1.2 Politischer Hintergrund: Der CO₂-Emissionshandel in der EU

1.2.1 Internationaler Hintergrund

Der internationale politische Hintergrund der EU-Richtlinie zum Emissionshandel ist das im Jahr 1997 beschlossene Kyoto-Protokoll. Im japanischen Kyoto verpflichteten sich 38 Industrieländer dazu, ihre Gesamtemissionen von sechs wichtigen Treibhausgasen um mindestens 5.2% zu reduzieren. Jedes Land muss sein Reduktionsziel innerhalb des Zeitraums 2008 bis 2012 (sogenannte Kyoto-Verpflichtungsperiode) erreicht haben.

Das Kyoto-Protokoll ist seit Februar 2005 durch die Ratifizierung des Protokolls durch Russland völkerrechtlich verbindlich geworden. Allerdings haben die USA und Australien das Protokoll nicht ratifiziert.

1.2.2 Europäischer Hintergrund

Die EU-15 hat sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen um 8% gegenüber 1990 zu reduzieren. Hierzu soll neben nationalen Klimaschutzmaßnahmen auch ein EU-weiter Handel mit Emissionsrechten beitragen. Im Jahr 2003 haben das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union eine Richtlinie zur Einführung eines Handels mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union erlassen. Diese Richtlinie ist seit dem 25. Oktober 2003 in Kraft. Grundidee des Systems ist, dass die Mitgliedstaaten die CO₂-Emissionen des Energie- und Industriesektors mittels Vergabe von Emissionszertifikaten begrenzen und durch diese Kontingentierung der Emissionsrechte eine Verknappung derselben herbeiführen, so dass ein funktionierender Markt entsteht und in der Folge die Gesamtemissionen faktisch zurückgehen.

Im Rahmen dieses Emissionshandels müssen die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten unterschiedliche Reduktionsziele erfüllen. Diese orientieren sich am sogenannten EU-Burden Sharing aus dem Jahr 1998: Während Deutschland die mit Abstand größten absoluten und relativen Reduktionen an CO₂ erbringen muss (-21% bis 2008/2012 im Vergleich zu 1990), sind andere Staaten zu deutlich geringeren Emissionszielen verpflichtet (zum Beispiel Großbritannien: -12.5%, Italien: -6.5% sowie Frankreich: +/-0%).

Bislang ist die EU-15 von der Umsetzung der Kyoto-Verpflichtung noch relativ weit entfernt: Im Jahr 2002 konnte EU-weit lediglich eine Reduktion der Kyoto-Treibhausgase um 2.9% im Vergleich zu 1990 verzeichnet werden. Diese Einsparungen sind im Wesentlichen auf die Klimaschutzpolitischen Erfolge in Deutschland und Großbritannien zurückzuführen. Hingegen sind andere EU-Staaten wie Spanien, Irland, Portugal, Dänemark und Österreich von der Realisierung ihrer Reduktionsverpflichtungen noch relativ weit entfernt. Seit 2002 sind die Emissionen der EU-15 insgesamt geringfügig angestiegen – sie liegen nunmehr gut einen Prozentpunkt unter denen von 1990. (Ziesing, 2006)

Fast alle der zehn EU-Beitrittsländer, die zum 1. Mai 2004 Mitglieder der EU werden, sind im Rahmen des Kyoto-Protokolls ebenfalls Reduktionsverpflichtungen eingegangen. Dort haben sie sich zu Verringerungen ihrer Treibhausgasemissionen zwischen 6 und 8 Prozent bis zum Jahr 2012 (gegenüber den Emissionen der Jahre 1990 beziehungsweise 1995)¹ verpflichtet. Prinzipiell können diese Staaten am EU-Emissionshandel teilnehmen, wenn sie bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Hierzu gehören unter anderem die Aufstellung von Treibhausgasemissions-Inventaren und von sogenannten Nationalen Allokationsplänen (siehe unten). Diese Bedingungen werden bislang noch nicht erfüllt, so dass für das Jahr 2005/2006 nicht damit gerechnet werden kann, dass einige der neuen EU-Staaten am EU-Emissionshandel teilnehmen werden. Für die Periode 2008-2012 spricht hingegen vieles für eine Teilnahme dieser Staaten am EU-Emissionshandel. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass viele dieser Staa-

¹ In Übereinstimmung mit der Entscheidung 9/CP.2 verwenden einige Staaten andere Basisjahre. Hierzu gehören Ungarn (Durchschnittswerte aus 1985-87) und Polen (1988).

ten die in Kyoto eingegangenen Reduktionsverpflichtungen schon heute übererfüllen und somit aller Wahrscheinlichkeit nach ab dem Jahr 2008 als Verkäufer von Emissionsrechten auftreten dürften.

2 Praktische Umsetzung des CO₂-Emissionshandels in der EU: Nationale Allokationspläne

2.1 Grundlagen

Die Art und Weise, wie die Rahmenvorgaben und Regeln der EU-Richtlinie zum Emissionshandel innerhalb der Mitgliedsstaaten der EU-15 während der jeweiligen Handelsperiode umgesetzt werden, bestimmen die sogenannten Nationalen Allokationspläne (NAP). Die erste Handelsperiode umfasst die Jahre 2005 bis 2007 während die zweite Handelsperiode mit der Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2008-2012) übereinstimmt. Zunächst müssen die Mitgliedstaaten festlegen, wie viele Zertifikate sie in der Handelsperiode insgesamt vergeben wollen und wie viele Zertifikate die am Emissionshandelssystem beteiligten Anlagen jeweils erhalten sollen. Hier gilt es für die einzelnen EU-Staaten, die sektoralen Emissionsziele klar und verlässlich zuzuweisen. Weiterhin sollen hier die EU-weit anzuwendenden Regelungen eindeutig definiert und auf die Akteure und Anlagen herunter gebrochen werden. Die Verteilung der Emissionsrechte auf die Unternehmen muss natürlich nach transparenten, rechtsfesten Regeln erfolgen. Die Richtlinie macht dafür einige allgemeine Vorgaben. Die zugeweilte Zertifikatmenge muss mit dem (technischen) Potenzial der Anlagen zur Emissionsminderung vereinbar sein. Einzelne Unternehmen dürfen nicht willkürlich benachteiligt oder begünstigt sein. „Saubere“, energieeffiziente Technologien wie die Kraft-Wärme-Kopplung oder Brennstoffzellen sollen berücksichtigt werden. Die Mitgliedstaaten können aktive Leistungen, die Anlagenbetreiber in der Vergangenheit zur Reduktion von Emissionen erbracht haben – sogenannte early action – berücksichtigen. Außerdem können die Mitgliedstaaten über die flexiblen projektbezogenen Kyoto-Instrumente, nämlich Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) sowie über den internationalen Handel mit Emissionsrechten nach dem Kyoto-Protokoll Emissionsgutschriften erwerben. Entsprechende Maßnahmen und deren erwartete Ergebnisse müssen in den Zuteilungsplänen vermerkt sein. Die Nationalen Allokationspläne für die jeweilige Handelsperiode müssen durch die Mitgliedsstaaten veröffentlicht werden und bedürfen der Genehmigung durch die EU-Kommission. Die Prüfung der Nationalen Allokationspläne durch die EU-Kommission orientiert sich an dem Ziel der Erreichung der nationalen Kyoto-Ziele sowie an der Verwirklichung des Europäischen Binnenmarktes. Die Kommission muss die Pläne anhand von elf Zuteilungskriterien prüfen, die in der Richtlinie über den Emissionshandel festgelegt sind. Durch die wichtigsten Kriterien soll sichergestellt werden, dass die Pläne mit der Gesamtstrategie des jeweiligen Landes zur Erreichung seiner Kyoto-Ziele vereinbar sind. Andere Kriterien betreffen die Diskriminierungsfreiheit, die EU-Bestimmungen für Wettbewerb und staatliche Beihilfen sowie technische Aspekte. Die Kommission kann einen Plan ganz oder teilweise annehmen.

2.2 Nationale Allokationspläne in den EU-Staaten

Aus den Erfahrungen mit den Nationalen Allokationsplänen für die erste Handelsperiode lässt sich sagen, dass diese sich in den einzelnen Mitgliedsstaaten zum einen hinsichtlich des Umfangs der durch den Emissionshandel abgedeckten Reduktionsverpflichtungen sowie zum anderen hinsichtlich der Verteilungsregeln und -kriterien für die Emissionszertifikate unterscheiden. Auch gibt es Unterschiede darin inwieweit Emissionsreduktionen aus JI und CDM Projekten angerechnet werden können. Hier können ebenso Abweichungen zwischen den Nationalen Allokationsplänen der einzelnen Mitgliedsstaaten beobachtet werden.

Beispielhaft wird im Folgenden gezeigt, wie der Anteil der in der ersten Handelsperiode durch den Emissionshandel abgedeckten Emissionen an den gesamten CO₂-Emissionen zwischen den Mitgliedsstaaten schwankt (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: **Erfasste Emissionen durch den Emissionshandel**

EU-Mitgliedsstaat	Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen
Belgien	-
Dänemark	62%
Deutschland	59%
Estland	69%
Finnland	59%
Frankreich	-
Griechenland	70%
Irland	52%
Italien	-
Lettland	38%
Litauen	39%
Luxemburg	28%
Malta	73%
Niederlande	50%
Polen	68%
Österreich	43%
Portugal	42-43%
Schweden	30%
Slowakei	52%
Slowenien	-
Spanien	42%
Tschechische Republik	70%
Ungarn	40%
Vereinigtes Königreich	46%
Zypern	60%

Quelle: Prognos AG 2006, Datenquelle: DEHST (2005)

Mitgliedsstaaten, in denen durch den Emissionshandel ein geringer Anteil der gesamten CO₂-Emissionen abdeckt wird, müssen demnach in anderen Sektoren wie Verkehr, private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen höhere Reduktionsanstrengungen unternehmen, um ihr jeweiliges Kyoto-Ziel zu erreichen.

Aussagen und Vergleiche der individuellen NAP für die zweite Handelsperiode lassen sich erst nach deren Genehmigung durch die EU-Kommission im Herbst 2006 machen. Tendenziell wird mit einer Verschärfung der Allokationsregeln sowie der Emissionsbudgets zu rechnen sein.

2.3 Emissionshandel in der Schweiz

Die Schweiz hat das Kyoto-Protokoll ratifiziert und sich somit zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 8% gegenüber dem Niveau von 1990 verpflichtet. Den rechtlichen Rahmen für die Anwendung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls in der Schweiz bildet das CO₂-Gesetz sowie die CO₂-Anrechnungsverordnung. Bei Einführung einer CO₂-Abgabe werden diese Instrumente durch die CO₂-Abgabenverordnung konkretisiert. Basierend auf dem oben genannten rechtlichen Rahmen – befindet sich ein Schweizerisches Emissionshandelssystem derzeit im Aufbau (BAFU, 2006). Die geplante Ausgestaltung dieses Schweizer Emissionshandelssystems soll im Folgenden skizziert werden.

Das CO₂-Gesetz konzentriert sich auf die Senkung des fossilen Energieverbrauchs. Im Rahmen dieses Gesetzes müssen die CO₂-Emissionen um 10% gegenüber 1990 reduziert werden. Hierzu muss jeder Wirtschaftssektor seinen Beitrag leisten. In erster Linie wird angestrebt, die Ziele des CO₂-

Gesetzes mit freiwilligen Massnahmen zu erreichen. Wenn absehbar ist, dass die Ziele bei den Brenn- und Treibstoffen voraussichtlich deutlich überschritten werden, ist das subsidiäre Instrument einer CO₂-Abgabe, die an die Ziellücken angepasst ist, vorgesehen. Das CO₂-Gesetz sieht vor, dass Firmen sich freiwillig verpflichten können, ein bestimmtes Emissionsziel für die energiebedingten CO₂-Emissionen in der Periode 2008-2012 zu erreichen. Die teilnehmenden Firmen werden im Gegenzug von einer allfälligen CO₂-Abgabe befreit. Deshalb ist eine solche Vereinbarung gerade für die energieintensive Industrie von Vorteil. Vor diesem Hintergrund haben sich schon 300 Firmen – vornehmlich aus dem Bereich der energieintensiven Industrien – auf CO₂-Begrenzungsziele festgelegt und somit die Grundlage für eine Befreiung von einer CO₂-Abgabe gelegt (BAFU, 2006).

Wird eine solche Abgabe eingeführt, dann werden die freiwilligen Vereinbarungen mittels Verfügung zu rechtlich bindenden Verpflichtungen. In diesem Fall werden für die Jahre 2008-2012 den Firmen im Umfang ihres Emissionsreduktionsziels kostenlose Emissionsrechte zugeteilt. Die absoluten Emissionsreduktionsziele werden mittels eines Bottom-up-Ansatzes abgeleitet: Auf Basis von Produktions- und Emissionsprognosen wird das technische und wirtschaftliche Potenzial der Firmen bestimmt. Bereits durchgeführte Maßnahmen zur Emissionsminderung werden hierbei berücksichtigt. Bei kleineren und mittleren Unternehmen wird ein vereinfachtes Top-down-Modell angewandt (BAFU, 2006). Jährlich müssen die Emissionsgutschriften in Höhe der emittierten Menge entwertet werden – überschüssige Emissionsgutschriften können verkauft oder in die spätere Verpflichtungsperiode übertragen werden. Werden mehr Emissionen ausgestoßen als erlaubt, dann müssen zusätzliche Rechte auf dem heimischen oder internationalen Markt zugekauft werden. Der Schweizer Bundesrat hat den Anteil in der „Verordnung zur Anrechnung der im Ausland erworbenen Emissionsminderungen“ den Anteil der anrechenbaren Zertifikate auf 8% des Emissionsziels beschränkt (BAFU, 2006). Wird ein Emissionsziel ganz verfehlt, dann muss die CO₂-Abgabe für jede seit der Befreiung emittierte Tonne CO₂ nachträglich entrichtet werden. Im Rahmen eines Schweizer Emissionshandels hat die CO₂-Abgabe somit eine Doppelfunktion inne: Zum ersten stellt die Abgabe eine Sanktion im Falle einer Zielverfehlung dar und zweitens setzt sie einen rechtlich verbindlichen Rahmen für die CO₂-Ziele der Firmen. Eine fehlende CO₂-Abgabe würde somit bedeuten, dass eine Zielverfehlung keine rechtlichen Konsequenzen hätte. Darüber hinaus sollte die CO₂-Abgabe genügend hoch sein, um einen funktionierenden CO₂-Markt zu garantieren. Ein funktionierender Markt ist die Voraussetzung für einen möglichen Anschluss an den EU-Emissionshandel – ein solcher Anschluss könnte, aufgrund des größeren Marktes, niedrigere und stabilere CO₂-Preise zur Folge haben.

Nächste Schritte bei der Umsetzung eines Emissionshandelssystems in der Schweiz umfassen eine Entscheidung des Bundesrates über die konkrete Ausgestaltung des Handelssystems, den Aufbau eines nationalen Emissionszertifikate-Registers sowie einer Analyse, inwieweit der Schweizer Emissionshandel mit dem EU-Emissionshandel verknüpft werden könnte.

3 Auswirkungen des CO₂-Emissionshandels auf die Strompreise

Seit Einführung des Emissionshandels haben sich die Strompreise in der EU deutlich erhöht, was insbesondere die Stromversorgungsunternehmen mit dem Emissionshandel begründen. Der Grund ist darin zu finden, dass regional begrenzte oder unvollkommene Märkte wie beispielsweise der deutsche oder europäische Elektrizitätsmarkt es den Stromerzeugungsunternehmen ermöglicht, die Gegenwartskosten für die Emissionszertifikate – die sie entweder kostenlos erhalten haben oder im Rahmen des Emissionshandels erwerben mussten – an die Stromverbraucher weiter zu geben. Dieses Phänomen wird auch als „Einpreisung der CO₂-Kosten“ bezeichnet. Im Folgenden soll kurz auf diese Thematik eingegangen werden.

3.1 Hintergrund

Der Erzeugungspreis von Strom orientiert sich in einem liberalisierten Markt an den Grenzkosten der Stromerzeugung, also im Wesentlichen an den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatekosten eines sogenann-

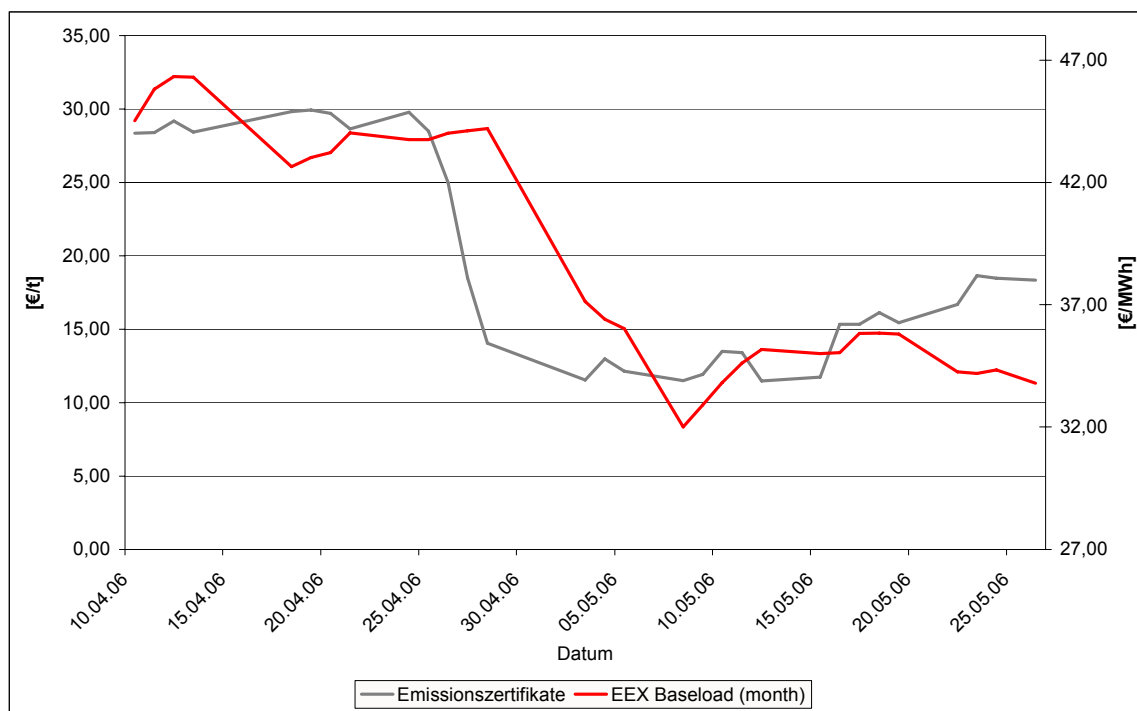
ten Grenzkraftwerkes². Mit anderen Worten werden somit seit 2005 die CO₂-Kosten der Stromerzeugung trotz kostenloser ex-ante-Zuteilung in den Strompreis „eingepreist“ beziehungsweise als Opportunitätskosten der Elektrizitätserzeugung betrachtet. So flossen die CO₂-Kosten häufig in die Einsatzentscheidung der Kraftwerke ein. Als Folge stiegen die Großhandelspreise, obwohl ihnen real keine oder nur geringe Kosten gegenüber standen. Dies führt zu hohen zusätzlichen Gewinnen – sogenannten Windfall Profits – mancher Stromerzeugungsunternehmen.

Kritiker wenden daher ein, dass der Emissionshandel in erster Linie zu Lasten der Stromverbraucher geht, die Stromerzeuger hingegen Gewinne mit den kostenlos zugeteilten Emissionszertifikaten erzielen. Andererseits besteht auch die Ansicht, dass das Verhalten der Stromerzeuger aus den oben genannten Gründen betriebswirtschaftlich gerechtfertigt sei und somit absehbar gewesen sei. Vor diesem Hintergrund gibt es Forderungen, in Zukunft die Zertifikate nicht mehr kostenlos auszugeben, sondern zumindest teilweise zu versteigern. Dies würde – gemäß der oben dargestellten Logik – zu keiner weiteren Strompreiserhöhung führen, jedoch die Windfall Profits der Stromerzeugungsunternehmen zu Gunsten der staatlichen Haushaltseinnahmen verringern.

3.2 Auswirkungen des CO₂-Emissionshandels auf die Strompreise in der EU

Der Einfluss des Preises für Emissionszertifikate auf die Strompreise lässt sich anhand der Entwicklung im Zeitraum zwischen April und Juni 2006 verdeutlichen. Nachdem Mitte April 2006 Überallokationen von Emissionszertifikaten in verschiedenen Teilnehmerstaaten bekannt wurden, fiel der Preis von 28.5 EUR pro Tonne CO₂ (25.4.2006) auf 11.35 EUR pro Tonne CO₂ (3.5.2006). Mit zeitlicher Verzögerung reagierte der Börsenpreis für EEX Baseload und fiel von 44.21 EUR pro MWh (28.4.2006) auf 32 EUR pro MWh (8.5.2006). Figur 2 verdeutlicht diese Entwicklung.

Figur 2: Rückwirkungen des Preises für Emissionszertifikate auf die Strompreise



Quelle: Prognos AG

² Ein sogenanntes Grenzkraftwerk produziert die kWh Strom, welche zuletzt nachgefragt wird. Aufgrund der Handelsmechanismen ist das jeweils aktuelle Grenzkraftwerk unbekannt. Für Deutschland kann beispielsweise davon ausgegangen werden, dass dies ein Erdgas- oder Steinkohlekraftwerk ist, welches bei der Elektrizitätserzeugung flexibel eingesetzt werden kann.

4 Ausblick: Zukünftige Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise und mögliche Ausgestaltung des Emissionshandels in der „Post-Kyoto“ Phase

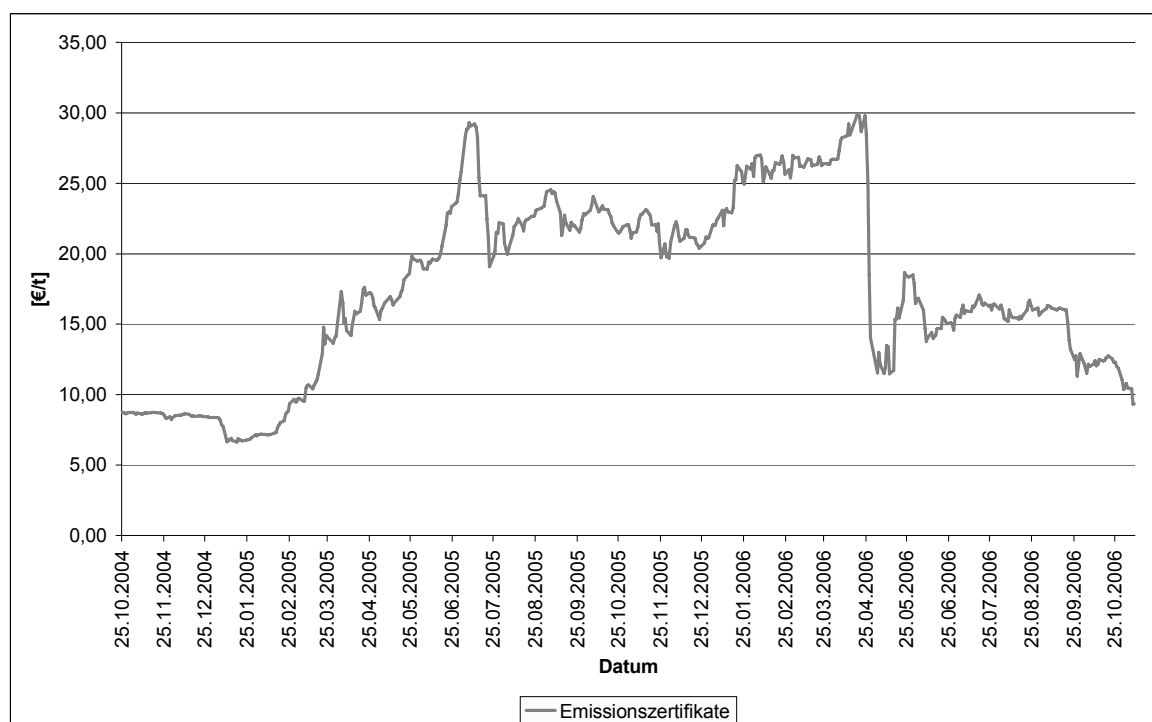
Die weitere Entwicklung der CO₂-Reduktion und damit der Preis von Emissionszertifikaten ist ein wichtiger Parameter für die künftigen Kosten der Stromerzeugung. Die jüngere Vergangenheit hat gezeigt, dass die Zertifikatspreise die Strompreisbildung massiv beeinflussen kann.

4.1 Entwicklung in der Vergangenheit

Der derzeitige Preis von CO₂ im Emissionshandel beträgt zirka 10 EUR pro Tonne CO₂ (8.11.2006). Zwischenzeitlich lag der Preis bei knapp 30 EUR pro Tonne CO₂ (Frühjahr 2006). Anfang März 2005 hingegen lag der Preis noch unter 10 EUR pro Tonne CO₂ – zu dieser Zeit schwankte der Preis etwa zwischen 7-10 EUR pro Tonne CO₂.

Figur 3 stellt die Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate dar. Bis Mitte April 2006 konnte hier eine ansteigende Tendenz beobachtet werden. Mit der Veröffentlichung der Emissionswerte in den Teilnehmerstaaten fiel dann der Preis für Emissionszertifikate rund 30 EUR pro Tonne CO₂ auf knapp 10 EUR pro Tonne CO₂. Zwischenzeitlich schwankt er im Bereich von zirka 10-15 EUR pro Tonne.

Figur 3: Preis für Emissionszertifikate



Datenquelle: EEX

4.2 Erwartete zukünftige Entwicklung

Der Preis für CO₂-Zertifikate wird langfristig durch die Kosten der CO₂-Vermeidung bestimmt. Aus heutiger Sicht ist die CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei der Kohleverstromung mit Kosten von 25 bis 30 EUR pro Tonne CO₂ verbunden. Diese Größenordnung stellt eine Obergrenze dar. Ob diese langfristig erreicht wird, hängt entscheidend von den politisch vorgegebenen Zielen für die CO₂-Reduktion und von der technischen Entwicklung ab. Diese Einschätzung über die zukünftige Entwicklung des Preises für CO₂-Zertifikate deckt sich auch mit der Literatur, welche von Preisen zwischen 5 und 40 EUR pro Tonne CO₂ ausgeht (siehe zum Beispiel auch Sijm et al., 2005).

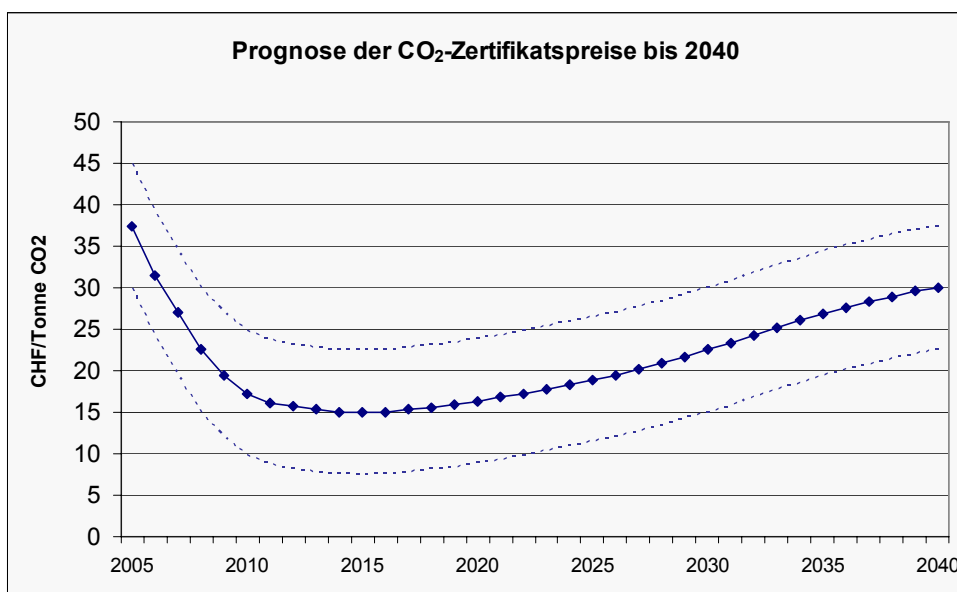
Die vergleichsweise hohen Zertifikatspreise im Rahmen des EU-Emissionshandels vom Sommer 2005 bis 2006 haben sich bereits (mit einem abrupten Prozess) deutlich zurück gebildet. Nach Einschätzung der Prognos AG wird er noch eine Zeitlang um ein eher niedrigeres Niveau (um 10 EUR pro Tonne) pendeln. Hierfür sprechen folgende Argumente (Prognos AG, 2006):

- Der Zertifikatsmarkt ist noch nicht hinreichend liquide, kleine Veränderungen bei Angebot oder Nachfrage können erhebliche Preisreaktionen auslösen. Dies wird sich ändern, wenn auf längere Sicht weitere Sektoren in den Handel einbezogen werden.
- In der zweiten Handelsperiode (2008 bis 2012) nehmen die neuen EU-Staaten am Handel teil. Aller Voraussicht nach werden sie als Nettoanbieter von Zertifikaten auftreten, wodurch der Zertifikatspreis tendenziell sinkt.
- Für die Post-Kyoto-Zeit wird die Ausdehnung des Zertifikatshandels weit über die EU hinaus erwartet. Denn innerhalb der EU dürfte sich die Erkenntnis durchsetzen, dass Klimaschutz nur dann wirklich sinnvoll ist, wenn er auf möglichst breiter Basis erfolgt. Zudem lässt die Zunahme von Klimakatastrophen erwarten, dass die USA, Kanada sowie zahlreiche Entwicklungsländer die Notwendigkeit von Klimaschutzmassnahmen erkennen.

Ein regional stark ausgeweiteter Zertifikatshandel ist aber nur dann wahrscheinlich, wenn die Reduktionsverpflichtungen massvoll und damit die Zertifikatspreise moderat bleiben. Bis etwa 2015 wird deshalb ein Einpendeln des Zertifikatspreises (mit gewissen Schwankungen, deren Grössenordnung derzeit noch nicht prognostizierbar ist) in einer Grössenordnung von 10 EUR pro Tonne CO₂ erwartet. Danach werden die Preise real langsam ansteigen (bis 2030 auf etwa 15 EUR pro Tonne CO₂), weil zunehmend teurere Massnahmen zur weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen ergriffen werden müssen. Nach dem Jahr 2030 wird erwartet, dass die Grenzvermeidungskosten für CO₂ weiter ansteigen und der Zertifikatspreis bis zum Jahr 2040 die Marke von zirka 20 EUR pro Tonne CO₂ überschreiten wird. Bei moderaten Minderungszielen und Fortschritten bei der CO₂-Abscheidung und -Lagerung sind im Jahr 2055 Kosten unterhalb von 25 EUR pro Tonne CO₂ denkbar.

Die Entwicklung des vergangenen Jahres hat sich etwa innerhalb des „Volatilitätskorridors“ abgespielt, der in Figur 4 in den gestrichelten Linien skizziert ist.

Figur 4: **Prognose der CO₂-Zertifikatspreise bis 2035 (in CHF (2003), reale Preise)**



Quelle: Prognos AG

Der Preis von CO₂ wird grundsätzlich definiert als ein Aufschlag auf den Basisbrennstoffpreis. Der CO₂-Preis beeinflusst jedoch nicht nur die gesamte Strompreisbildung, sondern wirkt auch auf den Basisbrennstoffpreis zurück. Ein höherer Preis des CO₂ könnte zur Folge haben, dass die (Basis)Brennstoffkosten unter Druck geraten. Durch den höheren Brennstoffpreis (inklusive CO₂-Kosten) sinkt die Nachfrage, was eine Gegenwirkung auf die Basisbrennstoffkosten hat (Hofer, 2006).

Literaturverzeichnis Exkurs 4

BAFU Bundesamt für Umwelt (2006). Emissionshandel in der Schweiz. BAFU, Bern.

Sijm, J.P.M., Bakker, S.J.A., Chen, Y., Harmsen, H.W., Lise, W. (2005). CO₂ Price Dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity. ECN, Petten/Amsterdam.

EWI/Prognos AG (2005). Energiereport IV; Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030; Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln & Prognos AG Basel. Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin.

Hofer, P. (2006). Einfluss des CO₂-Zertifikatspreis auf den Brennstoffkosten. Persönliche Kommunikation mit Herrn Hofer, Prognos AG, Basel.

Prognos AG (2006). Neue Berechnungen des CO₂-Preises nach dem Energiereport IV von EWI/Prognos AG. Schlesinger, M. & Kirchner, A. Prognos AG, Basel. Internes Dokument (to be published).

Ziesing, H-J. (2006): Trotz Klimaschutzabkommen: Weltweit steigende CO₂-Emissionen, DIW-Wochenbericht 35/2006, S. 485-499, Berlin.

5. Exkurs: Potenzialbegriffe

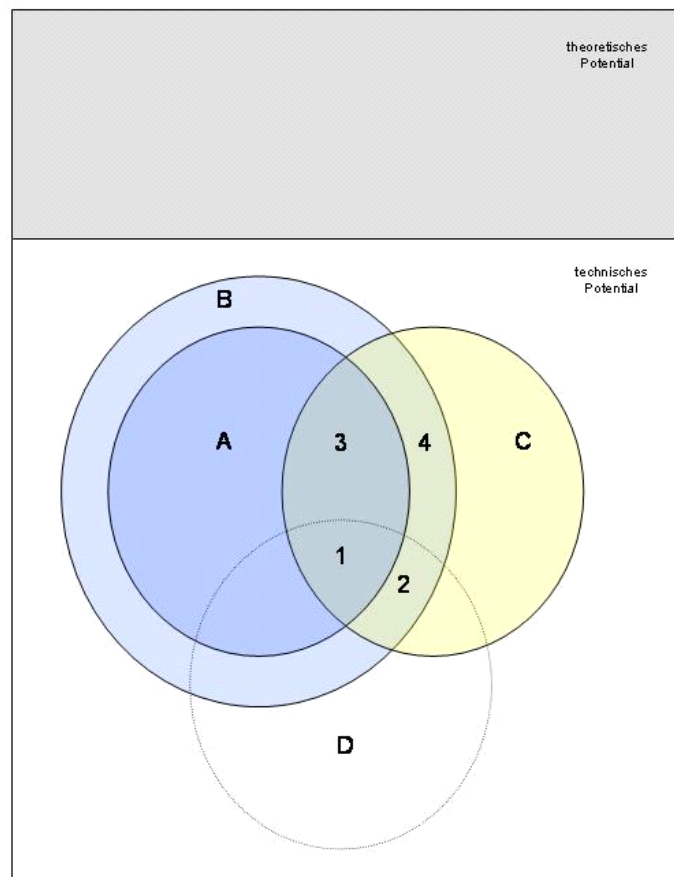
Michel Piot, Bundesamt für Energie

In diesem Exkurs werden Definitionen zu den einzelnen Potenzialen bereitgestellt, um in den nachfolgenden Exkursen eine einheitliche Begriffsverwendung zu garantieren. Der Exkurs ist kurz gehalten. Für weitere Details wird auf [2] verwiesen.

1 Potenzialdefinitionen

Die nachfolgenden Definitionen mit den entsprechenden Buchstaben und Zahlen nehmen Bezug auf Figur 1.

Figur 1: **Potenzialbegriffe in graphischer Darstellung**



Die Grossbuchstaben beziehen sich auf den vollen Kreis, die Zahlen nur auf die entsprechenden Teilflächen. Abkürzungen: A: wirtschaftliches Potenzial (P), B: erweitert wirtschaftliches P., C: ökologisches P., D: soziales Akzeptanz-Potenzial

1.1 Theoretisches Potenzial

Definition: Das theoretische Potenzial einer erneuerbaren Energie beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (Quelle: [1])

Bei erneuerbaren Energien handelt es sich meist um jährlich stark fluktuierende Grössen. Daher bezieht sich das theoretische Potenzial im Allgemeinen auf ein langjähriges Mittel des Energieangebots.

1.2 Technisches Potenzial

Definition: Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist.

1.3 Ökologisches Potenzial

Definition: Das ökologische Potenzial (C) ist der Anteil des technischen Potenzials, der zu keiner zusätzlichen permanenten (das heisst irreversiblen) Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt führt (Quelle: [3]).

Was „ökologisch“ ist, lässt einen Interpretationsspielraum offen. Aus obiger Definition geht hervor, dass der heutige Zustand als Referenzzustand betrachtet wird. Dies mag auf Anhieb nicht befriedigen, doch handelt es sich bei diesem Zustand um einen willkürlich gewählten Referenzpunkt, der mit entsprechenden gesetzlichen Anforderungen an den Umweltschutz verschoben werden kann. Im weiteren ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass Ökologie gemäss obiger Definition a priori keine landschaftsästhetischen Aspekte berücksichtigt.

1.4 Wirtschaftliches und erweitert wirtschaftliches Potenzial

Aus ökonomischer Sicht ist eine Unterscheidung zwischen erweitert wirtschaftlichem und wirtschaftlichem Potenzial sinnvoll. Unter „erweitert wirtschaftlich“ kann auch gesamtwirtschaftlich, und unter „wirtschaftlich“ auch betriebswirtschaftlich – oder einzelwirtschaftlich – verstanden werden. Um diese Unterscheidung zu berücksichtigen werden folgende Definitionen verwendet:

Definition: Das wirtschaftliche Potenzial (A) ist der Anteil des technischen Potenzials, den man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Anlage) für die Energieumwandlung einer erneuerbaren Energiequelle berechnet und in der gleichen Bandbreite liegen wie die Gesamtkosten konkurrierender Systeme.

Das wirtschaftliche Potenzial berücksichtigt keine Fördermassnahmen für die Energieerzeugung aber solche, die aus anderen Gründen gewährt werden. Eine CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen führt zwar zu höheren Gesamtkosten konkurrierender Systeme, hat aber nichts mit einer Fördermassnahme zu tun. Trotzdem wird dadurch aber das wirtschaftliche Potenzial der erneuerbaren Energiequelle vergrössert.

Definition: Das erweitert wirtschaftliche Potenzial (B) ist der Anteil des technischen Potenzials, den man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Anlage) unter Einbezug möglicher Förderungen für die Energieumwandlung einer erneuerbaren Energiequelle berechnet und in der gleichen Bandbreite liegen wie die Gesamtkosten konkurrierender Systeme.

Gegenüber dem wirtschaftlichen Potenzial ergibt sich dieses Potenzial aus der Konkurrenzfähigkeit der gewinnbaren Energie unter zusätzlichem Einbezug von aus energiepolitischen Gründen vollzogenen Fördermassnahmen. Beispiel solcher Fördermassnahmen sind:

- Beiträge, die unabhängige Produzenten von erneuerbaren Anlagen gemäss Energiegesetz Art. 7 erhalten;
- Anlagen, die eine kostendeckende Einspeisevergütung erhalten;

- Beiträge, die für erneuerbare Energien aus der Vermarktung an Ökostrom-Börsen gelöst werden können.

Die Bestimmung des wirtschaftlichen und erweitert wirtschaftlichen Potenzials ist stark von Annahmen und schwankenden Einflussparametern abhängig. Einerseits spielen Grössen wie Zinssatz, Abschreibungsdauer und prognostizierte Lebensdauer einer Anlage eine wichtige Rolle, andererseits aber auch der Preis für fossile Energieträger.

Nun werden noch einzelne Schnittmengen der Figur 1 definiert.

1.5 Ausschöpfbares Potenzial

Definition: Als ausschöpfbares Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen und erweitert wirtschaftlichen Potenzials definiert, was der Vereinigung der Flächen 1, 2, 3 und 4 entspricht.

In der Regel wird allerdings nicht das ganze ausschöpfbare Potenzial realisiert, da eine weitere, äusserst subjektive Komponente in die Betrachtung einfließt, die nachfolgend als das soziale Akzeptanz-Potenzial (Figur 1: Kreis D) bezeichnet wird. Was sozial akzeptabel ist, ist ebenfalls interpretationsbedürftig. Dieses Potenzial berücksichtigt unter anderem, dass ein Projekt aus landschaftsästhetischen Gründen nicht realisiert wird, obschon es unter Umständen im ökologischen und wirtschaftlichen Potenzial enthalten wäre.

1.6 Erwartetes Potenzial

Definition: Als erwartetes Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen, des erweitert wirtschaftlichen und des sozialen Akzeptanz-Potenzials definiert, was der Vereinigung der Flächen 1 und 2 entspricht.

Das erwartete Potenzial kann auch als realisierbares Potenzial bezeichnet werden. Auf Anhieb entsteht der Eindruck, dass die Fläche 1, also die Schnittmenge des ökologischen und wirtschaftlichen Potenzials, das auch sozial akzeptiert ist, bereits vollständig verwirklicht sein sollte, da Investoren ein Interesse an der Realisierung der entsprechenden Projekte haben sollten. Dass dem nicht notwendigerweise so ist, kann verschiedene Gründe haben:

- Die Ausschöpfung der Potenziale ist ein träger Vorgang, das heisst, dass potentielle Investoren Strategien haben können, die sich nicht mit dem entsprechenden Ausbau vereinbaren lassen oder sie berücksichtigen Projekte (unter Umständen im Ausland) die einen höheren Return-on-invest generieren, so dass die Prioritätensetzung anders ist.
- Sowohl das wirtschaftliche als auch das soziale Akzeptanz-Potenzial sind zeitabhängig. Da Bauten im Energiesektor mit langen Investitionszyklen verbunden sind, muss eine Investition über lange Zeit wirtschaftlich sein, damit sie auch umgesetzt wird. Ist die Planungs- und damit Investitionssicherheit als Folge von unsicheren politischen Rahmenbedingungen (soziale Akzeptanz, Steuern) und wirtschaftlichen Unsicherheiten (Preisentwicklung der fossilen Brennstoffe, Änderung der Förderungsbeiträge) zu gross, wird möglicherweise auf ein Projekt verzichtet, auch wenn es unter heutigen Bedingungen die Kriterien der Ökologie, Ökonomie und sozialen Akzeptanz erfüllen würde.
- Das menschliche Verhalten unterliegt gewissen Wertvorstellungen, die unter rationaler Argumentation dem Prinzip der objektiven (systemischen) Nutzenmaximierung nicht notwendigerweise entsprechen müssen.

1.7 Ausbaupotenzial

Alle Potenziale können in bereits realisierte und nicht realisierte Potenziale unterteilt werden. Beim noch nicht realisierten Potenzial wird nachfolgend vom Ausbaupotenzial gesprochen. So ist zum Beispiel das theoretische Ausbaupotenzial die Differenz zwischen dem theoretischen Potenzial und dem bereits realisierten Potenzial und das erwartete Potenzial die Summe des bereits realisierten Potenzials und des erwarteten Ausbaupotenzials.

Definition: Das theoretische (technische, ökologische, wirtschaftliche, ausschöpfbare, erwartete) Ausbaupotenzial ist die Differenz zwischen dem theoretischen (technischen, ökologischen, wirtschaftlichen, ausschöpfbaren, erwarteten) Potenzial und dem bereits realisierten Potenzial

Im Zusammenhang mit der Frage nach den Möglichkeiten eines weiteren Ausbaus der in der Schweiz interessiert somit das Ausbaupotenzial.

Literaturverzeichnis Exkurs 5

- [1] Kaltschmitt Martin, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese: Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Berlin 2005.
- [2] Piot Michel: Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz, EPFL, Lausanne 2006.
- [3] Volken Thomas: Internes Arbeitsdokument, BFE, Bern 2005.

6. Exkurs: Flugverkehr

Thomas Volken, Bundesamt für Energie

Für die Perspektivarbeiten des BFE gilt grundsätzlich die Kyoto-Regelung. Das heisst für den Flugverkehr, dass nur der nationale Anteil bei der Energienachfrage und den Emissionsberechnungen berücksichtigt wird. Im vorliegenden Exkurs soll aber neben dem nationalen auch der internationale Flugverkehr bezüglich Entwicklung, Energieverbrauch und Emissionen dargestellt werden.

1 Die Besonderheiten des Flugverkehrs

Der internationale Flugverkehr nimmt innerhalb des Gesamtverkehrs in mehrfacher Hinsicht eine besondere Rolle ein:

- Kein anderer Verkehrsträger erlaubt es, sämtliche grösseren Zentren auf der Welt innert kurzer Frist auf direktem Weg zu erreichen. Für grössere Distanzen gibt es deshalb keine Substitutionsmöglichkeiten.
- Der Infrastrukturbedarf ist vergleichsweise gering und basiert mehrheitlich auf privaten Anbietern.
- Die Betreiber internationaler Airlines sind mehrheitlich in privater Hand. Die Kosten für die Nutzung der Infrastrukturen werden weitgehend von den Verursachern getragen. Dies gilt zum Teil auch für Kosten zur Vermeidung oder Verringerung negativer Umweltauswirkungen (zum Beispiel Lärm), welche über Gebühren (charges) abgegolten werden.
- Da der Luftverkehr mehrheitlich international abgewickelt wird, sind internationale Verträge und Verpflichtungen bindend.
- Wenn der Energieverbrauch über den Absatz der Flugtreibstoffe ermittelt wird, fällt nur ein Bruchteil davon im Inland an. Dies gilt auch für die Emissionen.
- Politikinstrumente, welche CO₂- und Schadstoffemissionen reduzieren, können vorerst nur auf nationaler Ebene ergriffen werden. Die Schweiz besteuert beispielsweise den Flugtreibstoff auf Inlandflügen, und auf den Schweizer Landesflughäfen werden entsprechend der Schadstoffemissionen von Flugzeugtriebwerken Emissionsgebühren erhoben.
- Zur Reduktion der CO₂-Emissionen des internationalen Luftverkehrs sind entsprechend internationale Instrumente notwendig.
- Instrumente, welche die CO₂-Reduktion betreffen, stehen oft im Widerspruch zur Reduktion anderer negativer Umweltauswirkungen wie zum Beispiel Lärm, Stickoxide oder führen zu einer Erhöhung der Kondensstreifenbildung. Letztere trägt nach heutigem Kenntnisstand netto zur Klimaerwärmung bei.

Diese Liste kann als Erklärung dienen, warum der internationale Flugverkehr (wie der internationale Schiffsverkehr) nicht für die Zuordnung von Emissionen im Kyoto-Protokoll enthalten ist und internationale Flüge von der Mineralölsteuer befreit sind. Aus denselben Gründen hat die Schweiz den Luftverkehr auch von der CO₂-Gesetzgebung ausgeschlossen.

Die Schweiz beteiligt sich im Rahmen ihrer Mitgliedschaft bei der ICAO (International Civil Aviation Organisation) und der ECAC (European Civil Aviation Conference) an der Entwicklung geeigneter marktwirtschaftlicher Instrumente. Die Frage der Einführung von Emissions Trading für den Luftverkehr respektive die Integration des Luftverkehrs in das bestehende EU-Emissionshandelssystem wer-

den zurzeit auf Ebene der ICAO sehr kontrovers diskutiert. Mögliche Lösungsvorschläge im Sinne einer ICAO-Wegleitung hierzu können frühestens für den Herbst 2007 erwartet werden.

2 Nationaler versus internationaler Flugverkehr

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls berechnet die Schweiz den Energieverbrauch beziehungsweise die CO₂-Emissionen der Verkehrsträger nach dem Absatzprinzip. Im Bereich der zivilen Luftfahrt umfasst das Absatzprinzip die gesamte in der Schweiz getankte Treibstoffmenge. Dabei wird zwischen Inlandverkehr (alle Flüge von A nach B in der Schweiz) und Auslandverkehr (alle Flüge von der Schweiz zu einer ausländischen Destination) unterschieden. Die Treibstoffmenge aus dem Inlandverkehr wird der Schweiz im Rahmen des Kyoto-Protokolls zugerechnet, die Treibstoffmenge aus dem Auslandverkehr gehört zu den sogenannten „Bunkerfuels“. Die „Bunkerfuels“ der verschiedenen Länder kommen in einen gemeinsamen Topf (wie die „Bunkerfuels“ der internationalen Schifffahrt).

Die Unterscheidung national/international ist für das Kyoto-Protokoll und damit die Energieperspektiven und für die Besteuerung des Treibstoffs entscheidend und soll deshalb im Folgenden, soweit als möglich, durchgezogen werden. Eine Übersicht über verschiedene Erfassungsprinzipien und deren Auswirkungen erfolgt weiter hinten.

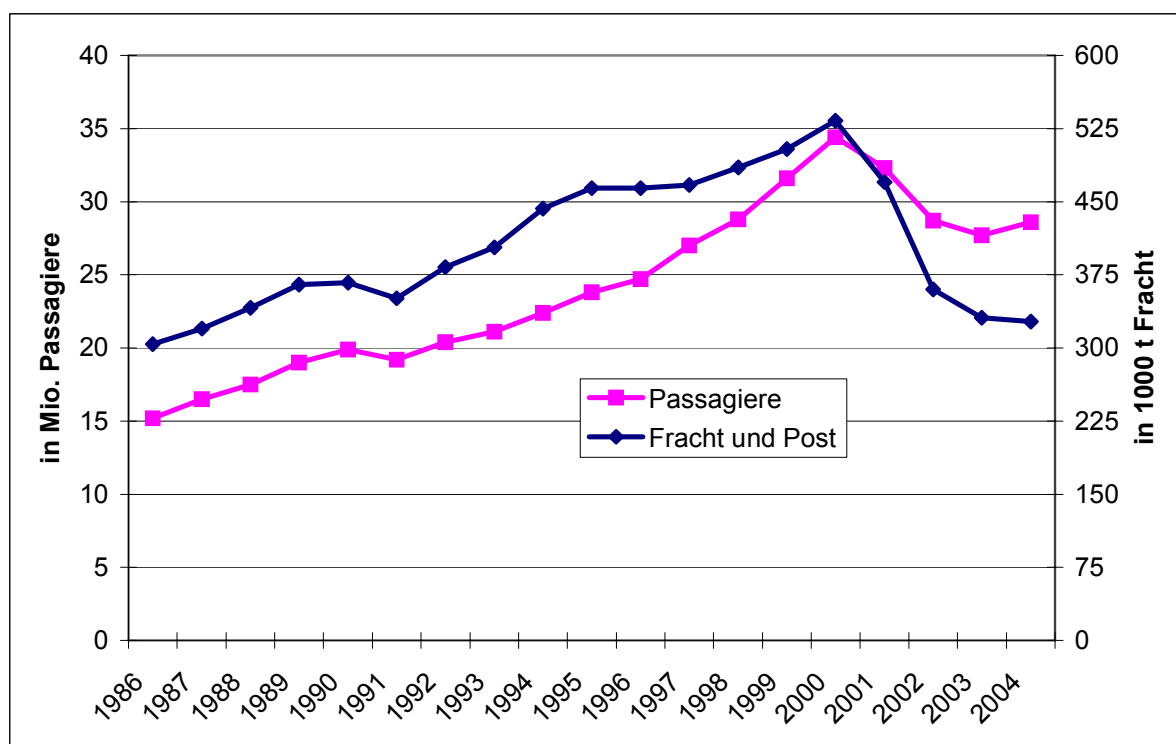
3 Die Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz

3.1 Entwicklung des internationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Passagier- und Frachtzahlen über die letzten knapp zwanzig Jahre auf. Zusammengezählt werden die Passagiere und die Fracht der Landesflughäfen Zürich, Genf und Basel-Mulhouse sowie der Regionalflugplätze Bern, Lugano, St.Gallen-Altenrhein und Sion.

Es gilt anzumerken, dass durch den Einbezug der Regionalflugplätze auch ein vergleichsweise kleiner Anteil aus dem nationalen Flugverkehr in den Passagier- und Frachtzahlen enthalten sein wird. Bis 2001 zeigen sowohl Passagieraufkommen als auch Fracht mit Ausnahme des Jahres 1991 (Golfkrieg) steigende Tendenz. Im Jahre 2001 haben die Terroranschläge vom 11. September, der Zusammenbruch der Swissair, die SARS-Krise sowie der Beginn des Irakkrieges einen Abwärtstrend ausgelöst, der bei den Passagierzahlen bis 2003 anhielt.

Figur 1: **Entwicklung der Passagier- und Frachtzahlen des internationalen Flugverkehrs in der Schweiz**

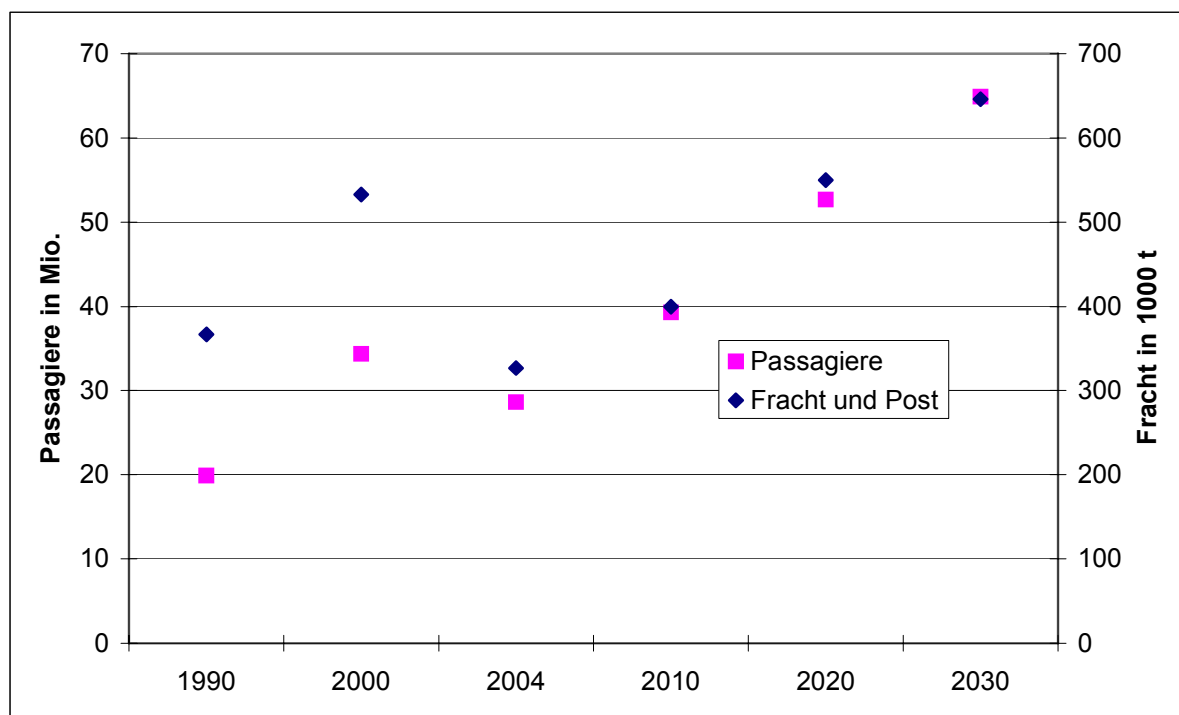


Datenquelle: [3]

3.2 Entwicklung des internationalen Flugverkehrs in der Zukunft

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Flugverkehrs hat das Büro Intraplan im Auftrag des Bundesamts für Zivilluftfahrt (BAZL) ein Modell entwickelt, mit dem sowohl die flughafenübergreifende Verkehrsentwicklung als auch die flughafenspezifischen Entwicklungen, wie zum Beispiel für den Flughafen Zürich, erfasst werden können. Es handelt sich um ein Gesamtverkehrsmodell. Das heisst, der Luftverkehr wird als Teil des Gesamtverkehrssystems behandelt, und auf diese Weise wird sowohl die Ergänzungsfunktion des Landverkehrs (zum Beispiel im Zulauf zum Luftverkehr) als auch die Konkurrenzfunktion des Landverkehrs (zum Beispiel Hochgeschwindigkeitsverkehr der Bahn als Ersatz von Kurzstreckenflügen) berücksichtigt. Die Perspektiven erfolgen zunächst für das Jahr 2020 und durch weitere Modellanwendungen für die Zwischenjahre 2010 und 2015. Danach wurde ein Ausblick bis 2030 gemacht. Die folgende Grafik zeigt die erwarteten Passagier- und Frachtzahlen:

Der Trend, der sich bei den Passagierzahlen nach dem Einbruch im Jahre 2001 bereits 2004 wieder gedreht hat, setzt sich gemäss Prognosen in den nächsten 25 Jahren unvermindert fort. Sowohl bei den Passagieren als auch bei Fracht und Post kann im Zeitraum zwischen 2004 und 2020 von einem praktisch linearen Wachstum von geschätzten 3.9% pro Jahr bei den Passagieren und 3.3% pro Jahr bei der Fracht ausgegangen werden.

Figur 2: **Perspektiven des BAZL bis 2030**

Datenquelle: [3]

3.3 Entwicklung des nationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit

Der nationale Flugverkehr hat in den letzten Jahren einen massiven Einbruch erlitten. Hauptgründe sind der Zusammenbruch der Swissair, das Wegfallen der Crossair durch den Zusammenschluss zur neuen Swiss International Airlines und das Wegfallen von Zwischenstopps an einem der Landesflughäfen bei den internationalen Flügen (zum Beispiel Flug Zürich-New York mit Zwischenstopp in Genf-Cointrain). Die Crossair führte zahlreiche Inlandflüge in ihrem Programm, die dank Turboprop-Maschinen zu günstigen Tarifen angeboten werden konnten. Heute gibt es praktisch keine Inland-Linienflüge mehr. Die Kleinaviatik verzeichnete in den letzten Jahren sinkende Pilotenzahlen. Die höheren Treibstoffpreise wie auch die zunehmende Regulierungsdichte haben dazu beigetragen, dass diese Sparte rückläufige Tendenz aufzeigt.

3.4 Entwicklung des nationalen Flugverkehrs in der Zukunft

Zur zukünftigen Entwicklung des nationalen Luftverkehrs gibt es keine Perspektiven. Am sinnvollsten gilt die Annahme, dass er sich auf dem jetzigen Niveau einpendeln wird. Leicht ansteigende Tendenz wäre zu erwarten, falls die Fluggesellschaften günstige Angebote für Inlanddestinationen machen könnten. Das würde jedoch bedingen, dass die Strecken mit sehr effizienten Turboprop-Maschinen bedient werden. Diese stossen heute auf Akzeptanzschwierigkeiten bei den Fluggästen (zum Beispiel Propellerflugzeug wird als „alte Technologie“ interpretiert, Passagierkomfort, „zu hohe Innenbeschallung“). Ungewiss scheint auch, wie sich die Substitution herkömmlicher Kleinflugzeuge durch sogenannte Ecolight-Flugzeuge zukünftig entwickeln wird. Es handelt sich hierbei um besonders leichte und effiziente Motorflugzeuge.

4 Energiebedarf des Luftverkehrs und CO₂-Emissionen

4.1 Prinzipien zur Berechnung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen

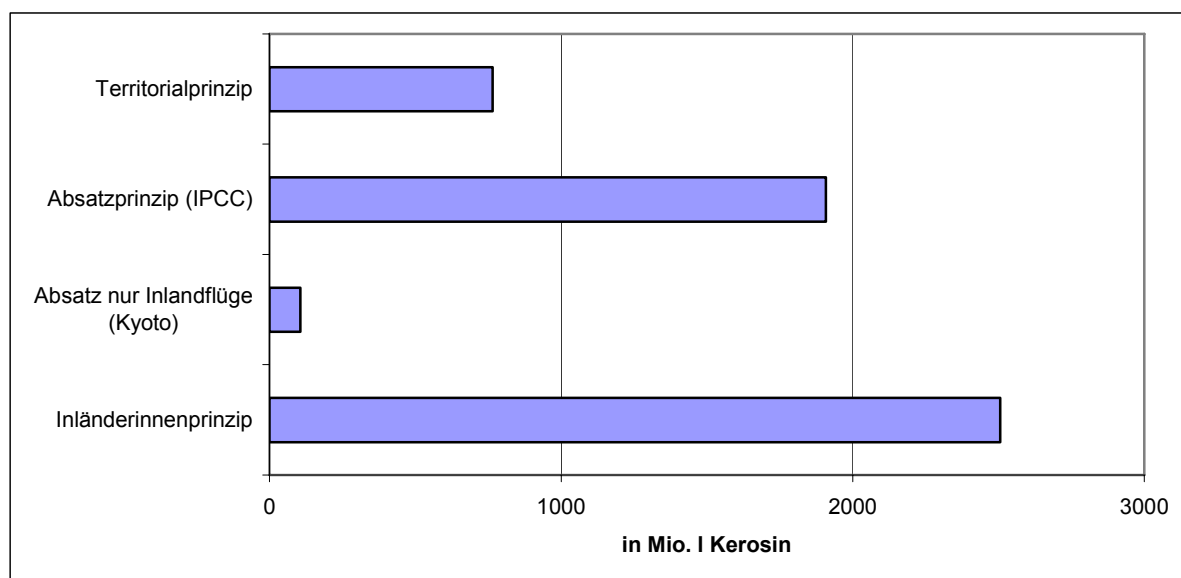
Allen Transportmitteln ist gemeinsam, dass sie teilweise im grenzüberschreitenden Verkehr eingesetzt werden. Für Luftverkehrsmittel trifft dies im Besonderen zu. Daraus ergeben sich bezüglich Zuordnung und Erfassung von Verbrauch und den daraus abgeleiteten CO₂-Emissionen zu einer nationalen Bilanz einige Probleme. Je nach Erfassungsprinzip werden bestimmte Belastungen einem Land angerechnet, obwohl sie anderswo anfallen oder sie treten in keiner Bilanz auf. Am Beispiel des Flugverkehrs soll die Auswirkung der Wahl des Erfassungsprinzips gezeigt werden. Mögliche Erfassungsprinzipien sind [5]:

- Territorialprinzip (Flüge innerhalb des Luftraums der Schweiz)
- Absatzprinzip (die im Inland total getankte Menge an Treibstoffen, entspricht der IPCC-Richtlinie)
- Absatzprinzip nur Inlandflüge (der Schweiz gemäss Kyoto-Protokoll zugerechnet)
- Inländer/Inländerinnenprinzip (sämtliche Flüge der Schweizerinnen und Schweizer, entspricht der Idee des Verursacherprinzips).

Neben diesen vier Prinzipien gibt es noch das Hin-/Rückflugprinzip (Start in der Schweiz bis zur nächsten Landung und vom letzten Auslandflughafen wieder zurück in die Schweiz). Die dazu erhobenen Daten sind jedoch nach Aussage des BAZL mit grossen Unsicherheiten und Ungenauigkeiten verbunden, so dass auf dieses Prinzip hier nicht näher eingegangen wird.

Die Ergebnisse können je nach Prinzip sehr stark variieren, wie Figur 3 für das Jahr 1999 zeigt.

Figur 3: **Kerosinverbrauch des schweizerischen (national und international) Flugverkehrs 1999, berechnet nach unterschiedlichen Prinzipien**



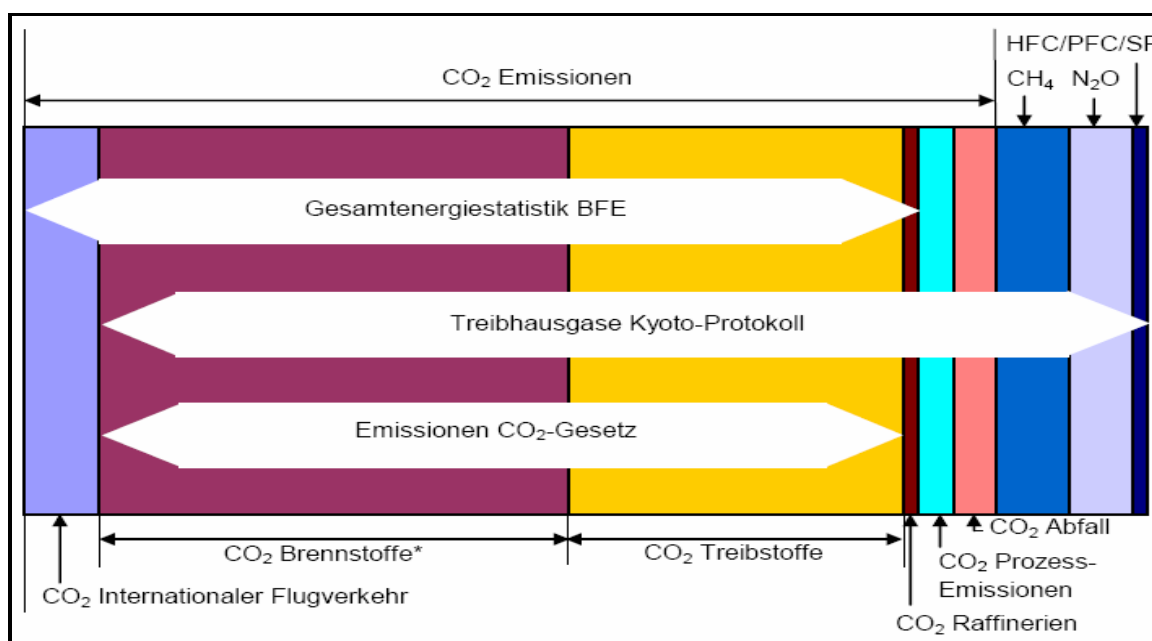
Datenquelle: [5]

Es ist zu beachten, dass die Berechnungsgrundlagen für die verschiedenen Prinzipien einander nicht unbedingt entsprechen. Jedoch können folgende grundsätzliche Aussagen gemacht werden: Das Absatzprinzip, welches bei der Gesamtenergiestatistik des BFE verwendet wird, ist zwar einfach zu handhaben, der Flugverkehr kommt jedoch durch die hohen Tankmengen in der Schweiz und den nur geringen Flugdistanzen über dem Territorium der Schweiz im Vergleich zum Territorialprinzip schlecht

weg. Allerdings geht gemäss Kyoto-Protokoll nur der Inlandanteil des Treibstoffverbrauchs nach Absatzprinzip in die CO₂-Bilanz der Schweiz ein. Zusammengefasst kann gesagt werden, dass sich das Absatzprinzip eignet, um globale Effekte abzubilden. Das Territorialprinzip hat hingegen für die Luftreinhaltepolitik der Schweiz eine wichtige Bedeutung.

Entsprechend den unterschiedlichen Allokationsprinzipien zur Ermittlung des Verbrauchs von Flugtreibstoffen finden die unterschiedlichen Prinzipien auch in den CO₂-Bilanzen ihren Niederschlag. Figur 4 zeigt den Zusammenhang zwischen Gesamtenergiestatistik und den massgebenden Emissionen nach CO₂-Gesetz beziehungsweise nach Kyoto-Protokoll.

Figur 4: Die CO₂-Emissionen der Schweiz in unterschiedlichen Bilanzen



Quelle: [1]

Nach CO₂-Gesetz sind nur die CO₂-Emissionen aus fossilen Brenn- und Treibstoffen relevant, ausgenommen die CO₂-Emissionen der Raffinerien und, wie beim Kyoto-Protokoll, die CO₂-Emissionen des internationalen Flugverkehrs. Nach Kyoto-Protokoll müssen weitere Emissionen mit einbezogen werden, nämlich die CO₂-Emissionen aus den industriellen Prozessen (nicht-energetische CO₂-Emissionen) und der Abfallverbrennung sowie die Emissionen von Methan, Lachgas und der synthetischen Gase. Die Nicht-CO₂-Emissionen werden dabei in CO₂-Äquivalente umgerechnet.

Bei den folgenden Darstellungen wird der Verbrauch aufgrund des Absatzprinzips ermittelt, weil damit ein Vergleich der aus verschiedenen Quellen stammenden Daten ermöglicht wird. Für die Energieperspektiven des BFE ist die Systemabgrenzung gemäss Kyoto-Protokoll und gemäss IPCC-Richtlinien massgebend, wozu der nationale und internationale Flugverkehr wiederum gesondert betrachtet werden.

Die CO₂-Emissionen lassen sich unter der Annahme einer vollständigen Verbrennung durch Multiplikation der Absatzmenge mit dem Emissionsfaktor (= 3.15 kg CO₂ pro kg Treibstoff Jet Fuel) direkt aus dem Absatz ableiten. Sie werden deshalb in den folgenden Kapiteln nicht separat dargestellt.

4.2 Klimaveränderungen durch den Flugverkehr [2]

Flugzeugtriebwerke produzieren neben heisser Luft wie andere mit fossiler Energie betriebene Verbrennungsmotoren CO₂ (Kohlendioxid), H₂O (Wasserdampf), NO_x (Stickoxide) und SO_x (Schwefeloxide), sowie Spuren von Partikeln und weiterer Gase aus unvollständiger Verbrennung. Ein gros-

ser Teil der Flugverkehrsemissionen gelangt direkt in die obere Troposphäre und untere Stratosphäre, dies im Unterschied zu Quellen am Erdboden, deren Emissionen teilweise nur in Bodennähe wirksam werden. Zudem können aus Flugzeugemissionen Kondensstreifen und daraus induzierte Zirruswolken entstehen. Es stellt sich deshalb die Frage, in welchem Verhältnis die Klimaauswirkungen durch Emissionen von Bodenquellen und Flugzeugen stehen.

Bei langlebigen Emissionen wie zum Beispiel dem CO₂-Molekül, welches in der Atmosphäre nach heutigem Wissen eine mittlere Verweildauer von rund 100 Jahren aufweist und darin gut durchmischt ist, spielt es für die Auswirkungen auf den Strahlungshaushalt der Erde keine Rolle, ob die Emission am Boden oder direkt in der oberen Troposphäre stattgefunden hat. Ein Vergleich zwischen Bodenquellen und Flugzeugen auf die Atmosphäre kann direkt zum Beispiel über den Absatz von fossilen Energieträgern gemacht werden. Im IPCC-Bericht "Aviation and the Global Atmosphere" von 1999 [6] wurde deshalb bezüglich CO₂ ein globaler Anteil von nur 2% für den Flugverkehr genannt.

Bei der Modellierung der Auswirkungen von kurzlebigeren Emissionen und deren Effekten (zum Beispiel NO_x, Kondensstreifen) wird die Situation wesentlich komplexer. Am Beispiel der NO_x-Emissionen soll dies veranschaulicht werden:

Durch chemische Umwandlungsprozesse, welche in relativ kurzer Zeit stattfinden, führen NO_x-Emissionen in der oberen Troposphäre (egal ob aus Flugzeugtriebwerken oder vom Boden in die Höhe transportiert) zur Bildung des Treibhausgases Ozon und zum Abbau des (aus Bodenquellen stammenden) Treibhausgases Methan. Fliegt ein Flugzeug in der unteren Stratosphäre, findet dagegen durch NO_x ein Ozonabbau statt. Die Konzentrationsänderungen von Treibhausgasen führen demnach zu positiven und negativen Änderungen in der Strahlungsbilanz der Erde. Dies wurde im Spezialbericht der IPCC ([6]) über die globalen Auswirkungen des Flugverkehrs mit "Radiative Forcing (RF)" bezeichnet. Radiative Forcing (gemessen in Milliwatt pro Quadratmeter) gibt an, wie sich die Energiebalance der Erdatmosphäre auf Grund von Konzentrationsveränderungen der Treibhausgase kurzfristig ändert. Es ist wichtig zu verstehen, dass die angegebenen RF-Werte (zum Beispiel für die Auswirkung von NO_x) sogenannte instantane Werte sind. Es spielt eine Rolle, wo und zu welcher Tageszeit kurzlebige Emissionen freigesetzt werden und welche Lebensdauer sie aufweisen. Die berechneten Auswirkungen auf die mittlere globale Oberflächentemperatur der Erde sind deswegen sehr stark vom gewählten Berechnungszeitraum abhängig. So kann das instantane RF für durch NO_x gebildetes Ozon ein Vielfaches des CO₂-RF betragen. Aber je nach gewähltem Berechnungszeitraum (10, 20, 50, 100 Jahre) entsteht ein anderes Bild. Werden die CO₂- und NO_x-Emissionen (beziehungsweise Ozon) der globalen Flugzeugflotte während eines Jahres modelliert und die dadurch bedingten Auswirkungen auf die Änderung der mittleren globalen Oberflächentemperatur der Erde berechnet, so dominiert beispielsweise nach 50 Jahren der Effekt durch das CO₂ über den Effekt durch Ozonbildung.

Auch wenn ein Berechnungszeitraum definiert wird, führt die grosse Komplexität und die Abhängigkeit von vielen Parametern zu grossen Unsicherheiten in der Quantifizierung (ausser bei CO₂). Eine weitere Schwierigkeit besteht darin, dass Veränderungen der Flugzeugtechnologie (zum Beispiel CO₂-Reduktion) die kurzlebigen Effekte in jeder Richtung beeinflussen können (zum Beispiel vermehrtes Auftreten von Kondensstreifen bei sparsameren Triebwerken).

Zusammengefasst kann nach heutigem Wissensstand Folgendes festgehalten werden:

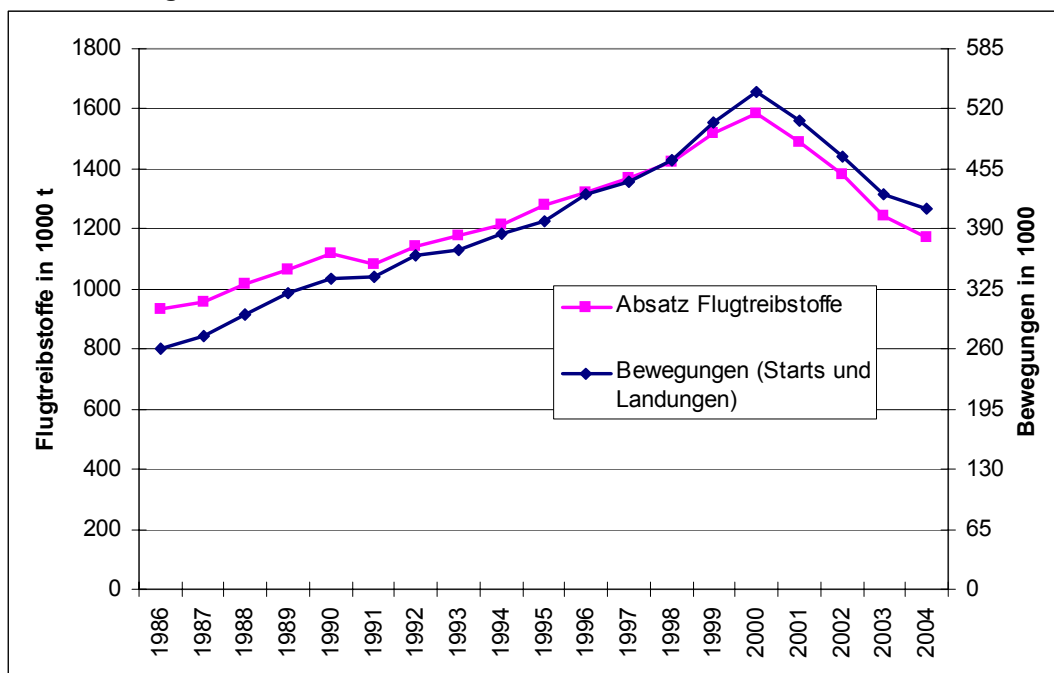
- Bei CO₂ spielt es bezüglich der Klimaveränderungen keine Rolle, ob es am Boden oder auf Reiseflughöhe emittiert wird. Auswirkungen von CO₂-Emissionen auf Reiseflughöhe können somit mit CO₂-Emissionen am Boden direkt verglichen werden. Bei allen anderen Emissionen und deren Effekten ist dies nicht der Fall.
- Die totalen durch den Flugverkehr induzierten Klimaveränderungen können (wie bei einem Teil der Bodenquellen) je nach gewähltem Berechnungszeitraum stärker sein als durch die CO₂-Emissionen alleine.

- Der Fokus liegt beim Flugverkehr bezüglich Klima heute bei der gleichzeitigen Reduktion von CO₂ und NO_x.

4.3 Entwicklung des Energieverbrauchs des internationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit

Gemäss Gesamtenergiestatistik des Bundesamts für Energie hat sich der Absatz von Flugtreibstoffen in den letzten 19 Jahren wie folgt entwickelt:

Figur 5: **Flugtreibstoffabsatz in der Schweiz**



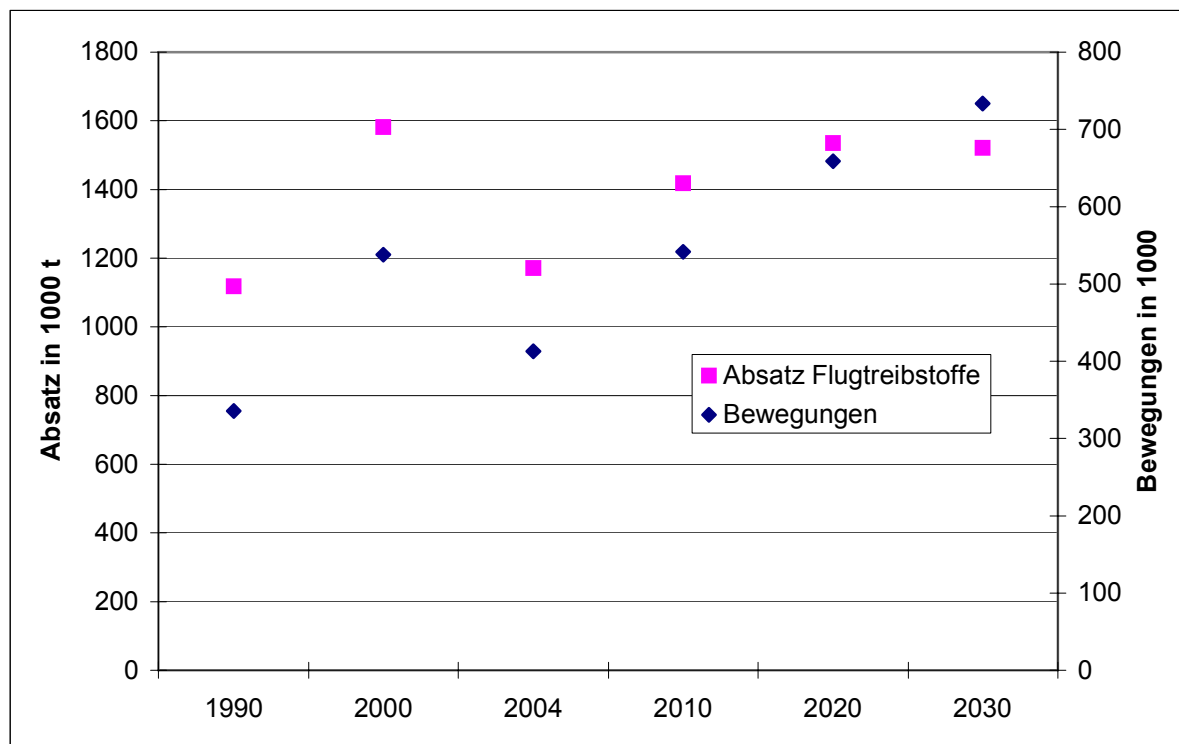
Datenquellen: [4], [3]

Bei der Absatzkurve gilt zu beachten, dass ein kleiner Anteil des abgesetzten Flugtreibstoffs auf den nationalen Flugverkehr entfällt. Die Entwicklung des Flugtreibstoffabsatzes widerspiegelt den Verlauf der Passagier- und Frachtzahlen. Interessant erscheint dabei, dass die Kurve der Flugbewegungen (Charter- und Linienflüge) sich an die Absatzkurve annähert, diese im Jahre 2000 übersteigt und sich weiter von ihr entfernt. Dies lässt auf gewisse Effizienzgewinne schliessen. Betrachtet man das Verhältnis Absatz zu Bewegungen, kann im Schnitt über die Periode von 1986 bis 2004 eine Abnahme von rund 1.25% pro Jahr festgestellt werden. Dies könnte auch damit zusammenhängen, dass der Anteil der innereuropäischen Flüge zugenommen hat. Das ist gleichbedeutend mit einer Zunahme von Flugbewegungen und einer Abnahme des Treibstoffabsatzes.

4.4 Entwicklung des Energieverbrauchs des internationalen Flugverkehrs in der Zukunft

Über die vom BAZL prognostizierten Flugbewegungen und das Fortschreiben eines Effizienzgewinns von 1% pro Jahr wurde der inländische Absatz von Flugtreibstoffen in Zukunft abgeschätzt:

Figur 6: Zu erwartender Flugtreibstoffabsatz bis 2030

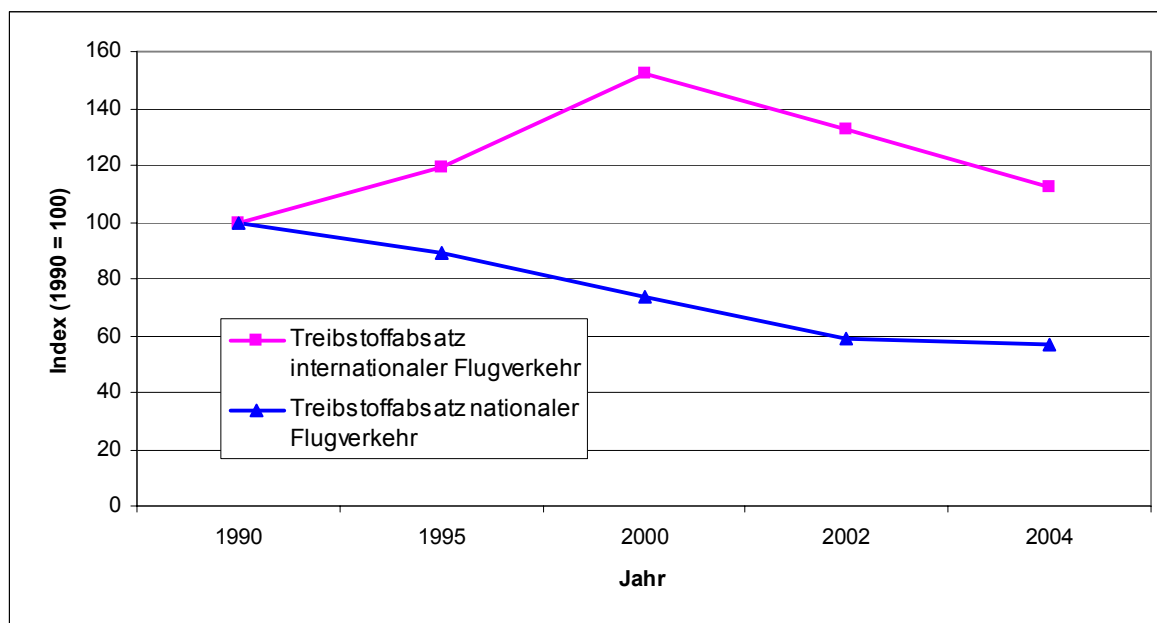


Datenquelle: [3]

Die Anzahl der Flugbewegungen entwickelt sich gemäss den Zunahmen bei den Passagier- und Frachtzahlen. Es fällt jedoch auf, dass die Zunahme bei den Bewegungen wesentlich geringer ausfällt als bei den Passagierzahlen. Unter Annahme ungebremsten Wachstums nimmt im Zeitraum von 2004 bis 2020 die Zahl der Fluggäste um 3.9% pro Jahr zu, während die Flugbewegungen nur um 3% pro Jahr zunehmen. Das lässt darauf schliessen, dass grössere Flugzeuge zum Einsatz kommen und im operationellen Bereich weitere Fortschritte erzielt werden (zum Beispiel besseres Sitzplatzmanagement und dadurch höhere Besetzungsgrade). Von zunehmender Effizienz zeugt die Absatzkurve, die zwischen 2020 und 2030 sogar sinkende Tendenz anzeigt, dies bei steigender Zahl der Flugbewegungen.

4.5 Entwicklung des Energieverbrauchs des nationalen Flugverkehrs in der Vergangenheit

Das BAZL hat mittels Bottom-up-Ansatz den Treibstoffverbrauch und die Emissionen der schweizerischen Zivilluftfahrt, unterteilt nach Inland- (Domestic) und Auslandsflügen (International), zwischen 1990 und 2004 nach dem Absatzprinzip berechnet. Die Berechnungen beziehen sich auf den gesamten zivilen Luftverkehr, inklusive Kleinaviatik.

Figur 7: **Treibstoffabsatz des nationalen und internationalen Flugverkehrs**

Quelle: [3]

Aus der Grafik wird sichtbar, dass der Treibstoffabsatz im nationalen Flugverkehr zwischen 1990 und 2004 um gut 40% abgenommen hat. Dieser Trend wurde nicht erst durch das Jahr 2001 eingeleitet, sondern lässt sich mit den oben erwähnten Gründen für den Rückgang des nationalen Flugverkehrs begründen.

4.6 Entwicklung des Energieverbrauchs des nationalen Flugverkehrs in der Zukunft

Über die zukünftige Entwicklung des nationalen Luftverkehrs gibt es nur Annahmen, die sich aus den Erwartungen bezüglich Flugbewegungen und aus dem sich abzeichnenden technologischen Wandel bei den Flugzeugen und ihren Motoren ableiten lassen. Aus der Prognose, dass der nationale Flugverkehr wohl auf dem jetzigen Niveau verharren wird, kann geschlossen werden, dass auch Energieverbrauch und Emissionen sich nicht stark verändern werden. Bei der Kleinaviatik zeichnet sich durch die zunehmende Substitution von Kleinflugzeugen durch Ecolight-Flugzeuge eine Reduktion des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen ab. Diese Entwicklung hat jedoch keinen signifikanten Einfluss auf den Energieverbrauch der Schweiz, da die abgesetzten Treibstoffmengen in der Kleinaviatik im gesamtschweizerischen Massstab äusserst gering sind (im Moment weniger als 1 Promille des Treibstoffabsatzes). Können in Zukunft inländische Städteflüge aufgrund effizienter Technologie und Zeitgewinnen wieder konkurrenzfähig werden, werden entsprechend der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen im nationalen Flugverkehr markant ansteigen.

Literaturverzeichnis Exkurs 6

- [1] BAFU (2006): Emissionen nach CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll. Bundesamt für Umwelt, Bern: 11 S. Verfügbar unter http://www.umwelt-schweiz.ch/imperia/md/content/oekonomie/klima/daten/co2-statab8_04/emissionsuebersicht_060531_d.pdf.
- [2] BAZL (2006): Summary of consensus scientific view about impact on global climate from aircraft cruise emissions. Bundesamt für Zivilluftfahrt, Bern, Dok. Ref. 33-05.
- [3] BAZL (2005): Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz bis 2030 – Nachfrageprognose. Bundesamt für Zivilluftfahrt, Bern: 102 S. Verfügbar unter http://www.aviation.admin.ch/dokumentation/dokumente_bazl/index.html?lang=de.
- [4] BFE (2005): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2004. Bundesamt für Energie, Bern: 56 S. Verfügbar unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00631/index.html?lang=de&dossier_id=00763.
- [5] BUWAL/BAZL/ARE (2001): Luftverkehr – eine wachsende Herausforderung für die Umwelt. Materialienband M25, NFP 41, Bern: 53. S. Verfügbar unter http://www.econcept.ch/pdf/419_sb.pdf.
- [6] IPCC (1999): Aviation and the Global Atmosphere. Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva. Verfügbar unter <http://www.grida.no/climate/ipcc/aviation/index.htm>.

7. Exkurs: Möglichkeiten von Elektrizitätsimporten aus erneuerbaren Energien

**Christof Timpe, Dominik Seebach (Öko-Institut e.V.)
mit Beiträgen von Almut Kirchner (Prognos AG)**

1 Vorbemerkungen

Im Rahmen des Vorhabens „Energieperspektiven Schweiz 2035/2050“ wurden verschiedene Szenarien für die Energieversorgung des Landes entwickelt. In diesem Zusammenhang wurde deutlich, dass ab dem Jahr 2018 eine Deckungslücke bei der Beschaffung von Strom für den Bedarf der Schweiz auftreten kann. Um diese Lücke zu schließen, kommen verschiedene Optionen in Frage. Mit der hier angebotenen Expertise sollen speziell die Möglichkeiten für Importe von Strom aus erneuerbaren Energien in die Schweiz dargestellt und diskutiert werden.

Für die Übertragung ausländischer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in die Schweiz kommen verschiedene Verfahren in Betracht, die in Kapitel 3 diskutiert werden. Zudem ergeben sich verschiedene Möglichkeiten bezüglich der Rolle Schweizer Akteure hinsichtlich der Eignerschaft an den Kraftwerken.

Zu beachten sind bei derartigen Überlegungen in erster Linie technische und wirtschaftliche Aspekte. In Bezug auf die jeweiligen Lieferregionen können auch politische Aspekte eine Rolle spielen. Besonderes Augenmerk gilt den erneuerbaren Energien, deren Erzeugung nicht oder nur in geringem Maße steuerbar ist. Kraftwerke mit intermittierender Stromerzeugung erfordern eine deutlich stärkere Ausregelung der Differenzen zwischen dem zeitlichen Verlauf von Erzeugung und Bedarf als steuerbare Anlagen.

Bei dem vorliegenden Bericht handelt es sich um eine orientierende Darstellung der wesentlichen Sachfragen, die mit einem Stromimport aus erneuerbaren Energien verbunden wären. Verschiedene technische und wirtschaftliche Fragestellungen bedürften für eine umfassende Bewertung einer vertieften Bearbeitung. Gemäß einer Vereinbarung mit dem Auftraggeber betrachtet die vorliegende Expertise ausschließlich Fragestellungen mit räumlichem Bezug außerhalb der Schweiz. Grundsatzfragen etwa zu den verfügbaren Netzkapazitäten für den Import in die Schweiz und die inländische Übertragung sowie Möglichkeiten und Restriktionen durch EU-Recht sind an anderer Stelle zu behandeln. Ebenso können die relevanten Fragen zur Leistungsfähigkeit der europäischen Stromnetze hier nur angerissen, jedoch nicht vertieft werden.

Auf der Grundlage der Diskussion in den folgenden Abschnitten wird in Kapitel 6 eine Bewertung der Optionen vorgenommen und eine vorläufige Empfehlung ausgesprochen. Eingedenk der vorstehend genannten Einschränkungen soll diese als Grundlage für die politische Diskussion und gegebenenfalls weitere Untersuchungen dienen.

2 Wesentliche Rahmenbedingungen

2.1 Dimension der erwarteten Deckungslücke

Im Rahmen der „Energieperspektiven 2035“ wurden verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Stromverbrauchs in der Schweiz bis zum Horizont 2035 entwickelt. Der Bandbreite dieser Bedarfsentwicklungen kann die absehbare Entwicklung des Beschaffungsportfolios (eigene Anlagen plus Bezugsrechte) gegenübergestellt werden. Hierbei sind die Besonderheiten des Schweizer Kraftwerk-parks zu berücksichtigen: Der Anteil von Wasserkraftanlagen mit Speicherbecken an der einheim-

schen Erzeugung beträgt etwa 55% sowohl in Bezug auf die installierte Leistung wie auch bezogen auf die Stromerzeugung im Kalenderjahr. Aufgrund des jahreszeitlich schwankenden Dargebots in den Laufwasserkraftwerken liegen die inländischen Erzeugungsmöglichkeiten bereits heute in einigen Monaten des Winterhalbjahres geringfügig unter dem inländischen Verbrauch (Elektrizitätsstatistik 2003, Energiestatistik 2004).

In Abhängigkeit von den verschiedenen Verbrauchsszenarien ist etwa ab dem Jahr 2018 eine Deckungslücke bei der Strombeschaffung für den inländischen Verbrauch zu erwarten, die bis 2035 bis zu 22 TWh pro Jahr betragen könnte, dies entspricht mehr als einem Viertel des erwarteten inländischen Verbrauchs (Prognos AG 2006). Während auch in 2035 noch ausreichend Spitzenlast-Kraftwerke zur Verfügung stehen werden, öffnet sich die Deckungslücke insbesondere im Bereich der Grund- und Mittellast. Im Grundlastbereich könnte die Lücke bis zum Jahr 2035 etwa 3'400 MW betragen. Dies ist eine signifikante Größenordnung und entspricht etwa der heute installierten Übertragungsleistung der direkten Verbindungsleitungen zwischen Skandinavien und dem westlichen Mitteleuropa.

Zu beachten ist allerdings, dass die Deckungslücke in dieser Grössenordnung im BAU-Szenario auftritt. In diesem Szenario ist eine substanzielle Veränderung der energiepolitischen Rahmenbedingungen ausgeschlossen. Wahrscheinlicher ist ein Import erneuerbarer Elektrizität zur ganzen oder teilweisen Deckung der Lücke in den energiepolitisch ambitionierteren Zielszenarien, in denen die Lücke nurmehr 12.7 TWh (1'700 MW) beziehungsweise 5.8 TWh (1'000 MW) beträgt.

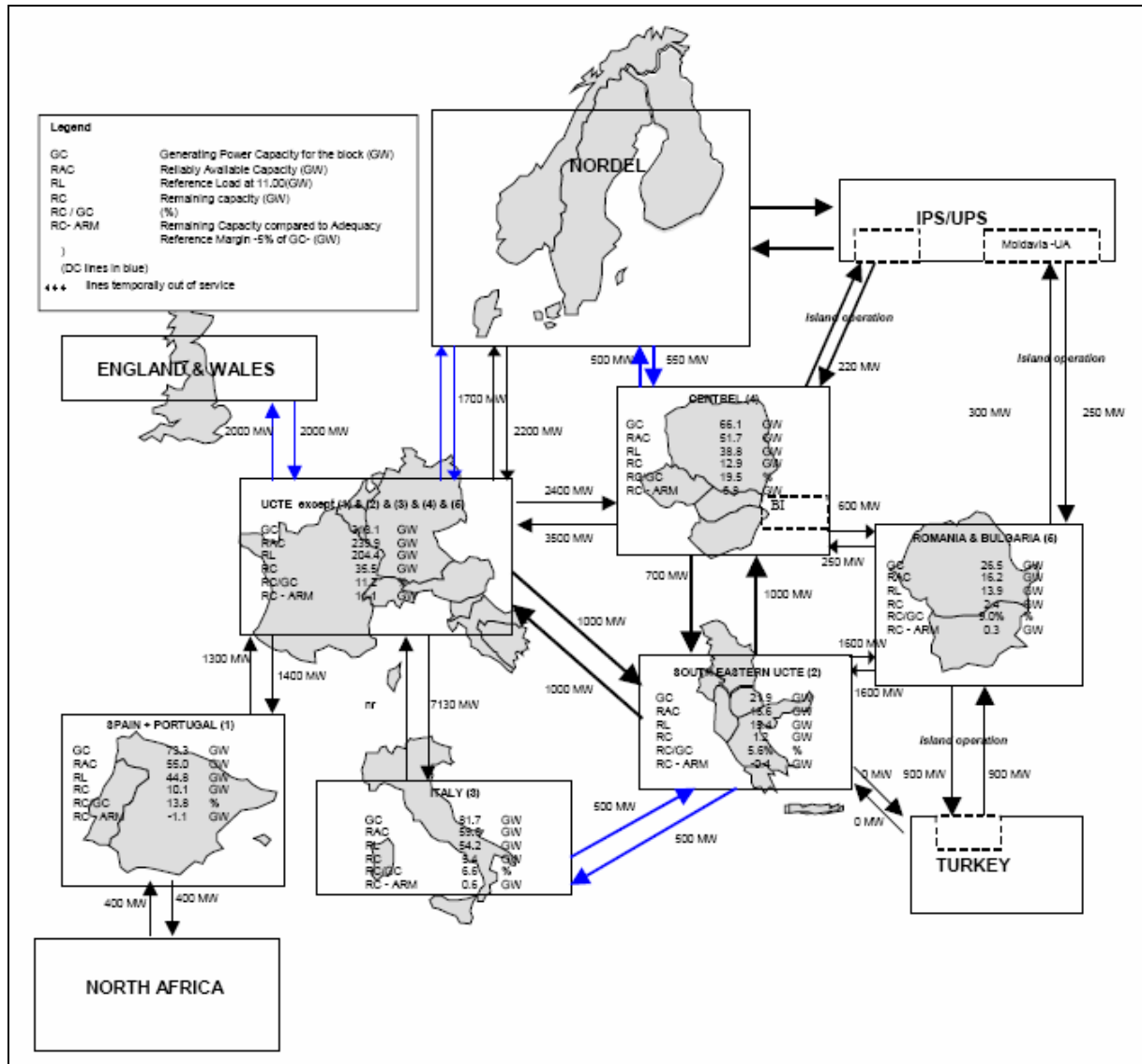
Der Schweiz steht eine Bandbreite von Optionen zur Verfügung, um diese Lücke zu schließen. Diese reicht vom Bau neuer Kraftwerke im Inland über die Schaffung neuer Bezugsrechte aus dem Ausland bis hin zur Forcierung der Stromeinsparung. In der hier vorgelegten Expertise soll ausschließlich untersucht werden, welche Möglichkeiten für den Strombezug aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland bestehen. In Abhängigkeit von der gewählten Gesamtstrategie kann diese Option einen unterschiedlich großen Anteil zur Schließung der erwarteten Deckungslücke beitragen. Dabei ist zu beachten, dass zur Deckung des Bedarfs der Schweiz in erster Linie ein Grundlastband erforderlich ist.

2.2 Wichtigste Trends im europäischen Strommarkt

Die Liberalisierung der Märkte für Elektrizität wurde im Bereich der EU durch die erste Strommarkt-richtlinie im Jahr 1996 eingeleitet und durch die sogenannte „Beschleunigungsrichtlinie“ aus dem Jahr 2003 weiter entwickelt. Nach den Feststellungen der EU-Kommission in ihren „Benchmarking Reports“ bleibt die reale Marktöffnung jedoch in vielen Ländern hinter den gesetzten Zielen zurück. Insbesondere der grenzüberschreitende Stromhandel wird durch Engpässe in den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie durch uneinheitliche Verfahren bei deren Allokation erschwert. Die EU hat verschiedene Regelungen zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Stromhandels erlassen und entsprechende Fragestellungen unter in den „Florenz-Prozess“ eingebracht, mit dem die Öffnung der europäischen Energiemärkte weiter vorangetrieben werden soll. Die Regulierungsbehörden europäischer Länder arbeiten unter anderem in der European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG) zusammen, um die Barrieren im Netzzugang und im grenzüberschreitenden Stromhandel zu beseitigen.

Als jüngste Initiative treibt EREG die Entwicklung integrierter regionaler Teilmärkte in Europa voran (EREG 2006). Diese regionalen Märkte werden als wichtiger Schritt zur angestrebten Integration in einen einheitlichen Europäischen Binnenmarkt für Elektrizität gesehen. Die Schweiz wird in dieser Initiative einer Region zugeordnet, die neben der Schweiz Deutschland, Frankreich, Österreich, Italien, Slowenien und Griechenland umfasst. Dem gegenüber rechnet die UCTE die Schweiz zu einem mitteleuropäischen Block von Ländern, zu dem neben außer der Schweiz, Deutschland, Frankreich, Österreich und Slowenien auch die Benelux-Länder gehören.

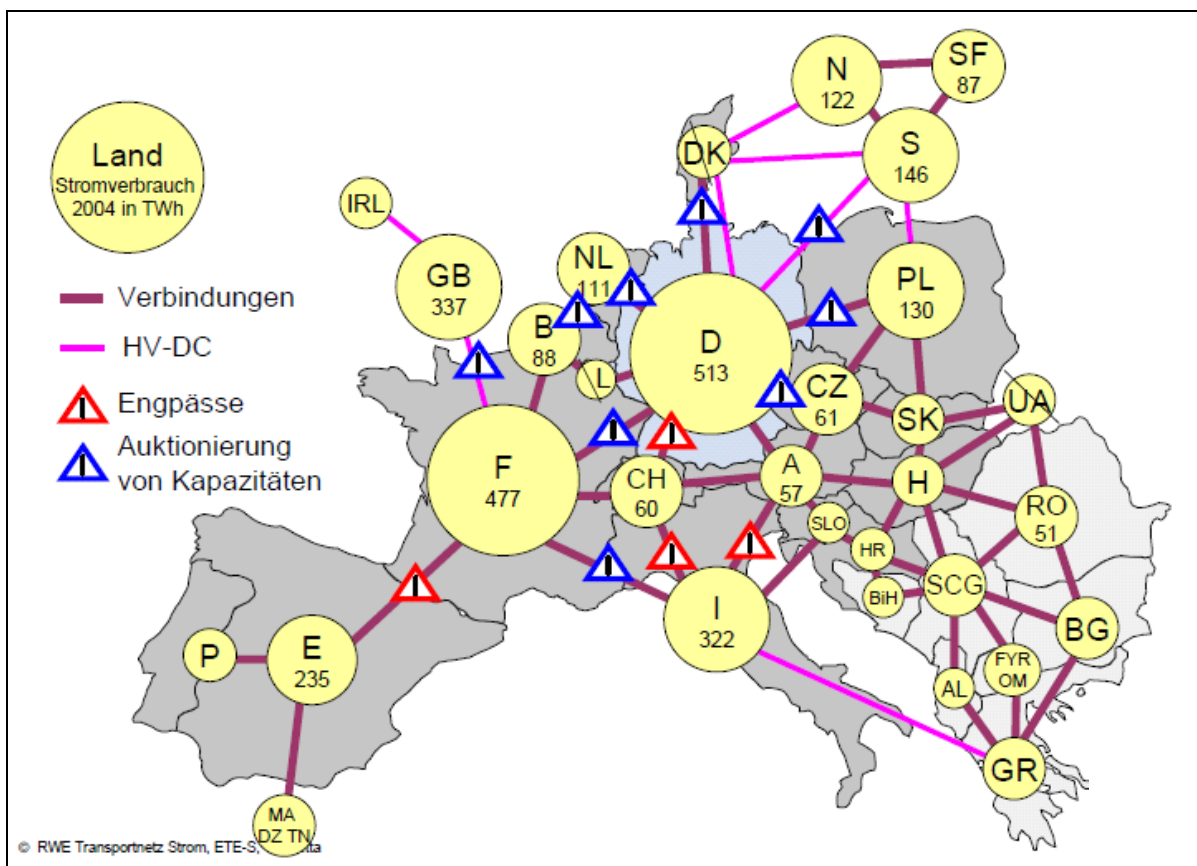
Figur 1: Regionen des UCTE-Gebietes mit Leistungsbilanz 2005 und Verbindungskapazitäten



Quelle: UCTE System Adequacy Forecast 2005-2015

Aktuell bestehen Engpässe in der Übertragungskapazität insbesondere zwischen Frankreich und der iberischen Halbinsel sowie unter anderem zwischen Deutschland und der Schweiz sowie den Niederlanden und auf verschiedenen Verbindungen nach Italien.

Figur 2: Engpass-Situation im europäischen Verbundnetz



Quelle: Vanzetta 2006

Knappe Übertragungskapazitäten werden in der Regel im Rahmen einer Auktion vergeben. Dies betrifft derzeit unter anderem sowohl die Kapazitäten von der Schweiz in Richtung Italien als auch von Deutschland in Richtung Schweiz. Die europäischen Regulierer setzen sich dafür ein, dass die betreffenden Netzbetreiber die zusätzlichen Einnahmen aus den Auktionen zweckgebunden für Investitionen in die Ausweitung der knappen Kapazitäten verwenden, was offenbar bisher nicht immer der Fall ist.

Neben dem physischen Stromgroßhandel hat sich in den letzten Jahren auch ein separater Markt für Strom aus erneuerbaren Energien (REG-Strom) entwickelt. Dieser wurde getrieben zum einen durch die Anerkennung von Stromimporten durch Förderinstrumente für REG-Strom in einzelnen Ländern, in letzter Zeit jedoch auch zunehmend durch die Kundennachfrage nach Ökostrom. Letztere wird gestützt durch die europaweite Einführung einer Verpflichtung für Stromanbieter, ihren Kunden gegenüber die Herkunft des gelieferten Stroms nach den zur Erzeugung eingesetzten Energieträgern sowie den dabei entstandenen CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfällen zu kennzeichnen. Diese Kennzeichnung von Strom ist Bestandteil der novellierten Stromrichtlinie der EU und wurde auch in der Schweiz zum Anfang 2006 umgesetzt.

Zur Deckung des Bedarfs nach Ökostrom haben sich im grenzüberschreitenden Stromhandel vor allem zwei Verfahren herausgebildet:

- „Grüne“ Lieferverträge (vergleiche Kapitel 3.2.1)
Hier sichert der Erzeuger beziehungsweise Lieferant dem Importeur zu, dass der gelieferte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Dies kann durch eine Energiemengen-Bilanzierung und gegebenenfalls durch deren Zertifizierung durch unabhängige Gutachter belegt werden.

- „Grüne Zertifikate“ (vergleiche Kapitel 3.2.2)

In diesem Fall erfolgt die Bilanzierung der Eigenschaften der gehandelten Strommengen auf Basis von Zertifikaten in einem separaten System. Die Zertifikate können unabhängig vom Stromhandel transferiert und eingelöst werden. Diese „Nachweise“ sind von den grünen „Förderzertifikaten“ zu unterscheiden, die in einigen mengenbasierten Fördersystemen für REG-Strom eingesetzt werden (vergleiche Kapitel 2.4). In diesem Bereich hat sich europaweit das Renewable Energy Certificate System (RECS) durchgesetzt, das jüngst zum European Energy Certificate System (EECS) erweitert wurde¹.

Es ist bereits an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die „grünen Zertifikate“ noch nicht den physischen Bezug von Strom einschließen; dieser muss auf anderen (konventionellen) Wegen beschafft (und bezahlt) werden.

Im Rahmen der EU-Richtlinien zur Förderung von REG-Strom sowie von Strom aus hocheffizienter Wärme-Kraft-Kopplung (WKK-Strom) wurde ein sogenannter Herkunftsnachweis für Strom dieser beiden Erzeugungsarten eingeführt². Obwohl der Zweck dieser Herkunftsnachweise in den betreffenden Richtlinien nicht eindeutig und abschließend definiert wurde, kann davon ausgegangen werden, dass sie eine ähnliche Funktion wie die Energiemengen-Bilanzierung im obigen Fall der „Grünen“ Lieferverträge (jedoch in standardisierter Form) oder wie die „Grünen Zertifikate“ haben können.

Angesichts der Vielfalt der möglichen Handels- und Bilanzierungssysteme für Strom besteht eine konkrete Gefahr, dass Teile der erzeugten Strommengen, insbesondere solche aus erneuerbaren Energien, doppelt gezählt werden³. Dies kann beim Produzenten, im Stromhandel oder bei der Zuordnung zu Letztversorgern oder Endkunden passieren. Um die Zuordnung von erzeugten Strommengen zu Letztversorgern und Endkunden zuverlässiger und einfacher handhabbar zu machen, werden derzeit Vorschläge erarbeitet, wie ein einheitliches Bilanzierungssystem für die in Europa erzeugten und gehandelten Strommengen gestaltet werden könnte⁴.

2.3 Ausbaupfade und Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien in Europa

Eine Abschätzung des zu erwartenden Ausbaus der erneuerbaren Energien in Europa kann sich bis 2010 an den indikativen Ausbauzielen für REG-Strom orientieren, welche sich die EU-Länder und die in der EEA vertretenen EFTA-Staaten bis zu diesem Zeithorizont gesetzt haben. Tabelle 1 enthält eine Übersicht über die indikativen Ausbauziele der EU-25-Länder sowie von Norwegen und Island bis 2010.

Die Schweiz hat sich bis 2010 das Ziel gesetzt, 63 TWh Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Bis 2030 sollen zusätzliche 5.4 TWh oder weitere 10% des heutigen Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gewonnen werden (BFE 2006).

Bei einem prognostizierten Gesamtbedarf von 3'430 TWh für die EU-25 (DG TREN Trends to 2030) ergeben diese Ziele eine angestrebte REG-Strom-Erzeugung in 2010 von 754 TWh. Aktuelle Studien gehen allerdings in „Business-as-usual“-Szenarien von einer geringeren REG-Strom-Erzeugung von etwa 600 TWh für die EU-25 im Jahr 2010 aus (FORRES, DG TREN 2003). Dementsprechend sind zur Zielerreichung noch weitere politische Maßnahmen notwendig.

¹ Siehe <http://www.recs.org> und <http://www.aib-net.org>

² Art. 5 der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt sowie Art. 5 der Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG.

³ Vergleiche hierzu unter anderem Vrolijk et al. (2004).

⁴ Vergleiche das Forschungsvorhaben „A European Tracking System for Electricity (E-TRACK)“, <http://www.e-track-project.org>

Tabelle 1: **Indikative Ausbauziele der EU-25-Staaten sowie von Norwegen und Island für REG-Strom bis zum Jahr 2010, bezogen auf den jeweiligen inländischen Stromverbrauch**

Land	RES-E-Ziel [%]	Land	RES-E-Ziel [%]
Belgien	6,0	Estland	5,1
Dänemark	29,0	Lettland	49,3
Deutschland	12,5	Litauen	7,0
Finnland	31,5	Malta	5,0
Frankreich	21,0	Polen	7,5
Griechenland	20,1	Slovakische Republik	31,0
Irland	13,2	Slowenien	33,6
Italien	25,0	Tschechische Republik	8,0
Luxemburg	5,7	Ungarn	3,6
Niederlande	9,0	Zypern	6,0
Österreich	78,1		
Portugal	39,0	EU-15	22,0
Schweden	60,0	EU-10	11,0
Spanien	29,4	EU-25	21,0
Vereinigtes Königreich	10,0		
		Norwegen	90
		Island	99,5

Quellen: Richtlinie 2001/77/EG, Beitrittsverträge zur EU von 2003, EEA 2005

Die oben genannten europäischen Ausbauziele für REG-Strom bis 2010 entsprechen einem Gesamtziel für den Anteil von Erneuerbaren Energieträgern am Energiemix in der EU von 12%. Das Europäische Parlament hat die Kommission und den Rat aufgerufen, ein Ziel von 20% für den Anteil der erneuerbaren Energien am inländischen Energieverbrauch in der EU bis 2020 anzustreben (KOM 2004). Es ist dementsprechend zu erwarten, dass die indikativen Ziele für die REG-Strom-Erzeugung zumindest gemäßigt ambitioniert bis 2020 fortgeschrieben werden. In mehreren aktuellen Studien wurden für unterschiedliche Politikszenerarien die jeweils zu erwartende Entwicklung der REG-Strom-Erzeugung innerhalb Europas berechnet. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die für gleich bleibende politische Rahmenbedingungen (Business-as-usual-Szenario) berechnete Jahresproduktion innerhalb der EU-25 beziehungsweise der EU-25 inklusive der Nachbarländer Bulgarien, Rumänien, Türkei, Schweiz und Norwegen. bis 2030.

Tabelle 2: **Erwartete REG-Strom-Erzeugung in Europa bis 2030**

Quelle	Bezugsgebiet	REG-E-Erzeugung [TWh]		
		2010	2020	2030
FORRES 2005	EU-25	607	901	
DG TREN 2003	EU-25	594	694	792
DG TREN 2003	EU-25+Nachbarn*	836	989	1147
Gesamtbedarf [TWh]				
DG TREN 2003	EU-25	3431	3988	4477
DG TREN 2003	EU-25+Nachbarn*	3956	4687	5389
REG-E-Anteil [%]				
DG TREN 2003	EU-25	17.3%	17.4%	17.7%
DG TREN 2003	EU-25+Nachbarn*	21.1%	21.1%	21.3%

*: EU25 + Bulgarien, Rumänien, Türkei, Schweiz, Norwegen

Quellen: Ragwitz et al. 2005, DG TREN 2003

Zur Erfüllung der gesteckten Ziele kann auch importierter Strom herangezogen werden. Gemäss der Empfehlung der Kommission sollten hierfür Herkunftsnachweise verwendet werden. Dass die REG-Strom-Erzeugung der Business-as-usual-Szenarien aktueller Studien hinter den anzunehmenden Zielwerten zurückliegen, lässt vermuten, dass mehrere Länder um die Anrechnung zusätzlicher Kapazitäten konkurrieren werden. Die Schweiz stünde also mit einer Strategie, ab etwa 2020 in nennenswertem Umfang REG-Strom zu importieren, in einer Konkurrenz mit anderen europäischen Ländern.

Die Kosten, die mit der Erschließung und Nutzung der REG-Strom-Potenziale verbunden sind, können zwischen einzelnen Ländern stark variieren. Sie hängen dabei von mehreren Faktoren ab. Bei den Erzeugungskosten sind dies:

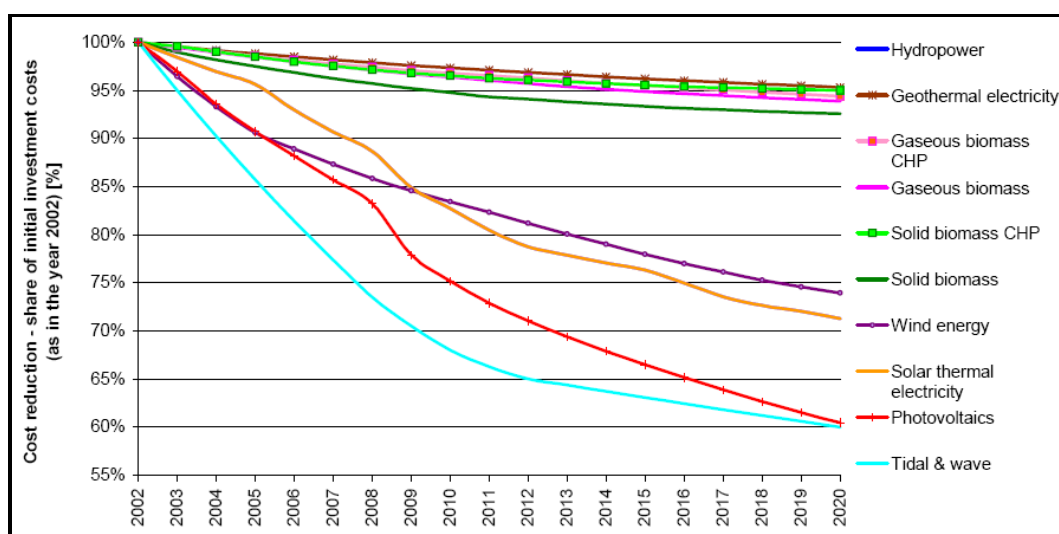
1. Technisches Know-How und Skaleneffekte:

Mit zunehmender Entwicklung der Technologien zur REG-Strom-Erzeugung sowie der Nutzung von Skaleneffekten bei großmaßstäblicher Produktion und Anwendung dieser Technologien sinken die relativen Kosten bezogen auf die REG-Strom-Erzeugung. Dies betrifft sowohl die Betriebskosten als auch die notwendigen Investitionskosten. Dieser Effekt ist – bezogen auf die Investitionskosten – für das Business-as-usual-(BAU)-Szenario der Green-X-Studie (Huber et al. 2004) in Figur 3 dargestellt. Nennenswert sind hier insbesondere die Reduktionspotenziale bei PV und solarthermischer Energie, Gezeiten- und Wellenenergie sowie bei Windenergie. Die sich hieraus ergebende Kostendynamik ist für unterschiedliche Länder aufgrund des möglichen Wissenstransfers grundsätzlich vergleichbar.

2. Beschränkung der Potenziale aufgrund der geographischen und strukturellen Gegebenheiten der einzelnen Länder:

Dies umfasst zum Beispiel die Niederschlagsmengen und hydraulisches Gefälle zur Nutzung der Wasserkraft und die Verteilung von windstarken Standorten zur Nutzung der Windenergie, aber auch landwirtschaftliche Potenziale zum Anbau von Biomasse für deren energetische Nutzung. Diese exogenen Faktoren beeinflussen die mögliche Auslastung installierter Anlagen zur REG-Strom-Erzeugung und wirken sich somit auf die Betriebskosten aus. Mit zunehmender Erschließung der natürlichen Potenziale bewirkt dies einen Anstieg der durchschnittlichen Kosten, da günstige Standorte in der Regel schon zu Beginn erschlossen werden. Die Unterschiede in den geographischen und strukturellen Rahmenbedingungen sind der Hauptgrund für Abweichungen zwischen den Erzeugungskosten in den einzelnen Ländern.

Figur 3: **Entwicklung der Investitionskosten im BAU-Szenario der Green-X-Studie**

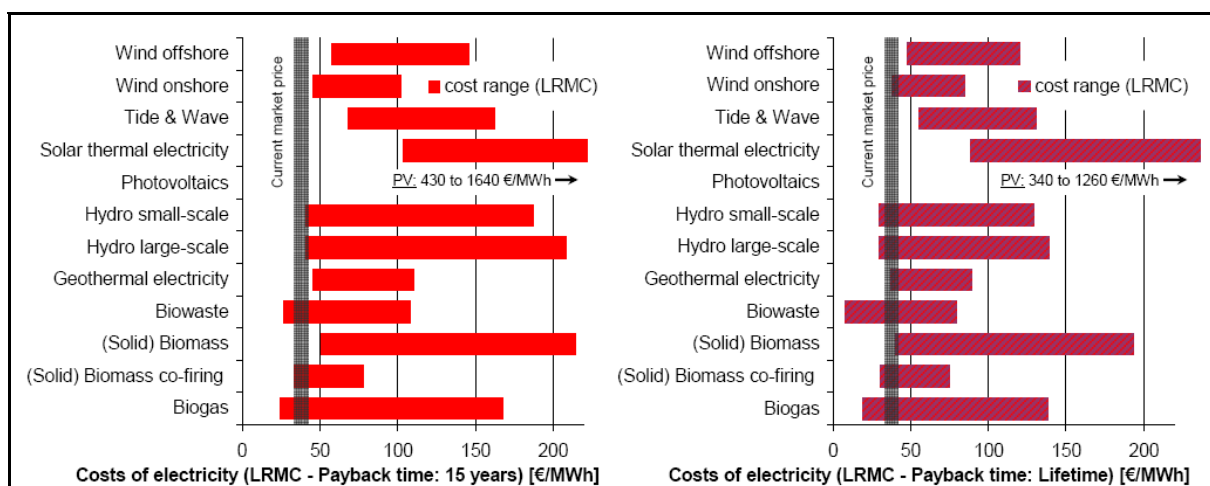


Quelle: Huber et al. (2004)

Betrachtet man nun die Entwicklung der Vollkosten zur REG-Strom-Erzeugung, so überlagern sich diese beiden Effekte. Eine Abschätzung der Entwicklungen ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Insgesamt kann jedoch von einem tendenziellen Rückgang der Kosten an günstigen Standorten ausgegangen werden. Die Studie Green-X analysiert die Vollkostenentwicklung für verschiedene Förderpolitikszenarien und prognostiziert bis 2012 durchschnittliche Mehrkosten für die Erzeugung von REG-Strom in der EU-15 gegenüber konventionellem Strom in Höhe von zirka 50 EUR pro MWh (Huber et al. 2004). Bis 2020 sinken diese Mehrkosten in Abhängigkeit der modellierten Förderpolitik auf 20 bis 40 EUR pro MWh. Die Mehrkosten für einzelne Länder können dabei beträchtlich voneinander abweichen.

Als Anhaltspunkt für die Bandbreite der Produktionskosten in Abhängigkeit von Standort und Technologie kann die in Figur 4 erfolgte Darstellung der langfristigen Grenzkosten für das Bezugsjahr 2005 dienen.

Figur 4: Langfristige Grenzkosten der REG-Strom-Erzeugung (Stand 2005), kalkuliert über eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren beziehungsweise die Lebensdauer der Anlagen



Quelle: Resch et al. (2006)

In Abhängigkeit vom Grad der Potenzialerschließung werden sich die Kosten der einzelnen Technologien in Richtung des oberen Endes der angegebenen Bandbreiten entwickeln. Bei einer europaweiten, ambitionierten Ausbaustrategie für REG-Strom können sich daher die Zusatzkosten der erneuerbaren Energien über die vorstehend genannten Werte aus der Green-X-Studie hinaus erhöhen.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Kosten für die REG-Strom-Erzeugung sind hinsichtlich des Strombezugs auch Kosten für die Netznutzung sowie den eventuellen Bedarf von Regelleistung zu berücksichtigen (vergleiche Kapitel 2.5).

Zur abschließenden Bewertung der REG-Strom-Kosten bleibt festzustellen, dass diese immer im Vergleich mit den vermiedenen Kosten für den Bezug von Strom aus konventioneller Erzeugung betrachtet werden muss. Es kann davon ausgegangen werden, dass der derzeitige starke Preisanstieg auf den Energiemärkten als neues Preisniveau erhalten bleibt und auch in absehbarer Zukunft tendenziell weiter ansteigen wird. Dieser Effekt trägt entscheidend dazu bei, dass die Mehrkosten der REG-Strom-Erzeugung im Vergleich zur konventionellen Erzeugung tendenziell weiterhin abnehmen werden. Abhängig vom gewählten Geschäftsmodell eines Imports in die Schweiz können die geforderten Preise der Erzeuger eventuell deutlich von den hier genannten Kosten abweichen.

2.4 Staatliche Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien

Der wesentliche Treiber für den weiteren Ausbau der REG-Kraftwerke sind die in allen europäischen Ländern eingesetzten Förderinstrumente. Hierzu gehören insbesondere die überwiegend genutzten Abnahmeverpflichtungen zu gesetzlich festgelegten Mindestvergütungen sowie steuerliche Begünstigungen und Mengenverpflichtungen für die Energiewirtschaft zur Erfüllung einer bestimmten Quote aus erneuerbaren Energien⁵. Kennzeichnend für einige dieser Instrumente ist, dass die Strommenge, deren Erzeugung gefördert wurde, nicht mehr für den freien Stromhandel zur Verfügung steht. So wird zum Beispiel der nach dem deutschen EEG geförderte Strom den Verbrauchern, die die Förderung über einen Preisaufschlag finanzieren, anteilig zugeordnet. Abweichend hiervon kann bei einigen Mengenverpflichtungen der geförderte Strom nach Erhalt der Förderung als REG-Strom auf dem Strommarkt veräußert werden.

Für die hier geführte Analyse bedeutet dies, dass von den im vorstehenden Abschnitt genannten Strommengen nur ein Teil auf dem Strommarkt zur Verfügung steht, und damit für Importe in die Schweiz in Frage kommt. Generell ist davon auszugehen, dass jedes europäische Land diejenigen REG-Strommengen, die durch nationale Förderinstrumente gefördert wurden, zur Erfüllung der eigenen Ausbauziele für erneuerbare Energien beanspruchen wird. Der Fokus für die Beschaffung von REG-Strom für den Import in die Schweiz wird daher eher auf den bereits bestehenden Anlagen liegen, oder aber Anlagen aus der nationalen Förderung anderer Länder „herauskaufen“. In dem Maße, wie die bestehenden Anlagen zur Erfüllung der politisch vereinbarten nationalen Ausbauziele benötigt werden, können allerdings die Preise für diese Strommengen spürbar steigen.

2.5 Problematik der intermittierenden Erzeugung

Im Gegensatz zur Stromerzeugung aus fossilen oder nuklearen Energien ist die Nutzung einiger erneuerbarer Energien kurzfristigen zeitlichen Schwankungen des Dargebots unterworfen. Dies betrifft insbesondere die Windkraft und die Solarenergie. So geht die Stromwirtschaft in Deutschland derzeit davon aus, dass nur 8% der installierten Kapazität der Windkraftanlagen als gesicherte Leistung dauerhaft zur Verfügung steht. In Prognosen für den künftigen Ausbau der Windenergie könnte dieser Wert sogar noch weiter absinken (DEWI et al 2005). Im Vergleich zum Dargebot aus Wasserkraft sind die Schwankungen bei der Windkraft kurzfristiger und weisen eine größere zeitliche Dynamik auf. Durch verbesserte Prognosemethoden für die Windkrafterzeugung kann die Ausregelung der intermittierenden Erzeugung besser planbar gemacht werden. Zudem weisen Wind- und Solarenergie zumindest in Ansätzen eine Korrelation mit dem typischen Tagesverlauf der Stromnachfrage auf. Insgesamt ist jedoch festzuhalten, dass das Leistungsprofil bei der Stromerzeugung durch Windkraft und Solarenergie in Europa erhöhte Anforderungen an die Regelkraftwerke stellt und letztlich zu zusätzlichen Kosten führt, die in einer Gesamtbetrachtung mit berücksichtigt werden müssen⁶. Im Fall des physischen Bezugs der REG-Strom-Erzeugung sind diese außerdem davon abhängig, ob die intermittierende Erzeugung vor Ort ausgeregelt und als sogenannte Bandlieferung durch das Netz geleitet wird, oder ob die Ausregelung erst in der Schweiz erfolgt.

Andere Formen der erneuerbaren Energien sind solchen Schwankungen nicht unterworfen. So können biogene Brennstoffe in der Regel ausreichend bevorratet werden und geothermische Quellen können als Grundlastanlagen betrieben werden. Mit der Windkraft betrifft die Problematik der intermittierenden Erzeugung jedoch das mittelfristig bedeutendste, relativ kostengünstige Potenzial zur Erzeugung von REG-Strom in Europa.

⁵ Für die Quotenverpflichtungen werden in der Regel sogenannte Förderzertifikate eingesetzt, durch deren Ankauf die Quote erfüllt werden kann (zum Beispiel „Elcert“ in Schweden und „ROC“ in Großbritannien). Diese sind zu unterscheiden von den hier genannten REG-Strom-Zertifikaten. Förderzertifikate dienen zur Erfüllung einer Quotenverpflichtung, die als Verpflichtung zur finanziellen Förderung einer bestimmten Menge an REG-Strom zu interpretieren ist. Diese können zum Beispiel nicht als Herkunftsnachweis im Sinne der Stromkennzeichnung eingesetzt werden. Dagegen repräsentieren die REG-Strom Zertifikate das Eigentum an einer regenerativ erzeugten Strommenge und können für die Stromkennzeichnung verwendet werden.

⁶ Bei solarthermischen Kraftwerken in besonders sonnenreichen Gebieten in Südeuropa, insbesondere aber in Nordafrika ist mit einer geringeren Volatilität der Erzeugung zu rechnen. Diese Anlagen werden aber eher gegen Ende des hier betrachteten Zeitraums relevante Beiträge leisten können.

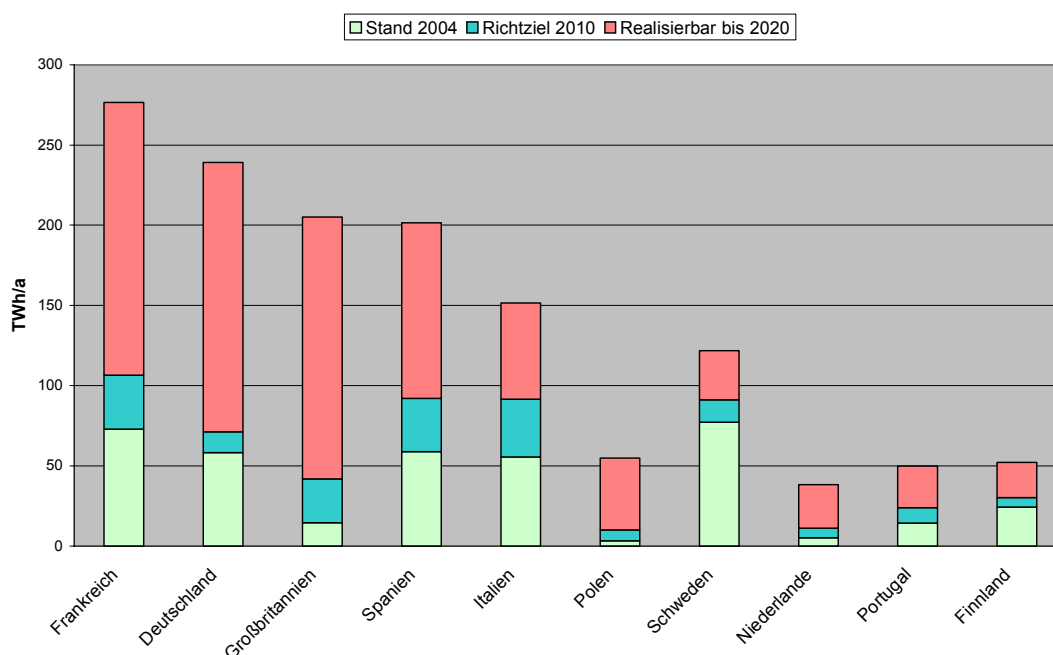
3 Grundsätzliche Möglichkeiten für Stromimporte aus erneuerbaren Energien

3.1 Potenzielle Exportländer und einsetzbare Technologien

Die Entwicklung der REG-Strom-Erzeugung innerhalb der Europäischen Union ist insbesondere getrieben durch die Umsetzung der europäischen Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die damit verbundenen nationalen Förderpolitiken. Ob der produzierte Strom dabei frei auf dem Markt gehandelt werden kann und somit potenziell für den Bezug in die Schweiz zur Verfügung steht, hängt dabei von dem implementierten Fördermodell ab (vergleiche Kapitel 2.4). Allerdings wird kaum eine Entwicklung der internationalen Bilanzierungsregelungen in der Hinsicht zu erwarten sein, dass Strom, der mit Unterstützung eines Staates durch nationale Förderpolitik produziert wurde, nach möglichem Export zur Anrechnung auf nationale Zielwerte des Importlandes zugelassen sein wird. Dies gilt auch für Nicht-EU-Länder wie beispielsweise Norwegen, welches sich bis 2010 ein REG-Strom-Erzeugungsziel von 90% gesetzt hat, und voraussichtlich längerfristig auch für die potenziellen Exportländer in Nordafrika.

Der Anreiz zum Zubau von Erneuerbaren Energien aufgrund der aktiven Nachfrage von Endverbrauchern ist hingegen deutlich geringer. Nach Erhebungen der aktuellen CLEAN-E-Studie ist die Nachfrage nach gelabelten Ökostromprodukten mit Ausnahme der Niederlande sowie von Schweden unter 5% der jeweiligen nationalen Gesamtproduktion. Es ist anzunehmen, dass die aktive Nachfrage durch die Verbraucher trotz Marktliberalisierung und unterstützender Politikinstrumente (zum Beispiel Stromkennzeichnung) auch weiterhin höchstens einen ergänzenden Anreiz zum Ausbau der Erzeugung von REG-Strom bietet. Da weiterhin davon ausgegangen werden kann, dass das Design der nationalen Förderpolitiken auf die jeweilige Zielerreichung abgestimmt ist, ist für die Planung eventueller REG-Strom-Importe in die Schweiz entscheidend, welche Länder Potenziale zur REG-Strom-Erzeugung über nationale Zielwerte hinaus haben. Figur 5 gibt einen Überblick über die EU-Länder mit den größten Ausbaupotenzialen bis 2020. Nennenswert ist darüber hinaus Norwegen mit seinem hohen Anteil an Strom aus Wasserkraft und seinem Windkraftpotenzial.

Figur 5: EU-Länder mit den größten Ausbaupotenzialen für REG-Strom bis 2020



Angegeben ist das als realisierbar eingeschätzte Potenzial bis 2020 unter Einrechnung der Wirkung von nationalen Förderinstrumenten. Norwegen als Nicht-EU-Mitglied ist hier nicht dargestellt.

Quelle: Resch et al. (2006)

Die zusätzlich realisierbaren Potenziale liegen bei unterschiedlichen Technologien beziehungsweise Energieträgern (Resch et al. 2006). Während die Nutzung von Windenergie in den meisten betrachteten Ländern große weitere Potenziale hat, bestehen für Biomasse insbesondere in Finnland, Schweden und Deutschland noch große Entwicklungs- und Ausbaupotenziale. In Portugal sowie Großbritannien ist die Nutzung von Wellen- und Gezeitenenergie in beträchtlichem Maß ausbaufähig, Spanien weist außerdem beträchtliche Potenziale zum Ausbau solarthermischer Kapazitäten auf. Welche REG-Strom-Erzeugung sich für eine Schweizer Beteiligung oder für eine Lieferung in die Schweiz anbietet, hängt unter anderem davon ab, zu welchen Kosten die Erzeuger eine marktfähige Erzeugungsscharakteristik (insbesondere bei intermittierender Erzeugung) anbieten können und welche Preise sie von Schweizer Interessenten verlangen können.

Neben den hier dargestellten Potenzialen könnte im Zeitraum ab 2020 ein nennenswerter Beitrag auch durch solarthermische Kraftwerke in den sonnenreichen Gebieten Nordafrikas geleistet werden. Entsprechende Potenziale werden in den Langfrist-Szenarien zum Beispiel der deutschen Bundesregierung in die Betrachtung mit einbezogen. Ihre Realisierung erfordert neben der weiteren Entwicklung der Kraftwerkstechnologien auch einen Aufbau der nötigen Infrastruktur für den Stromtransport und den Transfer nach Europa. Es erscheint allerdings unwahrscheinlich, dass ein Ausbau dieser Infrastruktur bis 2020 bereits in nennenswertem Maße erfolgen könnte.

Gemäß den Erläuterungen der EU-Kommission können importierte REG-Strommengen dann auf die Erfüllung der Ausbauziele von Mitgliedsländern angerechnet werden, wenn diese durch Herkunftsnachweis gemäß der Richtlinie 2001/77/EG belegt sind und die beteiligten Regierungen eine Vereinbarung über die Anerkennung der exportierte Strommenge im Importland treffen (KOM 2004).

3.2 Denkbare Geschäftsmodelle

3.2.1 Physischer Strombezug

In diesem Falle erfolgt die Strombeschaffung auf dem in der Stromwirtschaft üblichen Weg über eine Durchleitungsvereinbarung. Dies bedeutet, dass die für den Import in die Schweiz vorgesehene Erzeugungsmenge gemäß eines vereinbarten Lastfahrplans bereitgestellt und ins Netz des Exportlandes eingespeist wird. Damit der Stromfluss (rechnerisch) möglich ist, müssen die entsprechenden Leitungskapazitäten insbesondere an den Kuppelstellen zwischen den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber bis über die Schweizer Landesgrenze hinweg vertraglich vereinbart und bezahlt werden. Gemäß diesen Vereinbarungen können Schweizer Versorgungsunternehmen dann eine dem Lastfahrplan entsprechende Leistung aus dem Netz entnehmen (siehe Figur 6).

Die Tatsache, dass die Lieferung in die Schweiz auf erneuerbaren Energien basiert, kann im Stromnetz selbst nicht überprüft werden. Dies muss vielmehr Gegenstand der vertraglichen Vereinbarung der Schweizer Partner mit dem Erzeuger sein. Dieser sollte verpflichtet werden, die regenerative Eigenschaft der Erzeugung durch Vorlage von Herkunftsnachweisen gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG zu belegen.

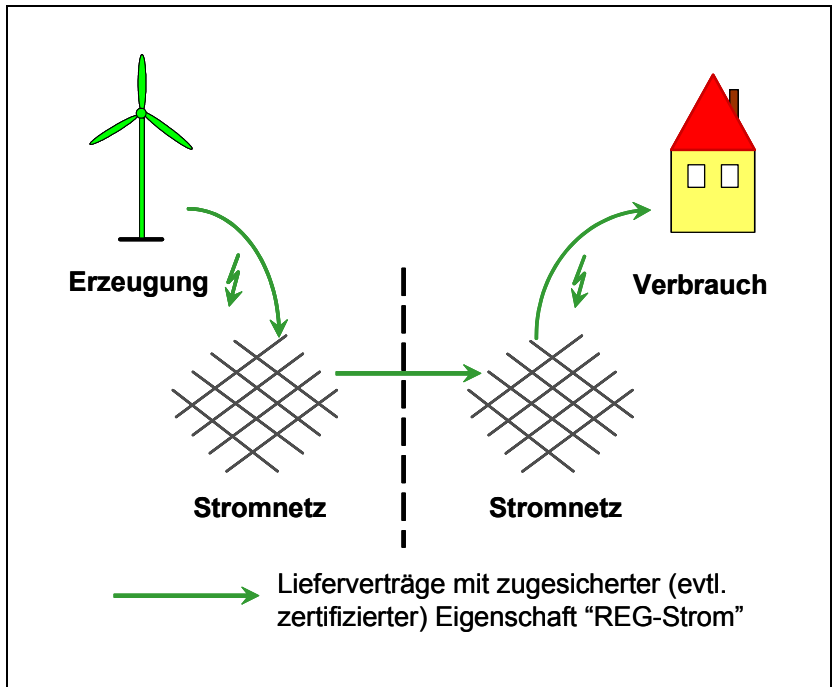
Eine vertiefte Diskussion der Bezugsoption „Physischer Strombezug“ erfolgt in Kapitel 4.

3.2.2 Nutzung von Zertifikaten

Im Falle einer Nutzung von Zertifikaten wird die „grüne“ Eigenschaft der Stromerzeugung vom vertraglichen (und physischen) Stromfluss abgetrennt (vergleiche Figur 7). An die Stelle einer vertraglichen Durchleitung des REG-Stromes vom Erzeugerland in die Schweiz als Importeur wird nur das Zertifikat übertragen. Das Zertifikat entsteht bei der Stromerzeugung und verbrieft die Eigenschaft der regenerativen Energieerzeugung. Der erzeugte Strom darf in diesem Fall nicht mehr als Strom aus erneuerbaren Energien verkauft oder verwendet werden. Vielmehr ist er als sogenannter „Graustrom“ anzu-

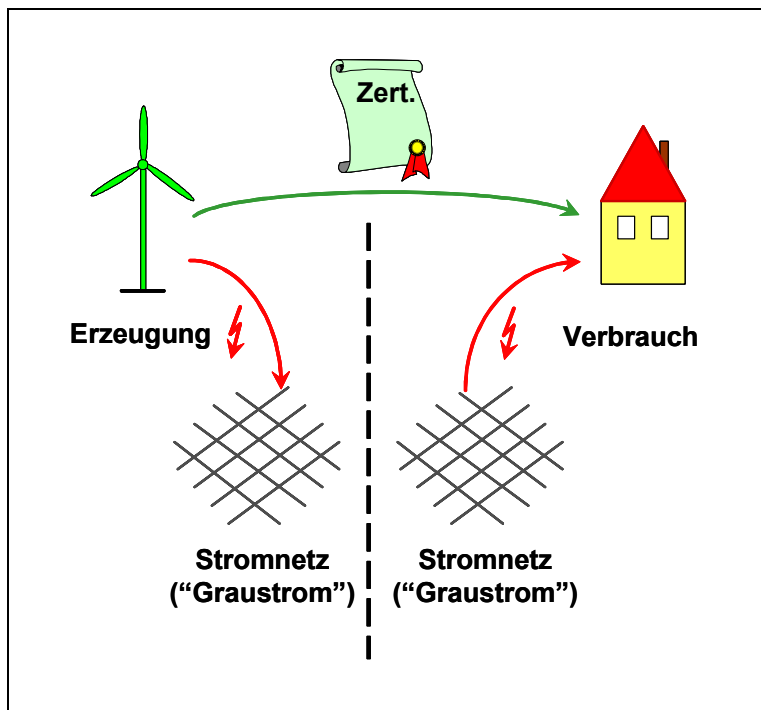
sehen, der keine spezifischen Herkunftseigenschaften hat. Spiegelbildlich hierzu muss jedoch auf Seiten der Schweiz neben dem Zertifikat auch noch Graustrom beschafft (und bezahlt) werden, um den Strombedarf physikalisch decken zu können.

Figur 6: Schematische Darstellung der Bezugsoption „Physischer Strombezug“



Quelle: Eigene Darstellung

Figur 7: Schematische Darstellung der Bezugsoption „Nutzung von Zertifikaten“



Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich zum physischen Strombezug wird also auf eine vertragliche Stromlieferung aus der regenerativen Erzeugungsanlage zum Verbrauch in der Schweiz verzichtet. Vertraglicher Stromfluss und Bilanzierung der Erzeugungseigenschaften werden voneinander getrennt betrachtet. Gegenüber dem physischen Strombezug findet eine stärkere Abstraktion statt. Das Ergebnis für Erzeuger und Verbraucher unterscheidet sich dabei insbesondere hinsichtlich der Lastflüsse im Übertragungsnetz.

Eine vertiefte Diskussion der Bezugsoption „Nutzung von Zertifikaten“ erfolgt in Kapitel 5.

3.2.3 Beschaffung über langfristige Bezugsverträge

Die „klassische“ Methode für die Abwicklung eines Stromimportes ist, dass der Verbraucher sich einen geeigneten Erzeuger sucht und mit diesem einen Liefervertrag über einen bestimmten Zeitraum und mit einem bestimmten Leistungsfahrplan abschließt. Im konkreten Fall der in der Schweiz zu schließenden Deckungslücke würde es sich dabei mit um eine erhebliche Strommenge handeln (Grundlastband von bis zu 3'750 MW im Jahr 2035, Arbeit insgesamt bis zu 22 TWh pro Jahr), die zum anderen auch langfristig, über Jahre oder sogar Jahrzehnte hinweg kontrahiert werden soll. Eine solche Strommenge müsste außerhalb des eher kurzfristig orientierten Strommarktes im Rahmen eines längerfristigen Liefervertrages kontrahiert werden.

Es ist allerdings auch denkbar, dass im Rahmen eines energiepolitisch ambitionierteren Szenarios die benötigten Arbeits- und Leistungsbedarfe geringer werden oder nur ein Teil der Lückendeckung „grün“ und im Ausland beschafft wird.

Aus Sicht der Erzeuger haben derartige Verträge durchaus Vorzüge gegenüber einer kurzfristigen Vermarktung der Stromerzeugung. Durch einen langfristigen Vertrag können die (bei REG-Strom-Anlagen im Vergleich zu anderen Kraftwerken besonders hohen) Investitionen gut abgesichert werden.

Im Vergleich zur nachstehend beschriebenen Beschaffung über Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen haben langfristige Lieferverträge für die Schweizer Seite unter anderem folgende Vorteile:

- Über die Vertragslaufzeit können die Bedingungen des Strombezugs fest vereinbart oder aber an geeignete Indices gleitend angelehnt werden. Hierdurch erhalten beide Seiten eine gewisse Planungssicherheit.
- Für die gleitende Variante wäre eine Orientierung an einem Börsenindex für „Graustrom“ zuzüglich eines vereinbarten Aufschlages für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien typisch.
- Die Bindung an einzelne Erzeuger und ihre Kraftwerke ist weniger stark als bei einer direkten Beteiligung. Nach Abschluss einer Vertragslaufzeit oder durch außerordentliche Kündigung besteht die Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln und damit zum Beispiel kostengünstigere Optionen wahrzunehmen.
- Die Schweizer Abnehmer müssen kein eigenes Kapital investieren.
- In der Regel wird der Erzeuger sich verpflichten, intermittierende Erzeugung (zum Beispiel aus Windkraft oder Solarenergie) in eine handelsfähiges Grundlastband auszuregulieren und diese Kosten in sein Angebot einkalkulieren. Damit entfällt für die Schweizer Abnehmer das entsprechende Risiko.

3.2.4 Beschaffung über Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen

Angesichts des Volumens der zu kontrahierenden Strommenge und des langfristigen, strukturell bedingten Importbedarfs kommt als Alternative zu langfristigen Bezugsverträgen auch eine direkte Beteiligung der Schweizer Energiewirtschaft an den regenerativen Kraftwerken im Ausland in Frage. Denk-

bar wäre es zum Beispiel, die Anlagen in Kooperation mit einem im Produktionsland ansässigen Unternehmen zu planen, zu errichten und zu betreiben, oder aber Anteile an bereits fertig gestellten Anlagen zu übernehmen.

Angesichts des erheblichen Kapitalbedarfs für den längerfristig geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa ist es durchaus zu erwarten, dass lokale Erzeuger einer Beteiligung ausländischer Partner nicht abgeneigt sind.

Im einfachsten Fall würden die Schweizer Anteilseigner den ihrem Eigentumsanteil entsprechenden Teil der Stromerzeugung über eines der vorstehend genannten Liefermodelle importieren. Denkbar ist jedoch auch eine Kombination mit einem (langfristigen) Liefervertrag für die Anlagenanteile, die nicht im Eigentum Schweizer Akteure sind, so dass die gesamte Produktion der Anlage der Schweiz zugute käme.

Im Vergleich zur vorstehend beschriebenen Beschaffung über langfristige Lieferverträge haben Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen für die Schweizer Seite unter anderem folgende Vorteile:

- Durch die eigene Investition sind die Kosten für den Stromimport in die Schweiz nicht mehr an die Schwankungen der Marktpreise gekoppelt, sondern können weitgehend abgesichert werden. Damit entfällt ein wesentliches Kostenrisiko bei der Strombeschaffung.
- Als (Mit-) Eigentümer können die Schweizer Anteilseigner über die Fahrweise der Anlagen (mit) entscheiden und dabei versuchen, diese im Rahmen der gegebenen Möglichkeiten auf die Anforderungen der Schweizer Verbraucher abzustimmen.
- Es entfallen die beim Stromhandel oft als Intermediäre beteiligten Broker und die an diese zu entrichtenden Honorare.

3.2.5 Übersicht über die möglichen Geschäftsmodelle

Die vorstehend genannten Optionen für die Abwicklung des Liefergeschäftes und die beiden Möglichkeiten für die Lieferung des REG-Stroms (beziehungsweise der regenerativen Eigenschaften der Erzeugung in Form von Zertifikaten) sind grundsätzlich beliebig miteinander kombinierbar. Die nachfolgende Figur zeigt die sich ergebenden Kombinationen.

Die Struktur der von den Schweizer Akteuren zu tragenden Kosten dieser Varianten kann schematisch wie folgt dargestellt werden.

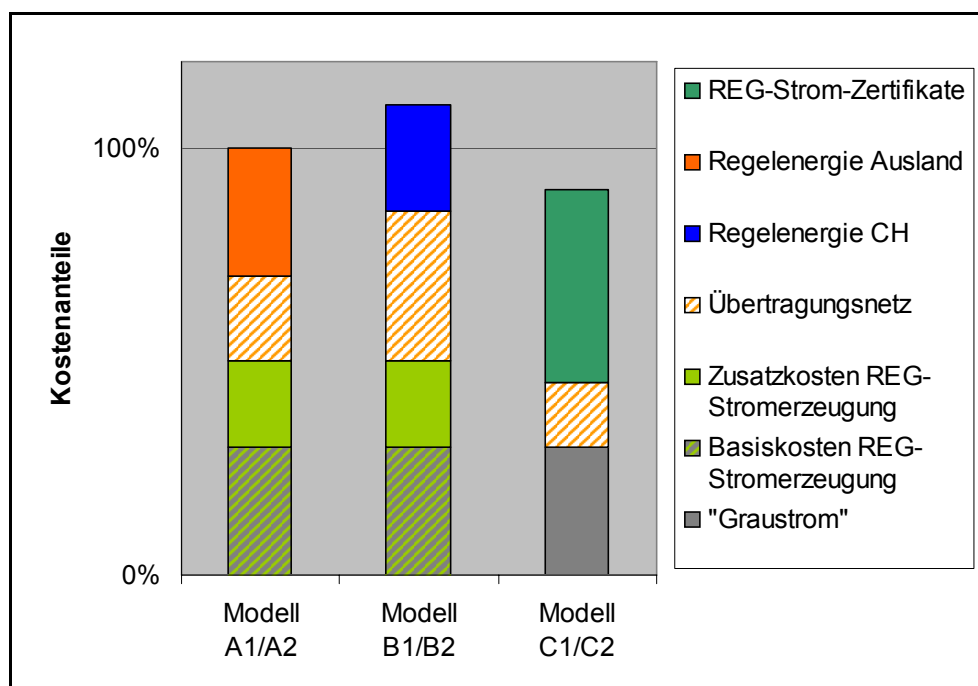
Hierbei ist unter derzeitigen Marktbedingungen damit zu rechnen, dass das Modell C1/C2 in absoluter Höhe die geringsten Kosten verursacht. Aus Sicht der Schweizer Akteure sind die Kosten für die REG-Stromerzeugung durch eine geeignete Beschaffungsstrategie am ehesten zu beeinflussen. Hiermit gekoppelt sind auch die Kosten der REG-Strom-Zertifikate. Die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetze sowie die ausländische Regelenergie können dagegen aus Sicht der Schweiz kaum beeinflusst werden.

Figur 8: Übersicht zu den denkbaren Geschäftsmodellen für REG-Strom-Import

		Langfristige Bezugsverträge mit den Eigentümern	Beteiligung Schweizer Akteure am Eigentum der Anlagen
Physische Durchleitung von REG-Strom	Ausregelung intermittierender Erzeugung im Exportland	Modell A1	Modell A2
	Ausregelung intermittierender Erzeugung in der Schweiz	Modell B1	Modell B2
Import von „grünen Zertifikaten“ plus Bezug von „Graustrom“	Ausregelung intermittierender Erzeugung nicht relevant	Modell C1	Modell C2

Quelle: Eigene Darstellung

Figur 9: Kostenstruktur der Varianten (schematisch)



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos AG/Öko-Institut)

4 Physischer Strombezug – Möglichkeiten und Grenzen

In der hier betrachteten Variante wird die REG-Stromerzeugung vom ausländischen Kraftwerk durch das europäische Verbundnetz bis in die Schweiz durchgeleitet. Wie schon in Kapitel 3.2.1 beschrieben wurde, ist es hierzu erforderlich, die entsprechenden Übertragungskapazitäten bei den betroffenen Netzbetreibern zu buchen und zu bezahlen⁷. Angesichts der derzeitigen Situation im europä-

⁷ Dabei führt die vereinbarte Stromlieferung nicht notwendigerweise zu einem direkten Stromfluss vom Erzeugerland in die Schweiz. Vielmehr ergeben sich die physischen Stromflüsse im Verbundnetz aus dem konkreten Kraftwerkseinsatz und dem Abnahmeverhalten der Nachfrager. Dabei überlagern sich eine Vielzahl von Lieferabkommen gegenseitig. Zusammen

schen Netz ist es nicht a priori gesichert, dass diese Kapazitäten physisch und für Vertragsbeziehungen verfügbar sind.

Hierbei können für jedes Netzgebiet und jede Kuppelstelle drei typische Situationen unterschieden werden:

- Freie Kapazität verfügbar

Sofern es keine Engpässe im Netzbereich gibt, können die erforderlichen Kapazitäten problemlos gebucht werden. In diesen Fällen sollten Übertragungsgebühren im Regelfall nach dem sogenannten „entry-exit“-Modell berechnet werden. Dies bedeutet, dass für die Erzeugungsanlage und die Verbraucher die im jeweiligen Netzgebiet typischen Übertragungsnetzgebühren zu zahlen sind. Diese sind jedoch unabhängig von der räumlichen Entfernung der Einspeisung von der Entnahme und von der Anzahl der dazwischen liegenden Netzgebiete.

- Zusätzliche Belastung von „Bottlenecks“

In einigen Bereichen des europäischen Übertragungsnetzes, insbesondere an einigen Übergabestellen zwischen den Übertragungsnetzen verschiedener Länder, bestehen heute Leistungsengpässe. In diesem Falle werden die verfügbaren Kapazitäten in der Regel versteigert. Dies kann zu erheblichen zusätzlichen Gebühren für die Nutzung der Übertragungsnetze führen⁸.

- Entlastung von „Bottlenecks“

Sofern die zu kontrahierende Lieferung einer derzeit bestehenden Überlast an einem Engpass entgegen wirkt, würden mindestens keine Zusatzgebühren für den Engpass anfallen. Denkbar wäre sogar, dass für die Entlastung des Engpasses eine Gutschrift erzielbar ist.

Eine solche Situation wäre zum Beispiel denkbar bei zusätzlichen Lieferungen von aus Windkraft oder Solarenergie erzeugtem Strom aus Spanien über Frankreich in die Schweiz. Hiermit würden Lastflüsse entstehen, die den derzeit überwiegenden Belastungen der Kuppelstellen entgegen wirken.

Angesichts des hier zur Diskussion stehenden Volumens der erwarteten Deckungslücke (Grundlastband mit einer Leistung von bis zu 3'750 MW bis zum Jahr 2035) würde sich eine Bezugsvereinbarung der Schweiz mit ausländischen Lieferanten in jedem Falle spürbar auf die Lastsituation im europäischen Verbundnetz auswirken.

Bei einer Bewertung der Auswirkungen eines derartigen Bezugsgeschäfts sollte allerdings nicht von der heutigen Lastsituation im europäischen Netzverbund ausgegangen werden. Vielmehr gilt es abzuschätzen, welche Veränderungen sich im hier betrachteten Zeitraum bis 2035 und darüber hinaus ergeben werden. Dabei sind folgende Entwicklungen absehbar:

- Die derzeit bestehenden Engpässe im Übertragungsnetz werden bis 2035 mit großer Sicherheit beseitigt worden sein. Bis 2020 ist jedoch noch nicht mit perfekten Rahmenbedingungen für den Stromhandel zu rechnen.
- Es ist davon auszugehen, dass die Konditionen zur Netznutzung innerhalb der EU im Laufe der Zeit kontinuierlich besser koordiniert werden.

mit den nicht planbaren Fahrplanabweichungen auf Erzeugungs- und Abnahmeseite, die durch Reserve- und Regelkraftwerke ausgeglichen werden müssen, ergeben sich schließlich die realen Lastflüsse. Diese sind keinem einzelnen Liefervertrag mehr einzeln zuzuordnen.

⁸ Im Idealfall sollten die betroffenen Netzbetreiber die zusätzlichen Einnahmen aus der Auktionierung der knappen Kapazitäten für Investitionen zur Beseitigung des Engpasses verwenden. Dies ist jedoch in der Praxis nicht immer der Fall.

- In diesem Zeitraum werden sich jedoch auch die Lastflüsse im europäischen Stromverbund verändern. Je nach denkbarer Entwicklung können diese Veränderungen gravierend sein und die Rahmenbedingungen für Lieferungen in die Schweiz deutlich verschieben. Zu den wesentlichen Einflussgrößen gehören:
 - Standortwahl neuer konventioneller und gegebenenfalls nuklearer Großkraftwerke
 - Veränderungen im Leistungsbedarf verschiedener europäischer Länder
 - Veränderungen im Kraftwerkspark aufgrund eines forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien in Europa

Insbesondere der dritte genannte Aspekt könnte sich deutlich auf die Rahmenbedingungen für einen Stromimport aus erneuerbaren Energien in die Schweiz auswirken. Das Beispiel der deutschen „Netzstudie“ zeigt, dass ein forciertes Ausbauen der erneuerbaren Energien im Stromsektor bereits in einer nationalen Betrachtung zu deutlich veränderten Leistungsflüssen führen kann, die einen Neubau von Übertragungsleitungen erfordern (DEWI et al. 2005).

Wenn die europäischen Staaten sich über das Jahr 2010 hinaus weitere ambitionierte Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzen, dann wird der überregionale Austausch von REG-Strom eine wesentlich größere Bedeutung erhalten als bisher und könnte zu einem der bestimmenden Faktoren für die weitere Entwicklung des europäischen Verbundnetzes werden. Da neben der Schweiz auch andere Länder mittel- und längerfristig auf Importe aus REG-Strom setzen werden, ist mit einer Konkurrenz um die dann bestehenden Leitungskapazitäten zu rechnen. Dabei ist es durchaus denkbar, dass sich zum Beispiel der bisher vorwiegende Stromfluss aus Frankreich über Spanien nach Portugal langfristig umkehrt in einen Netto-Export der sonnen- und windreichen Länder der iberischen Halbinsel in die Länder des westlichen Mitteleuropas. Ohne vorausschauende Investitionen in die Netze könnten damit die heute bestehenden Engpässe an den Koppelstellen in einigen Jahrzehnten erneut zum Engpass werden, jedoch bei umgekehrter Richtung des Stromflusses.

Angesichts dieser Unsicherheiten käme zumindest theoretisch auch die Möglichkeit in Betracht, die erforderlichen Übertragungskapazitäten für den Import von REG-Strom in die Schweiz durch Investitionen Schweizer Akteure aufzubauen. Langfristig könnte eine derartige Investition dann in Betracht kommen, wenn die derzeitigen Netzbetreiber durch die Regulierung nicht zu einer wettbewerbsfähigen Gestaltung der Durchleitungsentgelte gebracht werden können, sondern dauerhaft Monopolrenditen erzielen. In diesem Fall könnte eine solche Investition in Betracht kommen. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass für den Export von REG-Strom in die Schweiz mehrere Regionen in Frage kommen (zum Beispiel Skandinavien und Spanien, letzteres mit Perspektive auf eine langfristig bessere Anbindung nach Nordafrika), so dass unter Umständen mehrere Leitungen gebaut werden müssten. Zudem stellen allein die Genehmigungsverfahren für eine derartige, mehrere Länder übergreifende Leitung eine erhebliche Herausforderung dar, die von Schweizer Akteuren alleine vermutlich nur mit Schwierigkeiten zu bewältigen wäre. Zudem wären die zu leistenden Investitionen erheblich: Auf der Grundlage der in (DEWI et al. 2005) genannten Kosten würden für eine 2'000 km lange 380kV-Leitung mit vier Stromkreisen Investitionen in Höhe von zirka 2.8 bis 3.5 Mrd. EUR (4.4 bis 5.5 Mrd. CHF) anfallen. Dies entspricht etwa der erwartbaren Leitungslänge von der Schweiz nach Spanien oder Südsandinavien. Falls beide Regionen durch neue Leitungen angebunden werden sollen, wäre also mit Investitionen in Höhe von 5.6 bis 7.0 Mrd. EUR (8.8 bis 11 Mrd. CHF) zu rechnen.

Schließlich ist beim physischen Strombezug die Frage zu klären, welcher Akteur für die Ausregelung der fluktuierenden Erzeugung von REG-Technologien wie der Windkraft und Solarenergie zuständig ist und wie die damit verbundenen Kosten allokiert werden. Übliche Praxis ist derzeit, dass der Erzeuger, gegebenenfalls mit Hilfe eines Partners, die Stromerzeugung in einen vereinbarten Fahrplan (oftmals ein Grundlastband) veredelt. Hierzu ist ein Zugriff auf Reservekraftwerke mit einer Kapazität entsprechend des nicht gesicherten Leistungsanteils der regenerativen Erzeugungsanlagen erforderlich. Die mit der Veredelung verbundenen Kosten werden in diesem Fall in den vereinbarten Preis für die Lieferung des REG-Stroms einkalkuliert.

Angesichts der in der Schweiz verfügbaren großen Kapazitäten an Spitzenlast-Kraftwerken wäre es alternativ hierzu denkbar, dass der ausländische REG-Erzeuger seinen Strom ohne Veredelung ins

Netz einspeist und die erforderliche Ausregelung auf Schweizer Seite erfolgt. Diese Option stellt allerdings eher eine bilanzielle als eine direkte physikalische Ausregelung auf große Distanz dar. Die möglichen ökonomischen Vorteile einer Ausregelung auf Schweizer Seite sind in diesem Fall mit den eventuell erhöhten Kosten für die Leitungskapazitäten für den Stromtransit in die Schweiz abzuwägen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der physische Strombezug bei den großen, hier zur Diskussion stehenden Strommengen mit nennenswerten Kostenrisiken verbunden sein kann. Die Höhe der zu erwartenden Kosten hängt unter anderem von der in Frage stehenden Region ab, in der die regenerative Stromerzeugung stattfindet. Darüber hinaus haben jedoch viele weitere Faktoren Einfluss auf die Kosten einer Stromübertragung, die außerhalb des Einflussbereiches der Schweizer Stromwirtschaft liegen. Als alleinige Lösung zur Schließung der in der Schweiz erwarteten Deckungslücke kann daher ein physischer Bezug von REG-Strom nicht empfohlen werden.

5 Abwicklung über Zertifikate – Möglichkeiten und Grenzen

Wie in Kapitel 3.2.2 bereits skizziert wurde, stellt die Nutzung von Zertifikaten für die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien eine Kombination von zwei getrennten Liefergeschäften dar:

- Zur Deckung des physischen Strombedarfs wird bei einem beliebigen Stromlieferanten sogenannte „Graustrom“, also (physischer) Strom ohne bestimmte, vom Erzeuger zugesicherte Herkunft, eingekauft.
- Dieser Strom wird veredelt durch die Kombination mit der Beschaffung von einer der Strommenge entsprechenden Anzahl von Zertifikaten, die eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien repräsentieren. Durch den Kauf der Zertifikate werden die Schweizer Akteure Eigentümer der regenerativen Erzeugungseigenschaften der betreffenden Strommenge. Der Betreiber des Kraftwerks, in dem die Zertifikate erzeugt wurden, verpflichtet sich dabei, seinen Strom seinerseits als Graustrom zu verkaufen. Durch Entwertung der Zertifikate durch die Schweizer Eigner wird ihr Wert realisiert und die Zertifikate vom Markt entfernt.

Der wesentliche Vorteil der Zertifikatslösung gegenüber dem physischen Strombezug ist, dass ein möglicherweise mehrere Transitländer umfassendes weiträumiges physisches Liefergeschäft für Strom aus erneuerbaren Energien vermieden werden kann. An dessen Stelle tritt der Transfer von Zertifikaten sowie der nach Kostenaspekten optimierte Bezug von Graustrom. Sofern für die physische Belieferung mit REG-Strom die Nutzung kostenintensiver Kuppelstellen zwischen Übertragungsnetzen erforderlich wäre, können diese Kosten bei der Zertifikatslösung erspart werden.

Allerdings ist es angesichts des realen Bedarfs der Schweiz an zusätzlicher Bezugskapazität im Falle der Nutzung von Zertifikaten erforderlich, eine andere, möglicherweise ausländische Strombezugsquelle für die Schweiz zu eröffnen. Je nach geographischer Lage des physischen Lieferanten kann hierbei zusätzlich zu den Zertifikaten ebenfalls eine Gebühr für die Nutzung der Übertragungsnetze anfallen. Da jedoch für die physische Belieferung jede Art von Stromerzeugung in Frage kommt, kann hier im günstigen Fall mit insgesamt niedrigeren Kosten gerechnet werden als beim direkten Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien.

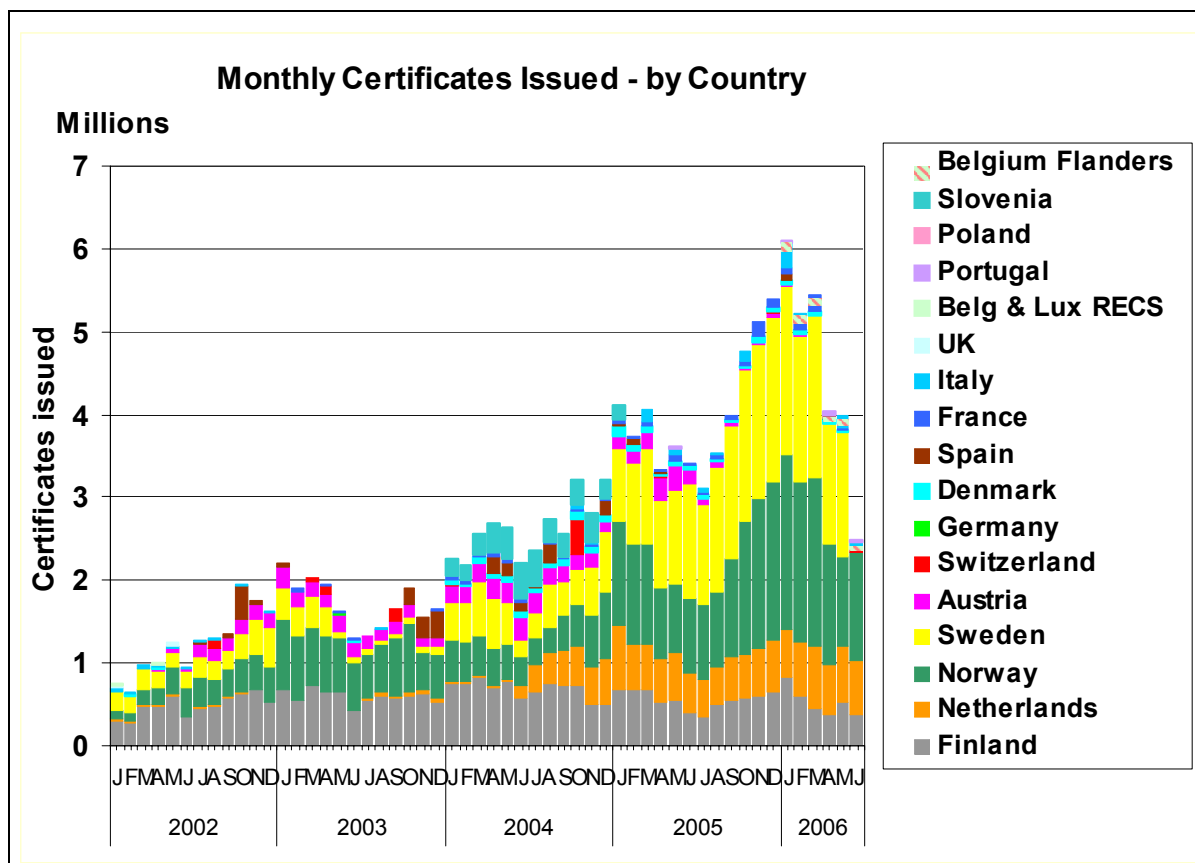
Für REG-Strom-Zertifikate hat sich in den letzten Jahren ein kontinuierlich wachsender Markt etabliert. Seit etwa fünf Jahren sind die Zertifikate des sogenannte Renewable Energy Certificate System (RECS) verfügbar, an dem auch mehrere Unternehmen der Schweizer Energiewirtschaft aktiv beteiligt sind⁹. Die unabhängigen Organisationen, die dieses Zertifikatssystem betreiben, die sogenannten „Issuing Bodies“, sind europaweit in der „Association of Issuing Bodies (AIB)“ zusammen geschlossen. In diesem Rahmen wurde das bisherige, auf privatwirtschaftliche Initiative hin entstandene RECS-System zum European Energy Certificate System (EECS) erweitert, das neben RECS-Zertifikaten auch Herkunftsnachweise für REG-Strom sowie Strom aus hocheffizienter WKK gemäß den einschlä-

⁹ Siehe <http://www.recs.org> und <http://www.recs.ch>

gigen EU-Richtlinien sowie sogenannten Kennzeichnungs-Zertifikate für jegliche Art der Stromerzeugung umfasst¹⁰.

Die Mitglieder der AIB sind derzeit in 17 europäischen Ländern aktiv. Seit dem Jahr 2001 wurden Zertifikate für eine Strommenge von insgesamt über 150 TWh ausgestellt, davon alleine 48 TWh im Jahr 2005.

Figur 10: Von Mitgliedern der AIB ausgestellte Zertifikate für REG-Strom (2002-Juni 2006)



Quelle: Association of Issuing Bodies

Aufgrund ihrer einfachen Handhabbarkeit setzen sich die vom AIB ausgestellten Zertifikate zunehmend auf dem grenzüberschreitenden europäischen Markt für REG-Strom durch. Auch einige, durch starke Handelsaktivitäten gekennzeichnete nationale Märkte für REG-Strom weisen einen hohen Marktanteil von Zertifikaten auf. Ob diese Entwicklung in gleichem Maße auch für die ebenfalls vom AIB angebotenen Zertifikate für Strom aus WKK und für alle Arten der Stromerzeugung eintritt, kann derzeit noch nicht beurteilt werden.

Bisher treten die am Zertifikatsmarkt aktiven Schweizer Unternehmen eher als Exporteure auf denn als Importeure. Falls sich die Schweizer Energiewirtschaft jedoch für die Beschaffung von REG-Strom in Form von Zertifikaten entscheidet, so steht mit dem EECS-System ein erprobtes und leistungsfähiges Instrument zur Abwicklung der Transaktionen zur Verfügung.

Hinsichtlich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen wie Wind und Solarenergie liegt die Verantwortung zur Vermarktung des nur eingeschränkt vorhersagbaren Leistungsverlaufes eindeutig beim Erzeuger. Der Käufer der Zertifikate ist von dem zeitlichen Verlauf der Erzeugung nicht tangiert. Allerdings ist damit zu rechnen, dass die Erzeuger versuchen, ihre Kosten für die Veredelung der be-

¹⁰ Siehe <http://www.aib-net.org>

treffenden Strommengen in marktfähige Leistungsverläufe in die Preise für die Zertifikate einzukalkulieren.

In der Vergangenheit lagen die Preise der REG-Strom-Zertifikate relativ niedrig (unter 25 EUR pro MWh). Die Zahl der Transaktionen reicht derzeit nicht aus, um einen liquiden Markt mit einer repräsentativen Preisbildung zu schaffen. Angesichts des näher rückenden Stichjahres für die indikativen Ausbauziele der EU-Länder sowie weiterer europäischer Länder für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist künftig mit steigenden Preisen zu rechnen. Allgemein erwartet wird in absehbarer Zukunft ein Preisniveau zwischen 30 und 50 EUR pro MWh.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass es sich bei den Zertifikatpreisen um einen Zusatzpreis für die „regenerative Eigenschaft“ handelt; der physische „Normalstrom“ muss darüber hinaus noch beschafft, bezahlt und transportiert werden.

Unter der Annahme, dass die europäischen Länder sich für den Zeitraum nach 2010 für weiter anwachsende Zielsetzungen entscheiden, ist mit einem weiteren Anstieg des Preisniveaus zu rechnen. Dies gilt insbesondere für solche Zertifikate, deren Import gemäß den von der EU-Kommission vorgegebenen Regelungen für die Erreichung der Ausbauziele angerechnet werden können. Hierzu müssen die Zertifikate als Herkunftsnachweise gemäß Richtlinie 2001/77/EG qualifiziert sein und eine Vereinbarung der beteiligten Regierungen über die Anrechnung der betreffenden Stromerzeugung im Importland vorliegen¹¹.

Insgesamt kann die Verwendung von Zertifikaten für die Schweiz eine attraktive Option für den Import von REG-Strom sein. Bedingung hierfür wäre die dauerhafte Etablierung des EECS-Systems und die Herausbildung eines transparenten Preisbildungsmechanismus in einem ausreichend liquiden Markt. Die bis zum Jahr 2035 zur Diskussion stehende Deckungslücke von 20 TWh pro Jahr entspricht knapp der Hälfte des heutigen Marktvolumens an EECS-Zertifikaten. Im Rahmen der weiteren Wachstumsperspektiven des Marktes für EECS-Zertifikate dürfte die Abdeckung selbst der gesamten Deckungslücke über Zertifikate im mengenmäßigen Sinne kein größeres Problem sein.

6 Empfehlung

Aufbauend auf den Bewertungen in den vorstehenden Abschnitten lassen sich folgende Empfehlungen der Expertise zusammenfassen. Dabei kann gemäß der Darstellung der möglichen Geschäftsmodelle in Figur 8 die Fragestellung, ob eine Beteiligung an Anlagen gegenüber einer Lieferbeziehung mit dem Anlagenbetreiber zu bevorzugen ist, weitgehend unabhängig von der Frage diskutiert werden, ob der konkrete Bezug durch physische Stromlieferung oder über Zertifikate erfolgen sollte.

Grundsätzlich ist ein Import von größeren Mengen REG-Strom in die Schweiz ab dem Jahr 2018 als eine durchaus denkbare Option anzusehen. Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien kann kostengünstiger und ökologisch besser verträglich sein als ein weiterer inländischer Ausbau von REG-Strom. Auch verschiedene andere europäische Länder verfolgen diese Option als Element einer Langfrist-Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Wegen der zu erwartenden steigenden grenzüberschreitenden Nachfrage nach REG-Strom ist trotz der zumeist zu erwartenden Reduktion der Erzeugungskosten mit einem mittelfristig steigenden Preisniveau sowohl bei physischen Stromlieferungen wie auch bei REG-Strom-Zertifikaten zu rechnen. Im Vergleich zur erwartbaren langfristigen Preisentwicklung bei fossilem und nuklear erzeugtem Strom werden erneuerbare Energien ihre Position jedoch voraussichtlich verbessern können. In dem sich abzeichnenden Verkäufermarkt für REG-Strom bestehen für Nachfrager also nicht unerhebliche Preisrisiken. Die direkte Beteiligung an Anlagen kann diese Risiken mindern.

Um kompatibel mit den EU-internen Regelungen zur Anerkennung von Stromimporten für die Erreichung der Ausbauziele für REG-Strom zu sein, sollten Schweizer Importeure vom Stromproduzenten

¹¹ Vergleiche KOM (2004)

die Vorlage eines Herkunftsnachweises gemäß Richtlinie 2001/77/EG verlangen. Zudem sollte die Schweiz Vereinbarungen mit dem Exportland treffen, dass die exportierte Strommenge in der Schweiz angerechnet werden kann.

6.1 Beteiligungen versus langfristige Lieferverträge

Unter den derzeit absehbaren Rahmenbedingungen kann eine direkte Beteiligung an Erzeugungsanlagen dazu beitragen, die Auswirkungen von Preisschwankungen am Großhandelsmarkt für Strom auf das eigene Unternehmen oder auf das eigene Land zu begrenzen. Diese Preisentwicklungen sind in der Regel auch für langfristige bilaterale Lieferverträge relevant, da die vereinbarten Preise für REG-Strom häufig an die Entwicklung an einer Strombörse gekoppelt sind.

Darüber hinaus ist nicht sicher, ob die Betreiber von REG-Strom-Kraftwerken bereit sind, die langfristige Lieferverträge mit Schweizer Partnern zu für diese akzeptablen Bedingungen abzuschließen. Zu erwarten ist eine Steigerung der Nachfrage nach REG-Strom, die nicht in erster Linie durch die Verbraucher getrieben wird, sondern durch den Bedarf der europäischen Länder, ihre längerfristigen Ausbauziele für REG-Strom zu realisieren und damit einen Beitrag zur Minderung der Treibhausgas-Emissionen und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit zu leisten. In dieser Situation wird sich die Schweiz in einem Wettbewerb mit anderen Nachfragern befinden. In diesem Kontext können die Bereitschaft und die Fähigkeit, Investitionen in neue Anlagen mit zu tragen sowie gegebenenfalls neue Projekte mit zu entwickeln, dabei helfen, die Auswirkungen des zu erwartenden Anstiegs der Marktpreise für REG-Strom auf die Schweiz zu dämpfen. Sofern eine Realisierung geeigneter Anlagen im Ausland zum Beispiel in Kooperation mit erfahrenen lokalen Akteuren möglich ist, sollten diese Optionen daher sehr ernsthaft erwogen werden.

Zu bedenken ist jedoch, dass die Schweizer Energiewirtschaft in diesem Falle auch einen entsprechenden Anteil am unternehmerischen Risiko zu tragen hat. Wie bei vielen energiewirtschaftlichen Entscheidungen sind die langfristigen Rahmenbedingungen, deren Kenntnis für eine solide Bewertung der Vor- und Nachteile einer direkten Beteiligung an Kraftwerksprojekten im Vergleich zu langfristigen Lieferverträgen erforderlich wäre, in der Realität nicht sicher abschätzbar. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören die Beschaffungssituation für die Stromversorgung der Schweiz ebenso wie die konkret erzielbaren Konditionen für die Beteiligung an REG-Kraftwerken oder den Abschluss von Lieferverträgen.

Insofern könnte eine vorausschauende Strategie darin bestehen, beide Optionen zur Beschaffung von Strom aus dem Ausland in einer geeigneten Kombination miteinander einzusetzen. Wie stark in einer solchen Strategie die direkte Beteiligung an Anlagen gegenüber dem Abschluss langfristiger Lieferverträge gewichtet werden, kann dabei von der Entwicklung der Rahmenbedingungen abhängig gemacht werden. Mit einer solchen Vorgehensweise können die Risiken breiter gestreut werden.

6.2 Zertifikate versus physischer Bezug

Die Strommenge, die zur Schließung der bis 2035 erwarteten Deckungslücke benötigt würde, liegt bei Umrechnung in ein Grundlastband maximal in der Größenordnung der derzeitig installierten Kapazität der Verbindungsleitungen zwischen Skandinavien und dem westlichen Mitteleuropa. Dies macht deutlich, dass ein Bezug der Schweiz von bis zu 3'500 MW Grundlast aus Ländern wie Norwegen oder Spanien geeignet wäre, die Stromflüsse in Europa spürbar zu verschieben. Je nachdem, aus welchen Regionen diese Leistung bereitgestellt würde, wären zum Teil erhebliche Investitionen zum Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich.

Eine eigenständige Investition in die Netze durch die Schweizer Energiewirtschaft, zum Beispiel der Bau einer eigenen Leitung vom Ort der Erzeugung bis in die Schweiz, wäre theoretisch denkbar. In der Praxis würde ein solches Vorhaben aber wohl einerseits durch die relativ hohen Investitionskosten

ten¹², in noch stärkerem Maße jedoch durch die Unwägbarkeiten der erforderlichen Genehmigungsverfahren eher unwahrscheinlich werden. Zudem müssten voraussichtlich mehr als nur eine Leitung gebaut werden, um sich nicht von nur einer Lieferregion abhängig zu machen.

Die Alternative zum physischen Strombezug aus den regenerativen Kraftwerken, die Nutzung von Zertifikaten von REG-Strom, erfordert zusätzlich eine Beschaffung von „Graustrom“ aus anderen, kostengünstigeren und eventuell in räumlicher Nähe zur Schweiz verfügbaren Quellen. Trotz dieser erhöhten Komplexität kann die Nutzung von Zertifikaten die Preisrisiken einer physischen Durchleitung in die Schweiz mindern und sich letztlich als die günstigere Option herausstellen, da hierbei der vertragliche Transit von großen Strommengen quer durch Europa vermieden wird. Solange ausreichend „Graustrom“ verfügbar ist und insoweit die Zertifikate relativ kostengünstig verfügbar sind, kann eine (rechnerische) Teil-Versorgung der Schweiz über die Zertifikate am einfachsten dargestellt werden.

Sobald sich diese zwei entscheidenden Rahmenbedingungen spürbar verändern, zum Beispiel aufgrund von grundlegenderen Veränderungen im europäischen Kraftwerkspark, müsste zumindest anteilig auf physische Stromlieferungen gesetzt werden. Dies erscheint insbesondere im Rahmen einer langfristigen Betrachtung unumgänglich: Ein Schließen der erwarteten Deckungslücke in der Schweizer Stromversorgung basierend auf erneuerbaren Energien ist besonders gut in einem Umfeld denkbar, in dem auch andere europäische Länder verstärkt auf die Nutzung erneuerbare Energien setzen. In diesem Fall ist es wahrscheinlich, dass noch vor dem Jahr 2050 die physische Stromversorgung Mitteleuropas anteilig durch großflächige Stromimporte aus sonnen- und windreichen Gebieten im Norden, Westen und Süden Europas sowie perspektivisch aus Nordafrika gedeckt werden wird. In einem solchen Szenario reicht der Import von Zertifikaten allein nicht mehr aus, um die einheimische Stromversorgung der Schweiz durch erneuerbare Energien zu ergänzen.

Insofern stellt sich die Nutzung von Zertifikaten in Kombination mit der Beschaffung von kostengünstigem „Graustrom“ zumindest für die absehbare Zukunft als die geeignete Option dar. Im Hinblick auf die längerfristige Entwicklung sollten jedoch zugleich die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, um eine physische Übertragung von größeren Strommengen aus erneuerbaren Energien nach Mitteleuropa zu ermöglichen. Dabei würde zum Beispiel die heutigen Engpässe an den Übergabestellen zwischen Spanien und Frankreich sowie zwischen der Schweiz und Italien durch gegenläufige Stromflüsse zunächst entlastet werden. Um jedoch künftige Engpässe in einem Szenario mit hohem Deckungsanteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Europas zu vermeiden, sind Verstärkungen der Netze und neue Leitungen von den künftigen Erzeugungsregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten erforderlich.

¹² Zur Verdeutlichung der Relationen: Die Investitionskosten einer 2'000 km langen 380 kV-Leitung mit vier Stromsystemen liegen mit zirka 3 Mrd. EUR (4.7 Mrd. CHF) etwa in der Größenordnung der über vier Jahre hinweg erwarteten Kosten für die Beschaffung von REG-Strom Zertifikaten mit einem Volumen von 20 TWh pro Jahr (bei einem angenommenen Zertifikatspreis von 40 EUR pro MWh ergeben sich hierfür jährliche Kosten von 800 Mio. EUR beziehungsweise 1.3 Mrd. CHF).

Literaturverzeichnis Exkurs 7

- BFE (2003) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003.
- BFE (2004) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2004.
- BFE (2006) <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/index.html?lang=de>, Zugriff am 21.08.2006.
- DEWI et al (2005) DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln 2005.
- DG TREN (2003) European Commission, Directorate-General for Energy and Transport: European energy and transport – Trends to 2030, 2003.
- EEA (2005) Decision of the EEA Joint Committee No 102/2005 of 8 July 2005 amending Annex IV (Energy) to the EEA Agreement.
- ERGEG (2006) The European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG): Fact Sheet on The Electricity Regional Initiative: Making Progress towards a single European Market (Ref: E05-ERF-03-06b), 2006.
- Huber et al. (2004) Claus Huber, Thomas Faber, Reinhard Haas, Gustav Resch, John Green, Samanta Ölz, Sara White, Hans Cleijne, Walter Ruijgrok, Poul Erik Morthorst, Klaus Skytte, Miguel Gual, Pablo del Rio, Félix Hernández, Andrés Tacsir, Mario Ragwitz, Joachim Schleich, Wolfgang Orasch, Marcus Bokemann, Christine Lins: Green-X – Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market, Wien, 2004.
- KOM (2004) Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Der Anteil erneuerbarer Energien in der EU-Bericht der Kommission gemäß Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG, Bewertung der Auswirkung von Rechtsinstrumenten und anderen Instrumenten der Gemeinschaftspolitik auf die Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energiequellen in der EU und Vorschläge für konkrete Maßnahmen (KOM(2004) 366 endg).
- Prognos AG (2006) Zusammenstellung von Unterlagen aus dem Projekt „Energieperspektiven Schweiz“.
- Ragwitz et al. (2005) Mario Ragwitz, Joachim Schleich, Claus Huber, Gustav Resch, Thomas Faber, Monique Voogt, Rogier Coenraads, Hans Cleijne, Peter Bodo: FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020, Karlsruhe, 2005.
- Resch et al. (2006) Gustav Resch, Thomas Faber, Reinhard Haas, Mario Ragwitz, Anne Held, Inga Konstantinaviciute: Potentials and cost for renewable electricity in Europe – The Green-X database on dynamic cost-resource curves, Wien, 2006.

- Vanzetta (2006) Engpasssituation in der Region DE-CH, Vortrag auf der Infoveranstaltung der EnBW am 25. November 2005 in Stuttgart.
- Vrolijk et al. (2004) Christiaan Vrolijk, Veit Bürger, Christof Timpe, Nico van der Linden, Jaap Jansen, Martine Uytterlinde, John Green, Carlos García Barquero, Germán Prieto Yerro, Francisca Rivero García: Renewable Energy Guarantees of Origin: Implementation, interaction and utilisation. Summary of the RE-GO project, o.O. 2004

8. Exkurs: Elektrizität aus Wasserkraft

Michel Piot, Bundesamt für Energie

1 Wasserkraftnutzung in der Schweiz

Die Wasserkraft spielt in der Schweiz schon lange als einheimische und erneuerbare Energiequelle eine zentrale Rolle, in früheren Zeiten zum Beispiel zum Antrieb von Mühlen und Schmieden. Am Ende des 19. Jahrhunderts waren über 10'000 kleine Wasserkraftanlagen in Betrieb. 1914 wiesen die Wasserrechtsregister der Schweiz noch rund 7'000 Kraftwerke bis 10 MW Leistung auf. Davon waren über 90% Kleinanlagen mit Leistungen unter 300 kW. Mit dem flächendeckenden Ausbau des Stromnetzes, dem Angebot billigerer Energie aus Grosskraftwerken und der zunehmenden Konkurrenz der billig und flexibel einsetzbaren Verbrennungsmotoren wurden im 20. Jahrhundert die meisten Kleinwasserkraftwerke stillgelegt.

Anfangs des 20. Jahrhunderts wurde die Bedeutung der Speicherkraftwerke für die Energieproduktion erkannt. 1925 gründete die Bernische Kraftwerke AG (BKW) die Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) als Tochtergesellschaft. Später beteiligten sich auch der Kanton Basel-Stadt sowie die Städte Bern und Zürich mit je einem Sechstel am Aktienkapital. In einer ersten Etappe wurde zwischen 1925 und 1932 das Kraftwerk Handeck I mit den Stauseen Grimsel und Gelmer gebaut. Erst 1979 fand der Ausbau (8 Stauanlagen, 9 Kraftwerkzentralen) mit der Inbetriebnahme des Umwälzwerkes Oberaar-Grimsel einen vorläufigen Abschluss.

In [15] wird die Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz der letzten 50 Jahre in vier Perioden unterteilt, in [4] wird zudem der Leistungszubau über die Jahre 1960-2002 dargestellt:

- 1955-1970: intensivster Ausbau der Schweizer Wasserkraft. Die Situation wurde durch die starke Zunahme der Stromnachfrage, das Vorhandensein von interessanten Standorten für die Realisierung von neuen Anlagen, attraktive ökonomische Rahmenbedingungen und fehlende konkurrenzfähige Technologien begünstigt.
- 1970-1980: In dieser Zeit verlangsamte sich der Ausbau der Wasserkraft stark, da die makroökonomischen Bedingungen (Erdölkrise, Rezession, Investitionsklima) schlecht waren, ein intensiver Ausbau der Kernenergie stattfand und die Kritik aus ökologischer Sicht gegenüber Grossprojekten in der Öffentlichkeit zunahm.
- 1980-1990: Die Bautätigkeit kam praktisch zum Erliegen, da attraktive und akzeptierte Standorte fehlten, hohe Inflationsraten zu hohen Finanzierungskosten führten und die Zunahme der Stromnachfrage sich verlangsamte. Im weiteren nahm mit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt im Jahre 1984 auch das Stromangebot stark zu.
- Periode 1990 bis heute: Das veränderte europäische Umfeld trägt zu einer gewissen Verunsicherung bei. Die grossen Überkapazitäten werden durch die Liberalisierungsbestrebungen abgebaut. Dadurch hat das Verhältnis von Spitzenenergie- zu Bandenergiepreisen zugenommen. Die unsicheren rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen erhöhen gleichzeitig das Investitionsrisiko.

Trotzdem wurden einige Erneuerungen von Laufkraftwerken realisiert. Mit dem Bau der Anlage Cleuson-Dixence wurde zudem die Zeit der grossen Leistungsausbauten eingeläutet. Auch heute stehen grosse Ausbauprojekte zur Diskussion, die vor allem eine Leistungserhöhung anvisieren. Die bekanntesten Beispiele sind KWO plus, Linth-Limmern und Emosson.

Heute (Stand 2006) sind in der Schweiz rund 430 Laufkraftwerke mit jeweils einer Leistung über 300 kW, 100 Speicher- und 15 Pumpspeicher- und Umwälzwerke in Betrieb. Damit ergibt sich insgesamt

eine installierte Leistung von rund 13.3 GW, davon waren maximal rund 11.8 GW (15. Juni 2005) verfügbar und produzierten im Jahr 2005 damit knapp 33 TWh (davon Laufkraftwerke 15 TWh) (Quelle: [5]). Im weiteren produzieren etwa 700 Wasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW rund 190 GWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von 42 MW (Quelle: [6]). Allerdings hängt die Wasserkraftproduktion stark von den meteorologischen Bedingungen ab, und die produzierten Mengen können deshalb stark variieren. So schwankte die jährliche Produktion in den vergangenen zehn Jahren zwischen knapp 30 TWh (1996) und 42.3 TWh (2001).

Obschon die Wasserkraft in der Schweiz in den letzten 50 Jahren immer von grosser Bedeutung war, hat der relative Anteil am Endverbrauch stetig abgenommen, was eine Folge des starken Verbrauchswachstums bei gleichzeitiger Stagnation des Wasserkraftwerkausbaus ist.

2 Gesetzliche Grundlagen

Die Nutzung der Wasserkraft tangiert viele Bereiche. Entsprechend gross ist der Katalog der zu berücksichtigenden Gesetze bei Neu- und Umbauten von Wasserkraftwerken. Nachfolgend werden die wichtigsten Gesetze aufgeführt:

- Bundesverfassung: Gemäss Art. 76 liegt die Hoheit über die Gewässer bei den Kantonen, wobei der Bund durch die Bundesgesetzgebung die Rahmenbedingungen festlegt.
- Grundlage für die Erteilung von Konzessionen, die Regelung der Höhe der Wasserzinsen sowie steuerliche Abgaben bildet das Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) vom 22. Dezember 1916 (Stand am 28. Januar 2003).
- Im Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7. Oktober 1983 (Stand am 23. August 2005) werden die aus Sicht des Umweltschutzes erforderlichen Massnahmen zur Nutzung von Wasserkraft festgehalten. Insbesondere enthält dieses Gesetz die Anforderungen an die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).
- Im Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Januar 1991 (Stand am 23. August 2005) werden die Mindestrestwassermengen und damit verbunden der Erhalt schützenswerter Lebensräume geregelt.
- Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (Natur- und Heimatschutzgesetz, NHG) vom 1. Juli 1966 (Stand am 3. Mai 2005) listet die ökologischen Bedingungen für eine Konzessionserteilung auf. Insbesondere wird durch dieses Gesetz der Schutz der einheimischen Tier- und Pflanzenwelt, die biologische Vielfalt und ihr natürlicher Lebensraum gewährleistet.
- Das Bundesgesetz über die Fischerei (Fischereigesetz, BGF) vom 21. Juni 1991 (Stand am 22. Dezember 2003) bezweckt, die natürliche Artenvielfalt und den Bestand einheimischer Fische, Krebse und Fischnährtiere sowie deren Lebensräume zu erhalten, zu verbessern oder nach Möglichkeit wiederherzustellen.
- Das Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979 (Stand am 13. Mai 2003) dient dazu, die natürlichen Lebensgrundlagen wie Boden, Luft, Wasser, Wald und die Landschaft zu schützen. Bund, Kantone und Gemeinden achten dabei auf die natürlichen Gegebenheiten sowie auf die Bedürfnisse von Bevölkerung und Wirtschaft.
- Das Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (Stand am 30. November 2004) regelt unter anderem die Förderung der einheimischen und erneuerbaren Energien (zum heutigen Zeitpunkt ist nur Wasserkraft bis 1 MW Bruttoleistung davon betroffen).
- Der Entwurf zum Stromversorgungsgesetz (StromVG) regelt die Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität und die Öffnung der Strommärkte. Ausserdem sollen mit dem StromVG das EnG re-

vidiert und Ziele sowie weitergehende Förderinstrumente für erneuerbare Energien eingeführt werden.

Daneben existieren zahlreiche Gesetze auf kantonaler Ebene, auf die hier nicht eingegangen wird. Was die Thematik der Wasserzinsen anbelangt, sei speziell auf [4] verwiesen.

Aus dieser Übersicht wird klar, dass die Projektierung einer Erweiterung eines bestehenden Kraftwerkes oder eines Neuprojektes sehr aufwändig ist. Im weiteren spielen viele Partikularinteressen mit, so dass oft mit Einsprachen zu rechnen ist, was zu erheblichen Verzögerungen im Projekt führt und die Wirtschaftlichkeit schmälert. Im Rahmen einer Wasserkraftstrategie, die das Bundesamt für Energie (BFE) im Jahr 2006 erarbeitet, wird geklärt, mit welchen Massnahmen die Wasserkraftnutzung in der Schweiz weiter gestärkt werden könnte.

3 Technische Aspekte

Die Leistung P eines Wasserkraftwerkes ist abhängig vom Wasserdurchfluss Q , der Fallhöhe h sowie von den Wirkungsgraden η der Strömungsführung, der Wasserturbine und des Generators. Formelmässig ergibt sich die Leistung als

$$P = Qhg\rho\eta$$

$$[W] = [m^3 / s][m][m / s^2][kg / m^3]$$

Dabei ist g die Erdbeschleunigung, ρ die Dichte von Wasser.

Die Wirkungsgrade sind im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen hoch: der Wirkungsgrad der Strömungsführung (Rohrleitungen, Ventile) beträgt 0.9-0.99, der Turbinen je nach Typ und Auslastung 0.85-0.95 und des Generators und Transformators 0.95-0.99. Das ergibt einen technischen Gesamtwirkungsgrad der Anlage zwischen 0.75-0.93 (Quelle: [19]). Im weiteren ist noch mit Wasserverlusten durch Kapazitätsgrenzen (Überlauf) von Laufkraftwerken von 10-20% zu rechnen (Quelle: [15]).

3.1 Typologisierungen bei Wasserkraftwerken

Es können folgende Typologisierungen nach Bauart, Nutzgefälle und Auslastung vorgenommen werden:

- **Typologisierung nach Bauart**

Laufwasserkraftwerk:	es wird ein Fluss gestaut;
Speicherkraftwerk:	das Wasser wird über einen bestimmten Zeitraum (mehrere Stunden bis mehrere Monate) gespeichert;
Reine Umwälzwerke:	Nutzen nur Wasser, das vorgängig gepumpt und gespeichert wird; Pumpen und Turbinen sind in der Regel an dasselbe Unterbeziehungsweise Oberbecken angeschlossen;
Pumpspeicherkraftwerke:	Ein Pumpspeicherkraftwerk ist eine Kombination von Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk.

- **Typologisierung nach Nutzgefälle**

Niederdruckkraftwerke:	Fallhöhe < 40 m. Hierbei handelt es sich um Laufkraftwerke, die vorwiegend Grundlast produzieren;
Mitteldruckkraftwerke:	Fallhöhe 40-200 m: Verwendung für Grundlast (Flusskraftwerke) und Mittellast beziehungsweise Spitzenlast (Speicherkraftwerke);
Hochdruckkraftwerke:	Fallhöhe über 200 m für Spitzenlast, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

Die Grenzziehung bei der Fallhöhe ist in der Literatur sehr unterschiedlich. Obige Angaben wurden [17] entnommen.

- **Typologisierung nach Auslastung**

Grundlastkraftwerk:	Auslastung > 50%;
Mittellastkraftwerk:	Auslastung 30-50%;
Spitzenlastkraftwerk:	Auslastung < 30%.

- **Typologisierung nach installierter Leistung**

Kleinstkraftwerke:	Leistung (ab Generator) bis 300 kW;
Kleinkraftwerke:	Leistung bis 10 MW;
Grosskraftwerke:	Leistung über 10 MW.

In der Schweiz wird bei Kleinwasserkraftwerken häufig als Leistungsgrenze 1 MW angegeben. Dies liegt vor allem daran, dass Wasserkraftwerke mit bis zu 1 MW Leistung (Bruttoleistung nach Art. 51 WRG) vom Wasserzins befreit sind und die von unabhängigen Produzenten produzierte Überschussenergie aus diesen Kraftwerken gemäss Art. 7 EnG und den Empfehlungen des BFE in der Regel mit durchschnittlich 15 Rp. pro kWh vergütet werden muss.

Die Typologisierungen nach Bauart und installierter Leistung werden in dieser Form im Modell, das den Energieperspektiven zugrunde liegt, verwendet.

3.2 Turbinentypen

Um den unterschiedlichen Wasserfallhöhen und Volumenströmen gerecht zu werden, wurden verschiedene Turbinentypen entwickelt (siehe Figur 1 und 2). Die drei bekanntesten Typen sind die Kaplan- und Francisturbinen (Überdruckturbinen) sowie Pelton-Turbinen (Gleichdruckturbinen). Figur 3 zeigt den Verwendungsbereich in Abhängigkeit der Fallhöhe und des Abflussvolumens. In der Praxis werden aber auch seltener noch Ossberger- und Dériaz-Turbinen verwendet.

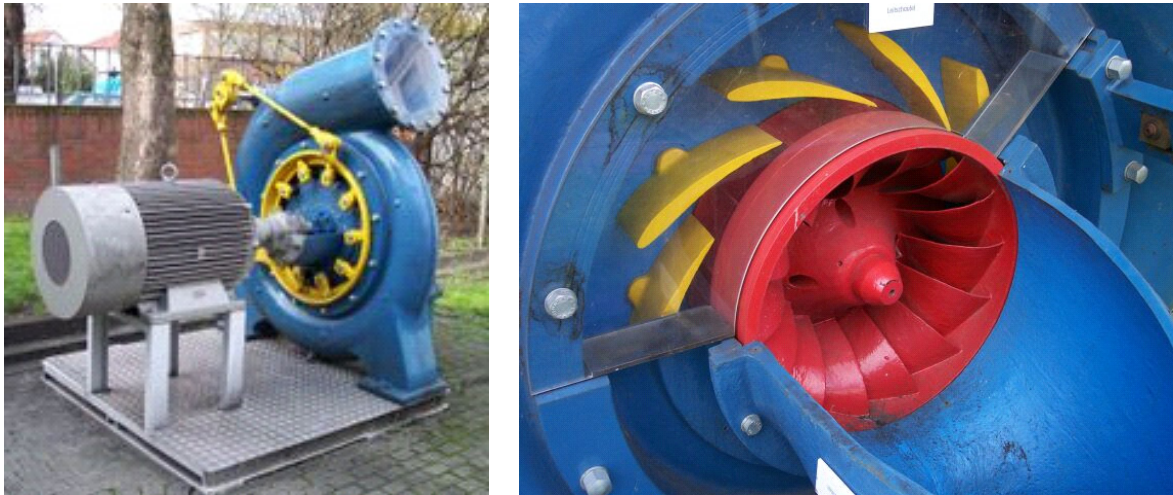
- **Kaplan-Turbine**

Sie geht auf Patente von Professor Kaplan aus dem Jahre 1913 zurück. Bei geringen Gefällen und grossen Volumenströmen von Laufwasserkraftwerken ergibt sie höchste Wirkungsgrade. Die Verstellmöglichkeiten des Leit- und Laufrades lassen die Kaplan-Turbine den Volumenschwankungen gut folgen. Sie ist mit relativ wenig Schaufeln ausgestattet, um die Reibungsverluste gering zu halten. Die Zuströmung des Laufrades kann radial über eine Wasserspirale oder axial erfolgen. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 85% und 91% bei gutem Teillastverhalten von doppeltgeregelten Turbinen. So wird bei zirka 40% der Nennleistung der maximale spezifische Wirkungsgrad erreicht. Einfach geregelte Turbinen haben ein schlechtes Teillastverhalten.

- Francis-Turbine

Sie wurde nach den Wasserrädern als erster Turbinentyp um 1850 von den Amerikanern Howd und Francis entwickelt. Für Fallhöhen um 100m ist die Francis-Turbine am besten geeignet. Deren Bauweise reicht von der reinen Radialturbine bis zur halbaxialen, entsprechend weit ist der Einsatzbereich. Die Turbine wird von aussen nach innen durchströmt, was die höchste Umfangersarbeit ergibt. Der Wirkungsgrad beträgt 85% bis 90% und nimmt im Teillastbetrieb stark ab, weshalb die Francisturbine nicht unter 40% Beaufschlagung betrieben werden kann.

Figur 1: **Francis-Turbine im Querschnitt**



Quelle: www.wikipedia.org (Stand 10.08.2006)

- Pelton-Turbine

Sie wurde um 1880 vom Amerikaner Pelton erfunden und wird auch als Freistrahlturbine bezeichnet. Das zulaufende Wasser wird in einer regelbaren Düse beschleunigt. Der Wasserstrahl trifft auf eine als Doppelbecher ausgeführte Laufschaufel. Das Wasser wird in den Düsen auf Atmosphärendruck entspannt und dadurch stark beschleunigt. Grosse Turbinen haben wegen der Belastung eine vertikale Achse und bis zu sechs Freistrahldüsen. Für hohe Fallhöhen und geringe Volumenströme weist die Pelton-Turbine die höchsten Wirkungsgrade aus. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 85% und 90%. Das Teillastverhalten ist sehr günstig, bereits bei zirka 30% der Nennleistung wird der maximale spezifische Wirkungsgrad erreicht.

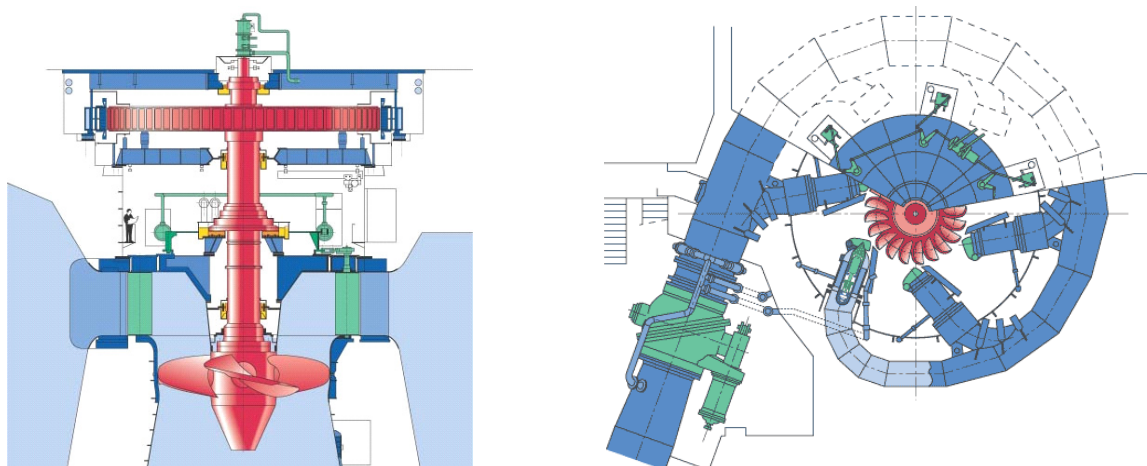
- Dériaz-Turbine

Dies sind Halbaxialturbinen, die den Francis-Turbinen ähneln, jedoch darüber hinausgehend auch ein verstellbares Laufrad aufweisen. Sie eignen sich als Umkehrturbinen auch für den Pumpbetrieb.

- Ossberger-Turbinen

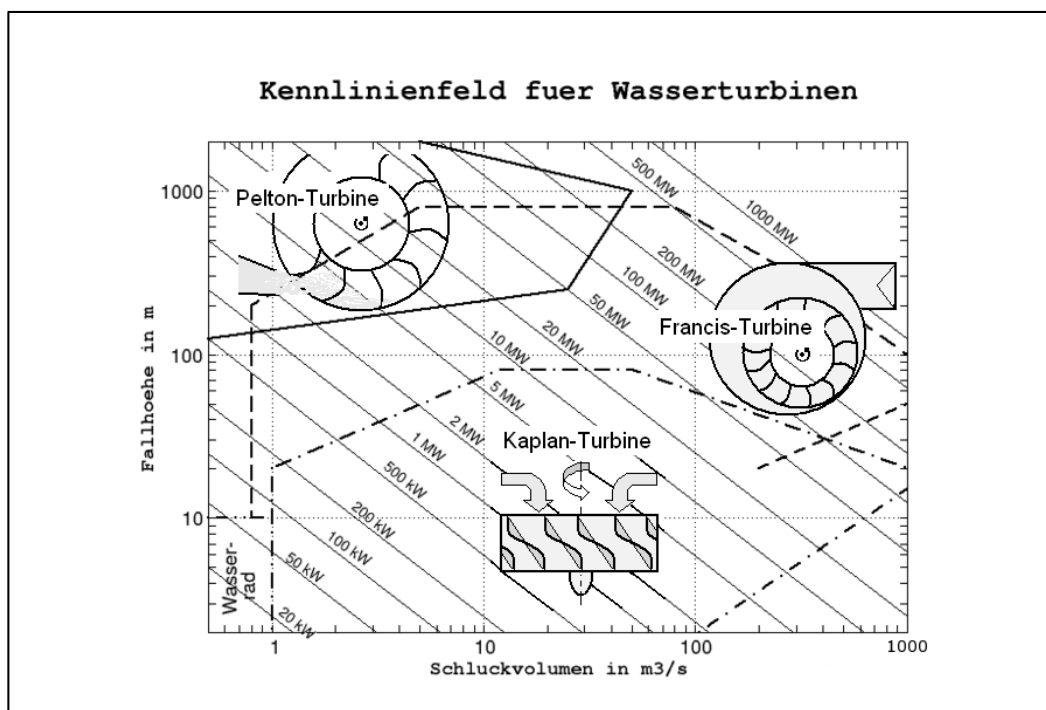
Sie werden bei Niederdruckanlagen in den Bereichen $Q < 7 \text{ m}^3/\text{s}$ mit kleinen Leistungen bis 1 MW angewandt.

Figur 2: **Kaplan-Turbine (links) und Pelton-Turbine (rechts) im Querschnitt**



Quelle: www.wikipedia.org (Stand 10.08.2006)

Figur 3: **Einsatz der Turbinenart in Abhängigkeit der Fallhöhe und des Volumenstromes**



Quelle: www.wikipedia.org „Wasserturbine“, Stand 07/2006

3.3 Technologische Entwicklungen

Die klassische Wasserkraft ist eine weitgehend ausgereifte Technologie. Vor allem im Grosswasserkraftwerkbereich kann kaum mehr mit einer technisch bedingten Wirkungsgradverbesserung gerechnet werden. Etwas anders sieht es bei den Kleinwasserkraftwerken aus. Diese wurden zum Teil nicht nach technisch idealen Kriterien gebaut, so dass grundsätzlich noch Verbesserungen möglich sind. Detaillierte Angaben zu technologischen Fortschritten bei den Kleinwasserkraftwerken können in [11] gefunden werden.

Es sei aber darauf hingewiesen, dass Wasserkraft auch in Form von Gezeiten- und Wellenkraftwerken genutzt werden kann. Diesbezüglich sind etliche Anstrengungen im Gange und auch grosse technische Potenziale vorhanden. Für eine ausführliche Abhandlung dieser Technologien wird auf [11] verwiesen.

4 Ökologische und ökonomische Aspekte der Wasserkraft

Wasserkraft nimmt in vielen Ländern eine zentrale Rolle bei der Stromerzeugung ein, wobei das technische Potenzial vor allem von der Topographie des Landes abhängt. So sind es in Norwegen beinahe hundert Prozent, in Österreich und in der Schweiz rund sechzig, in Deutschland allerdings nur fünf. Da die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft in den Gebirgskantonen eine grosse Rolle spielt, bietet sie aus ökonomischer Sicht eine nicht unerhebliche Einnahmequelle für Randregionen und sichert Arbeitsplätze in zum Teil strukturschwachen Gebieten. Wasserkraft ist ein erneuerbarer Energieträger, was zur relativ grossen Akzeptanz dieser Energieform beiträgt. Es werden nachfolgend die wesentlichen Vor- und Nachteile aufgezählt.

4.1 Vorteile

- Erneuerbare Energie;
- Emission von Schadstoffen und Lärm vorwiegend nur während der Bauphase;
- Einfache, bewährte und effiziente Technologie;
- Produktion einer hochwertigen Energieform (Strom) bei nur geringen Verlusten;
- Hohe Lebensdauer der Anlagen;
- Niedrige Betriebskosten aufgrund geringer Erfordernisse an Wartung und Bedienung;
- Vielfältige Einsatzmöglichkeiten: Grund-, Mittel- und Spitzenlast;
- Speicherkraftwerke können innert weniger Minuten auf Volllast produzieren und somit Regelenergie zur Verfügung stellen und Verbrauchsspitzen abdecken;
- Energiespeicherungsmöglichkeit in Form von Speicherseen;
- Schutzfunktion vor Hochwasser;
- einheimische Energie;
- hohe Akzeptanz, gute Vermarktungsmöglichkeiten.

Daneben hat die Wasserkraft allerdings auch gewisse Nachteile, die ebenfalls erwähnt werden sollen.

4.2 Nachteile

- Hohe Investitionskosten;
- Häufig grosse Entfernungen zwischen günstigen Wasserkraftstandorten und Verbraucherzentren;

- Energieerzeugung bei Laufkraftwerken im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energie wie Wind- und Solarkraftwerken zwar nicht stochastisch (das heisst zufällig) aber vor allem niederschlagsabhängig;
- Überflutung anderweitig nutzbarer Flächen und ökologisch wertvoller Lebensräume;
- Störung des biologischen Gleichgewichts und des Lebensraums vieler im Wasser lebender Tier- und Pflanzenarten (insbesondere Schwall und Sunk Problematik);
- Störung der Abflussmengen (Restwasser).

5 Restwasser

Gemäss Gewässerschutzgesetz ist die Restwassermenge diejenige Abflussmenge eines Fließgewässers, die nach einer oder mehreren Entnahmen von Wasser verbleibt.

Die Bestimmung der Mindestrestwassermengen wird in Art. 31 des Gewässerschutzgesetzes geregelt und basiert auf der Abflussmenge Q_{347} , die wie folgt definiert ist: Abflussmenge, die, gemittelt über zehn Jahre, durchschnittlich während 347 Tagen des Jahres erreicht oder überschritten wird und die durch Stauung, Entnahme oder Zuleitung von Wasser nicht wesentlich beeinflusst ist. Weiter werden in Art. 31 (Mindestrestwassermenge) und vor allem in Art. 33 (Erhöhung der Mindestrestwassermenge nach Interessenabwägung der Gründe für und gegen eine erhöhte Wasserentnahme) Kriterien angegeben, die zu einer Erhöhung der Restwassermengen führen können. Art. 32 (Ausnahmen) gibt Fälle von möglichen Reduktionen an.

Diese Artikel kommen bei Neukonzessionierungen, Konzessionserneuerungen oder bei wesentlichen Änderungen bestehender Konzessionen zur Anwendung. Bei bestehenden Konzessionen kommen die Sanierungsbestimmungen nach Art. 80 ff. zum Zuge.

Gemäss Wasserrechtsgesetz Art. 58 wird die Konzession für höchstens 80 Betriebsjahre erteilt. Bei einer Erneuerung der Konzession müssen die Restwasservorschriften gemäss Gewässerschutzgesetz ohne Einschränkung angewendet werden.

Ein Grossteil der Wasserkraftwerke wurde in den Jahren 1955-1970 gebaut, was erklärt, dass die Restwasserbestimmungen in den Jahren 2035-2050 – wenn die bestehenden Konzessionen erneuert werden müssen – stark greifen werden.

Der Einfluss des Gewässerschutzgesetzes Art. 31 und Art. 33 auf die Wasserkraftproduktion wird in der Literatur sehr unterschiedlich beurteilt. Die Praxis hat bisher gezeigt, dass die Kantone mehrheitlich nur die Mindestrestwassermengen gemäss Art. 31 fordern und Art. 33 zurückhaltend auslegen. Da in den Perspektiven in den einzelnen Szenarien von der Akzeptanz und der Förderung der Wasserkraft ausgegangen wird, ist es deshalb vertretbar, sich tendenziell an der heutigen Praxis zu orientieren. Demnach ist gemäss [15] bis 2035 mit einer Produktionsminderung von 0.9 TWh, bis 2050 mit 1.8 TWh zu rechnen. Die Studie [9] geht von einer minimalen Einbusse im Jahre 2020 von rund 0.3 TWh und einem Maximum von 0.4 TWh aus beziehungsweise von 2.0 TWh und 3.75 TWh im Jahre 2050 (Quelle: [18]).

In den Eidgenössischen Räten wird zur Zeit eine Revision des Gewässerschutzgesetzes behandelt, die eine Flexibilisierung der Restwasser-Regelung und eine Verminderung von häufigen und heftigen Änderungen der Abflussmengen (Schwall und Sunk) bezweckt. Eine überwiesene Motion verlangt im Hinblick auf den Klimaschutz tiefere Restwassermengen. Demgegenüber verlangt die vom Schweizerischen Fischerei-Verband eingereichte Volksinitiative „Lebendiges Wasser“ die Verminderung der Beeinträchtigung der Gewässer durch Schwall und Sunk. Neue schwalldämpfende Massnahmen könnten die Wirtschaftlichkeit der zukünftigen Wasserkraftnutzung beeinträchtigen. Diesbezügliche Folgen wurden im Rahmen der Energieperspektiven nicht vertieft untersucht.

6 Potenzial der Wasserkraft

6.1 Schweizerisches Potenzial

- Das theoretische Potenzial ist das gesamte physikalische Angebot eines erneuerbaren Energieträgers im betrachteten Untersuchungsgebiet ohne die tatsächlichen nutzungsbedingten Beschränkungen zu berücksichtigen. Für die Schweiz wird dieses Potenzial bei der Wasserkraft auf rund 150 TWh pro Jahr geschätzt.
- Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Für die Schweiz wird dieses Potenzial bei der Wasserkraft auf 41 TWh (Quelle: [1]) bis 42.6 TWh (Quelle: [15]) geschätzt. Dieses Potenzial ist eine Abschätzung auf der Basis von grundsätzlich möglichen Einzelprojekten.
- Das erwartete Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials, welcher den Kriterien „ökonomisch“, „ökologisch“ und „sozial akzeptiert“ genügt.

6.2 Weltweites Potenzial

Weltweit sind die Wasserkraftpotenziale gross und erst zu einem Teil realisiert. In [12] wird das theoretische Wasserkraftpotenzial weltweit auf 40'000 TWh pro Jahr geschätzt, wovon 13'000 TWh als technisches Potenzial gelten und 8'000 TWh als wirtschaftlich. Vor allem in Asien ist das wirtschaftliche Potenzial mit knapp 3'600 TWh sehr gross. Davon werden heute erst gut 20% genutzt, wobei viele Anlagen im Bau beziehungsweise geplant sind, so dass eine Verdoppelung der Wasserkraftnutzung bis ins Jahre 2050 als realistisch bezeichnet wird.

In Europa sind rund 75% des wirtschaftlichen Potenzials bereits realisiert. Mit 175 GW installierter Leistung fällt knapp ein Viertel der weltweit installierten Leistung auf Europa. Während Österreich noch rund 20% an wirtschaftlichem Ausbaupotenzial hat, ist in der Schweiz dieses Potenzial gemäss [12] bis auf 1 TWh ausgeschöpft. Durch steigende Strompreise und eine allfällige Förderung insbesondere der Kleinwasserkraft kann dieses Potenzial steigen.

7 Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz

Nachfolgend geht es in erster Linie um das erwartete Ausbaupotenzial, so wie es in den Energieperspektiven in den einzelnen Szenarien eingesetzt wird. Grundlagen für diese Überlegung sind die Studien [1], [5], [7], [9], [10] und [15].

Das technische Ausbaupotenzial ist die Differenz zwischen dem gesamten technischen Potenzial und dem bereits realisierten Potenzial (gemäss [15] rund 35.5 TWh). Das technische Ausbaupotenzial liegt damit zwischen 5.9-7.5 TWh.

[15] unterteilt dieses technische Ausbaupotenzial in

- Ausrüstungsersatz: 970 GWh;
- Gefällserhöhung, Ausbaggerungen: 200 GWh;
- Umbauten/Erweiterung: 940 GWh;
- Neubauten: 5'460 GWh;

Um das erwartete Ausbaupotenzial bestimmen zu können, sind Annahmen über Realisierungschancen des technischen Ausbaupotenzials vorzunehmen. Für die Perspektivarbeiten wird angenommen,

dass Ausrüstungsersatz, Gefällserhöhungen, Ausbaggerungen, Umbauten und Erweiterungen vollumfänglich realisiert werden, was rund 2.1 TWh ergibt.

Während beim Ausrüstungsersatz der Einfluss auf die Umwelt klein ist, sind die Eingriffe vor allem bei Gefällserhöhungen durch Stauerhöhungen und Ausbaggerungen meist erhöht. Trotzdem werden die Realisierungschancen als intakt eingestuft, weil die ökologischen Einschnitte in den meisten Fällen geringer sind als bei Neubauten und die Wirtschaftlichkeit oft bereits heute gegeben ist.

Die Realisierungschancen von Neubauten sind wesentlich schwieriger zu beurteilen und auch von der Marktentwicklung abhängig. In der Studie [7] wurden 40 Neubauprojekte mit unterschiedlichem Projektierungsstand aus Sicht des Natur- und Heimatschutzes beurteilt. Von diesen 40 Projekten (zwei standen in direkter Konkurrenz zueinander) wurden unterdessen sechs realisiert; zum Teil als Erweiterung oder Ersatz eines bestehenden Kraftwerkes. Aus technischer Sicht können heute noch 33 Projekte in Betracht gezogen werden. In Zeitungsartikeln wurden auch noch andere Projekte erwähnt, doch ohne konkretere Angaben, so dass sie hier nicht berücksichtigt werden. Das technische Potenzial dieser 33 Neubauprojekte beträgt gemäss [7] rund 4.5 TWh (4.3 TWh für Neubauten mit einer Leistung über 10 MW und 0.2 TWh für Neubauten mit einer Leistung bis 10 MW) und erklärt somit rund 80% des in [15] ausgewiesenen technischen Ausbaupotenzials für Neubauten. Es wird angenommen, dass seit 1987 keine Wasserkraftwerke über 10 MW Leistung mehr projektiert wurden. Das heisst aber, dass die restlichen 20% als technisches Potenzial für Neubauten von Kleinkraftwerken zu betrachten sind.

Um eine Einschätzung zu erhalten, wie gross das erwartete Ausbaupotenzial von Neubauten ist, wird nach Gross- (GWK) und Kleinwasserkraftwerken (KWK) unterschieden:

- Bei KWK wird davon ausgegangen, dass, unter dem Aspekt der Akzeptanz von Wasserkraft in der Schweiz, Projekte mit einer Leistung bis 10 MW generell akzeptiert werden. Somit erscheinen rund 1.1 TWh aus KWK machbar. In der Studie [8] waren es denn auch in erster Linie ökonomische Aspekte, die die Beurteilung der Realisierungschancen beeinflussten. Es ist zu erwähnen, dass bei einer durchschnittlichen Leistung von 5 MW und 3000 Vollbenutzungsstunden insgesamt gut 70 neue KWK zugebaut werden müssten.
- Bei GWK wurden die verbleibenden GWK-Projekte aus [7] nach den vier Kategorien¹ unwahrscheinlich, denkbar, möglich und wahrscheinlich unterteilt, und zwar
 - unter dem Aspekt der „heutigen Realisierungswahrscheinlichkeit“ und
 - nach einer „relativen Realisierungswahrscheinlichkeit“ gemäss der Frage, welche Projekte wahrscheinlicher als andere sind, wenn Kraftwerke zugebaut werden müssten.

Im ersten Falle ergibt sich ein erwartetes Ausbaupotenzial von 1.1 TWh, im zweiten Fall kommt man auf rund 1.8 TWh.

Fasst man die Ergebnisse zusammen, so erhält man folgendes Ausbaupotenzial:

- Ausrüstungsersatz, Erneuerungen und Umbauten: 2.1 TWh
- Neubauten KWK: 1.1 TWh
- Neubauten GWK: 1.1 TWh beziehungsweise 1.8 TWh
- Total: 4.3-5.0 TWh

Das heisst, dass zwischen 57% und 85% des technischen Ausbaupotenzials zum erwarteten Ausbaupotenzial gezählt werden kann.

¹ Diese Kategorien lehnen sich an die Arbeit von [10] an.

8 Erwartetes Ausbaupotenzial in den einzelnen Szenarien

Nachdem im vorherigen Kapitel das erwartete Ausbaupotenzial auf einer allgemeinen Ebene beschrieben wurde, sollen nun szenarienspezifische Kriterien einfließen. Generell ist zu bemerken, dass das total erwartete Ausbaupotenzial von 4.3-5.0 TWh eine äusserst optimistische Abschätzung darstellt und stark von der Annahme ausgeht, dass die Wasserkraft in der Schweiz akzeptiert und gefördert wird.

8.1 Angebotsvarianten in den einzelnen Szenarien

Für die Schliessung der nach Stilllegung der Kernkraftwerke entstehenden Stromlücke werden für die einzelnen Szenarien folgende Beiträge der Wasserkraft erwartet (Quelle: [16]):

- Szenario I:

Der Ausbau der Wasserkraftnutzung basiert vor allem auf kostengünstigen Umbauten plus einem geringen „autonomen“ Zubau bei geförderten Kleinwasserkraftwerken;

- Szenario II:

Gefördert wird die Wasserkraft bis 10 MW sowie Um- und Neubauten in geringem Umfang bei der Grosswasserkraft;

- Szenario III:

In Variante E („Deckung der Lücke durch erneuerbare Energien“), wird die Schliessung der nach der Stilllegung der Kernkraftwerke entstehenden Versorgungslücke weitgehend mit erneuerbaren Energien realisiert. Für diese Variante ist allerdings eine Strategie notwendig, die dem Ausbau der erneuerbaren Energien aus Klimaschutzaspekten Priorität vor anderen Aspekten der Ökologie einräumt. Daher wird neben der Ausschöpfung von Kleinwasserkraft auch die Akzeptanz von Um- und Neubauten bei Grosswasserkraft unterstellt. Die Wasserkraft wird vorrangig gefördert.

In den Varianten mit grossen thermischen Kraftwerkseinheiten („zentrale“ Angebotsvarianten A-C) wird ein Ausbau vor allem der Grosswasserkraft unterstellt. In der „dezentralen“ Variante D („Fossil Dezentral“) erfolgt der Ausbau prioritär mit Kleinwasserkraft. Zudem ist zu bemerken, dass die Nachfrage in Szenario III und damit der Ausbaubedarf an Kraftwerkskapazitäten geringer ist als in den Szenarien I und II.

- Szenario IV:

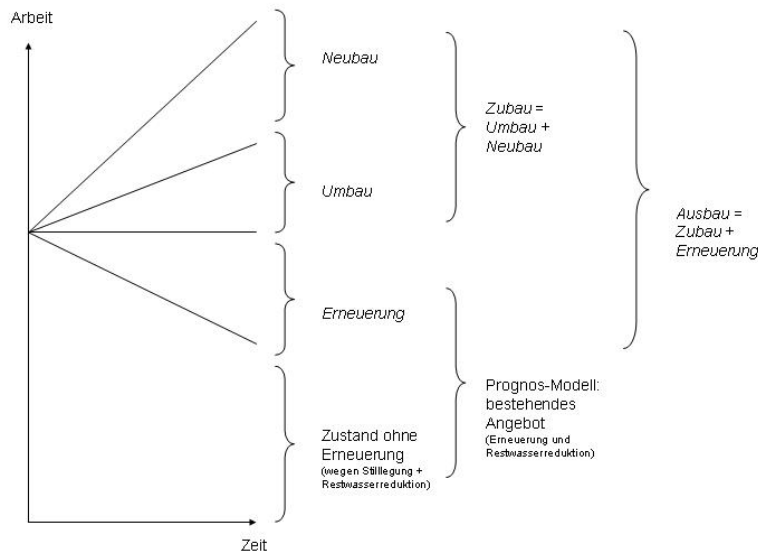
Da der Einsatz von Grosswasserkraft umstritten ist, kann bei gegenüber Szenario III weiter reduzierter Stromnachfrage auf Kleinwasserkraft gesetzt werden. Bedingt durch die geringere Nachfrage kann zum Beispiel in der Variante A (Lückenschliessung durch neue Kernkraftwerke) auf Grosswasserkraft verzichtet werden – es wird bis 2035 lediglich ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1000 MW benötigt. In der Variante E (Lückenschliessung durch erneuerbare Energien) wird vorrangig Kleinwasserkraft eingesetzt.

8.2 Überblick

Aus diesen Überlegungen ergibt sich, dass für Wasserkraft bei gegebener Akzeptanz für verstärkte Förderinstrumente in den Szenarien II-IV mit einem erwarteten Ausbaupotenzial von 4.3 TWh gerechnet werden kann. Bei gegebener Akzeptanz auch von Grosswasserkraftwerken wären auch 5.0 TWh möglich. Vom bestehenden Angebot sind durch die minimalen Restwassermengenbestimmungen rund 900 GWh abzuziehen, so dass insgesamt eine Mehrproduktion von 3.4-4.1 TWh resultieren kann.

Wie Figur 4 zeigt, werden in den Modellrechnungen (Prognos-Modell) Erneuerungen und die Kompensation der Restwasserreduktionen bei der Einschätzung des bestehenden Angebots aufgerechnet. Deshalb wird nebst dem Begriff des Ausbaupotenzials auch noch der Begriff des erwarteten Zubaupotenzials verwendet, der – im Gegensatz zum Ausbaupotenzial – nur Umbauten und Neubauten beinhaltet.

Figur 4: **Begriffe im Zusammenhang mit dem Ausbaupotenzial von Wasserkraft**



Quelle: [16]

Tabelle 1 fasst die erwarteten Zubaupotenziale in den einzelnen Szenarien und Angebotsvarianten zusammen, wobei auch die Schwerpunkte des Zubaus hervorgehoben werden. Die Reduktion des bestehenden Angebots durch die Restwasserbestimmungen beziehungsweise dessen Kompensation durch Erneuerungen ist in den Zahlenangaben nicht enthalten.

Tabelle 1: **Erwartetes Zubaupotenzial der Wasserkraft in TWh in Abhängigkeit der einzelnen Szenarien I-IV und Angebotsvarianten A-G mit den Schwerpunkten des Zubaus**

	Szenarien	Var A	Var B	Var C	Var D	Var E	Var C&E	Var D&E	Var G
I	Politik „Weiter wie bisher“	Umbauten	Umbauten	Umbauten	-	-	-	-	Umbauten
		1.2	1.2	1.2	-	-	-	-	1.2
II	Politik „Verstärkte Zusammenarbeit“	<10 MWel	<10 MWel	<10 MWel	-	-	-	-	<10 MWel
		2.5	2.5	2.5	-	-	-	-	2.5
III	Politik „Neue Prioritäten“	>10 MWel	-	>10 MWel	<10 MWel	GWK + KWK	>10 MWel	<10 MWel	>10 MWel
		2.5	-	2.5	2.5	4.1	2.5	2.5	2.5
IV	Politik „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	Umbauten	-	Umbauten	Umbauten	<10 MWel	-	Umbauten	Umbauten
		1.2	-	1.2	1.2	2.5	-	1.2	1.2

GWK: Grosswasserkraft; KWK: Kleinwasserkraft

Quelle: Prognos AG

Zu den Auswirkungen einer möglichen Klimaerwärmung auf die hydraulische Produktion sei auf den Exkurs 3 „Einfluss der Klimaerwärmung auf das Energiesystem“ verwiesen.

9 Leistungsausbauten

Da mit der Liberalisierung der Strommärkte und dem forcierten Windausbau in Europa der Bedarf an Regelenergie steigt, nimmt die Bedeutung von Speicher- und Pumpspeicherwerken, verbunden mit grosser Leistungsverfügbarkeit, zu. Aus diesem Grund wurden in letzter Zeit unter anderem drei grosse Projekte vorgestellt:

- Kraftwerke Oberhasli: KWO plus (Quelle: [14])

Die Kraftwerke Oberhasli unterteilen das Projekt KWO plus in sieben in sich abgeschlossene Projekte:

- Projekt 1: Sanieren und Aufwerten des Kraftwerks Innertkirchen 1: Energiegewinn: 55 GWh pro Jahr, Leistungsgewinn: 35 MW;
- Projekt 2: Sanieren und aufwerten Kraftwerk Grimsel 1: Energiegewinn: 25 GWh pro Jahr, Leistungsgewinn: 20 MW;
- Projekt 3: Mehr Winterenergie durch Erhöhung des Stauvolumens des Grimselsees: Energiegewinn: 20 GWh pro Jahr, Energieumlagerung vom Sommer in den Winter: zirka 200 GWh; Winteranteil der Energieproduktion: zirka 55%;
- Projekt 4: Kraftwerk Innertkirchen I weiter aufwerten: Energiegewinn: 15 GWh pro Jahr, Leistungsgewinn: 130 MW;
- Projekt 5: Kraftwerke Handeck 1-3 aufwerten: Energiegewinn: 25 GWh pro Jahr, Leistungsgewinn: 70 MW;
- Projekt 6: Mehr Leistung durch das Kraftwerk Grimsel 3 (Umwälzwerk): installierte Leistung: 400 MW. Weitere Erhöhung der Energieproduktion im Winter;
- Projekt 7 (optional): Mehr Leistung durch das Kraftwerk Innertkirchen 3: Energiegewinn: 20 GWh, Leistungsgewinn: 700 MW.

- Kraftwerke Linth-Limmern: Ausbauprojekt Linth-Limmern (Projekte NESTIL und „Linthal 2015“)

Die Kraftwerke Linth-Limmern sind mit zwei Projekten aktiv: das Projekt NESTIL ist seit Sommer 2005 im Bau. Neue Pumpturbinen können das bereits zur Stromproduktion verwendete Wasser aus dem Ausgleichsbecken Tierfeld in den Limmernsee zurückpumpen. Ein weit grösseres Projekt läuft unter dem Namen „Linthal 2015“. Dazu wird das Speichervolumen des Muttesees von neun auf 25 Mio. Kubikmeter erhöht und zwischen dem Muttsee und dem Limmernsee das Kraftwerk Limmern erstellt, das eine Pumpleistung von zirka 900 MW und eine Turbinenleistung von rund 760 MW aufweisen wird, womit sich die Leistung der Kraftwerke Linth-Limmern von heute rund 340 MW auf 1'200 MW erhöhen wird. Die Resultate einer Vorstudie zeigen, dass die jährlich erzeugte Energie von heute 460 GWh auf rund 2'120 GWh gesteigert werden kann (Quelle: [13]). Gegenüber den bestehenden Anlagen ist mit einem zusätzlichen Pumpenergiebedarf von 1'990 GWh zu rechnen. Das Konzessionsgesuch wurde im Jahr 2006 eingereicht.

- Atel und SBB: Ausbauprojekt Emosson (Quelle: [2])

Die Atel und SBB planen den Bau des unterirdischen Pumpspeicherkraftwerks "Nant de Drance" im Unterwallis. Das Projekt sieht vor, zwischen den beiden bestehenden Stauseen Emosson und Vieux Emosson in einer Kaverne ein Pumpspeicherkraftwerk zu bauen. Die beiden Seen liegen auf dem Gebiet der Walliser Grenzgemeinde Finhaut zwischen Martigny und Chamonix. Das Kraftwerk wird für die Stromproduktion zu den Verbrauchsspitzen konzipiert. Das Wasser soll aus dem Stausee Vieux Emosson über Turbinen-Generatoren in den Stausee Emosson hinuntergeleitet werden. Die Höhendifferenz beträgt durchschnittlich 300 Meter. Das Kraftwerk Nant de Drance wird mit 600 Megawatt Turbinen- und Pumpleistung jährlich rund 1.5 TWh Spitzenenergie erzeugen. Die Pumpen werden in Schwachlastzeiten rund 1.8 TWh Strom benötigen.

Das Vorprojekt für das Pumpspeicherkraftwerk wurde im Herbst 2005 abgeschlossen. Bis Ende 2007 läuft das detaillierte Bauprojekt. Die Atel und SBB werden voraussichtlich Ende 2007 über den Bau der Anlage entscheiden. Die Investitionen werden auf rund 700 Mio. CHF geschätzt. Die Inbetriebnahme ist ab dem Jahr 2014 vorgesehen.

Mit diesen drei Projekten wird die Turbinenleistung um rund 2.5 GW, die Pumpenleistung um 1.8 GW erhöht.

Bereits in [1] wurde auf die stromwirtschaftliche Bedeutung von Leistungserhöhungen aufmerksam gemacht. Es wurde nebst Möglichkeiten von Vergrößerungen des Speichervolumens der bestehenden Stauseen bis 2025 eine totale Leistungserhöhung von 4 GW eruiert, davon wurden 2.9 GW als wahrscheinlich oder möglich eingestuft, 1.1 GW als denkbar.

Der Betrieb von Pumpspeicher- und Umwälzwerken ist allerdings mit zusätzlichem Stromverbrauch verbunden. Statistisch wird mit einem Wirkungsgrad von 70% gerechnet, das heisst dem Gewinn der zeitgerechten Verfügbarkeit der Leistung (kW) steht ein Verlust von 30% an Arbeit (kWh) gegenüber. Die Rentabilität eines solchen Werkes ergibt sich aus der Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Bandenergie, die gross genug sein muss, um den Wirkungsgradverlust zu kompensieren. Der erhöhte Regenergiebedarf und die Leistungsspitzen sowohl im Winter als auch im „Hitzesommer“ 2003 oder im Juli 2006 zeigen, dass in solchen Zeiten die Preisdifferenzen sehr hoch ausfallen können. Während die Branche und etliche Experten von der Wirtschaftlichkeit überzeugt sind, gibt es auch pessimistischere Stimmen, wie [3] zeigt.

Aus den Projektbeschrieben der Kraftwerke Linth-Limmern und Emosson und unter der Annahme von 2000 Volllaststunden bei einem Wirkungsgrad von 70% für das Werk Grimsel 3 ergibt sich ein zusätzlicher Pumpenergiebedarf von 4.9 TWh (gemäss [5] waren es im Jahr 2005 insgesamt 2.5 TWh). Damit resultiert unter Berücksichtigung eines Speicherausbaus bei einer geschätzten Produktion von 3.9 TWh Spitzenenergie netto ein Verlust von 1.0 TWh pro Jahr.

Literaturverzeichnis Exkurs 8

- [1] Allet Bruno, Anton Schleiss: Wasserkraft in der Schweiz: Ausbau, Möglichkeiten und Schranken; Schweizer Ingenieur und Architekt, Sonderdruck aus Heft 29/1990.
- [2] Atel: Pumpspeicherkraftwerk „Nant de Drance“, Medienkonferenz, Juni 2006.
- [3] Balmer Markus, Dominik Möst, Daniel Spreng et al.: Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb, vdf Verlag, Zürich 2006.
- [4] Banfi Silvia, Massino Fillipini, Cornelia Luchsinger, Adrian Müller: Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz, vdf-Verlag, Zürich 2004.
- [5] BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005; Bern 2006.
- [6] BFE: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2005; Bern 2006.
- [7] Broggi Mario F., Wolf J. Reith: Beurteilung von Wasserkraftprojekten aus der Sicht des Natur- und Heimatschutzes; Bern 1984.
- [8] Desserich + Funk: Studie Energiepotential aus Kleinwasserkraftwerken; Luzern 1987.
- [9] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz; Expertengruppen Energieszenarien Arbeitsdokument Nr. 2; Bern 1987.
- [10] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Möglichkeiten des Ausbaus der Wasserkraftnutzung in der Schweiz; Expertengruppen Energieszenarien Schriftenreihe Nr. 1; Bern 1987.
- [11] Hirschberg Stefan et al.: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten, PSI Bericht Nr. 05-04, Villigen 2005.
- [12] Horlacher Hans-Burkhard: Globale Potenziale der Wasserkraft, WBGU, Berlin 2003.
- [13] Kraftwerke Linth-Limmern: Zukunft Wasserkraft – Linthal 2015, Linthal.
- [14] KWO: Investitionsprogramm KWO Plus, Innertkirchen.
- [15] Laufer Fred, Stephan Grötzinger, Alain Schmutz: Ausbaupotential der Wasserkraft; Bern 2004.
- [16] Piot Michel, Vincent Rits, Almut Kirchner: Ausbaupotenzial Wasserkraft, Prognos AG/BFE 2006.
- [17] Schleiss Anton: Energie Hydraulique, EPFL, Lausanne 2005.
- [18] Schleiss Anton : La force hydraulique n'a pas tout donné, Les cahiers de l'énergie, Nr. 63, Lausanne 2006.
- [19] Zahoransky Richard A.: Energietechnik, vieweg, Wiesbaden 2004.

9. Exkurs: Methoden der Kostenberechnung (Elektrizitätsangebot)

Almut Kirchner, Vincent Rits, Michael Schlesinger (Prognos AG)

1 Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten

Die im Kraftwerksparkmodell ermittelten benötigten neuen Anlagen zur Elektrizitätserzeugung – Ersatz und Neubau – werden mit ihren direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten bewertet. Unter den direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten werden diejenigen Kosten verstanden, die die Anlagen zur Elektrizitätserzeugung (oder auch zum Beispiel zur CO₂-Einsparung) der Gesamtwirtschaft verursachen. Dazu zählen die Ausgaben für die Investitionen in Anlagen, die Finanzierungs- und Betriebskosten sowie die Energieträgerkosten (falls solche anfallen).

Die gesamtwirtschaftliche Sicht auf die Finanzierungskosten geht davon aus, dass die Anlagenkosten über die Lebensdauer annuitätisch mit dem langfristigen realen Obligationenzins (Nationalbank) verteilt werden. Diese Betrachtungsweise schliesst definitionsgemäss sekundäre Kreislauf- und Allokationseffekte, wie sie aus der einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise durch kürzere Abschreibungsdauern, höhere Zinsen und interne Verzinsungsanforderungen resultieren, aus. Zur Erläuterung: Abschreibungsdauern, die kürzer als die Lebensdauer sind, führen nach dem Ende des Abschreibungszeitraums durch den Wegfall der Kapitalkosten zu geringen laufenden Kosten (und somit bei gleich bleibenden Preisen zu höheren Gewinnen). Dies wird jedoch mit höheren Kapitalkosten (aufgrund hoher jährlicher Abschreibungen) während des Finanzierungszeitraums bezahlt. Diese „Produktion am goldenen Ende“ aus abgeschriebenen Anlagen wird mit der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise nicht abgebildet – es werden die tatsächlichen Anlagen- und Betriebskosten über die gesamte Lebensdauer verteilt.

Ebenso werden dadurch Allokationseffekte durch Rendite- und Gewinnverteilung ausgeschlossen.

Alle Kosten und Preise werden ohne Steuern/Abgaben beziehungsweise Subventionen berechnet, da diese gesamtwirtschaftlich zunächst nur eine Umverteilung zwischen Verbrauchern und Staat bewirken.

Bewertet wird somit die reine gesamtwirtschaftliche Ressourceninanspruchnahme für die Volkswirtschaft als Ganzes durch die Anlageninvestitionen und ihren Betrieb.

Diese Kosten werden jeweils durchgängig in zwei Darstellungsweisen ermittelt: Als gesamte Jahreskosten während des Szenarien-Zeithorizonts sowie als Stromgestehungskosten je kWh neuer Produktion im jeweiligen Betrachtungsjahr.

Zusätzlich werden jeweils die Barwerte als abdiskontierte Summen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums gebildet, um die Gesamtaufwendungen vergleichen zu können, sowie die entsprechenden mittleren Stromgestehungskosten.

Diese Berechnung wird für die Kosten von neuen Anlagen zur Stromerzeugung angewendet. Der bestehende Park wird nicht bewertet, ebenso wie die Netze. Unter der Voraussetzung, dass die Investitionen in die Infrastruktur sich zwischen den Szenarien nicht allzu stark unterscheiden, eignet sich diese Methode der Kostenberechnung insbesondere für den Vergleich (Differenzbetrachtung) der gesamtwirtschaftlichen Kosten zwischen den Varianten und Szenarien, am ehesten in Bezug auf eine Referenz. Zur Berechnung von Kosten oder Preisen aus der Sicht von Einzelakteuren (zum Beispiel EVU oder Stromkunden) ist sie nicht geeignet.

1.1 Jährliche Gesamtkosten während des Betrachtungszeitraums (bis 2035)

Die jährlichen Gesamtkosten der neuen Produktion werden einzeln nach Technologien ermittelt und abschliessend addiert.

Die Jahreskosten der Technologien setzen sich jeweils additiv zusammen aus:

- Der Annuität der Anlageninvestition, mit dem langfristigen Zins über die Lebensdauer ermittelt. Die Anlageninvestition enthält die Einbindung in die jeweils abnehmende Netzebene.
- Sonstigen Projektkosten wie Planungs-, Genehmigungs-, Erschliessungs- und Rechtskosten (werden den zu finanzierenden Kapitalkosten zugerechnet),
- „fixen“ (leistungsabhängigen) Betriebskosten (Personalkosten, Revision, etc.),
- "variablen“ (arbeitsabhängigen) Betriebskosten, die stärker mit dem Verschleiss zusammenhängen, wie Hilfs- und Betriebsstoffen,
- Brennstoffkosten und gegebenenfalls CO₂-Kosten. Bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind diese Null, bei Biomasseanlagen und KVA können diese je nach Brennstoff in Einzelfällen sogar aufgrund von Entsorgungsbeiträgen negativ werden.

Mit dieser Methode werden die Investitionskosten gleichmässig in „Jahresscheiben“ aufgeteilt. Damit werden Anlagen unterschiedlicher Lebensdauern und unterschiedlicher Inbetriebnahmezeitpunkte während des Zeithorizonts der Szenarien vergleichbar gemacht. Von einem spät in den Betrieb gehenden Kernkraftwerk mit einer Lebensdauer von 60 Jahren trägt innerhalb des Szenarienhorizonts (2035) nur der jeweilige Zeitanteil zu den gesamtwirtschaftlichen Kosten bei. Bei einem Zeithorizont bis 2050 wäre dieser Anteil entsprechend grösser.

Für neue Stromimporte werden die Stromerzeugungskosten neuer Erdgaskraftwerke angesetzt.

1.2 Stromgestehungskosten je produzierter Einheit

Die spezifischen Stromgestehungskosten je Einheit (kWh) in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung werden durch Division der jeweiligen Jahreskosten durch die im Betrachtungsjahr produzierte Strommenge ermittelt.

Dies kann jeweils für die einzelnen Technologien erfolgen sowie für die gesamte im jeweiligen Bezugsjahr produzierte Strommenge (Durchschnittsbildung).

2 Abdiskontierung

Um eine Einschätzung über die aufkumulierten Kosten oder Differenzkosten im Vergleich zu einer Referenz innerhalb des Szenarienhorizonts zu erzeugen, werden die jeweiligen Jahreskosten aufsummiert. Diese Summation kann – rein technisch – mit und ohne Abdiskontierung erfolgen.

Die Abdiskontierung erfolgt mit dem langfristigen Realzins, mit dem auch die Finanzierungskosten der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten ermittelt werden. Durch dieses Vorgehen wird der Tatsache Rechnung getragen, dass für später anfallende Kosten heute weniger Kapital angelegt werden muss, um diese Kosten zu decken (es kann sich bis zum Fälligkeitszeitpunkt noch – aus den oben genannten Gründen mit dem entsprechenden Zinssatz – vermehren). Somit erfordert eine Investition K in 2035 aufgrund des Diskonteffekts heute ein Kapital von $K/(1+p)^{(2035-2007)}$, wobei p der aktuelle langfristige Zinssatz ist. Bei einem Zinssatz von 2.5% erfordert eine in 2035 fällige Zahlung von 1'000'000 CHF heute 500'878 CHF.

Diese Abdiskontierung wird ebenfalls verwendet, um die mittleren Kosten der über die gesamte Zeit neu produzierten Strommenge zu ermitteln, sowohl jeweils für die einzelnen Technologien als auch im Durchschnitt.

3 Informationsgehalt der verschiedenen Darstellungsarten

Jede Form der Aggregation führt zu einem Informationsverlust. Die genauesten Darstellungen sind jeweils die nach Technologien aufgeschlüsselten Zeitreihen der Jahreskosten beziehungsweise der jährlichen Stromgestehungskosten. Sowohl durch Durchschnittsbildungen als auch durch diskontierte oder nicht diskontierte Summation der Jahreskosten geht jeweils Differenzierung verloren.

Da für politische Entscheide oder Investitionsentscheidungen jedoch auch Vor- oder Nachteile (Differenzen oder Überschüsse) über die Gesamtstrategie oder den gesamten Zeitraum mit abgewogen werden sollten, sind für solche Betrachtungen die zu tief aufgeschlüsselten Zeitreihen oft zu komplex. Daher werden für die Bewertung des Elektrizitätsangebots unterschiedliche Kostenarten ermittelt.

Die mit der jeweiligen Darstellungsart verbundenen Informationsgewinne und -defizite werden in der folgenden Tabelle verdeutlicht. Grau unterlegt sind die in den Perspektiven verwendeten Darstellungsarten. Die nicht unterlegten Werte können im Prinzip gebildet werden, sind aus unserer Sicht für die weitere – und insbesondere politische und gesellschaftliche – Diskussion jedoch nicht von hoher Aussagekraft.

Tabelle 1: **Informationsqualitäten verschiedener Kostendarstellungen bei der gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Anlagen zur Elektrizitätserzeugung**

□		Informationsgewinn	Informationsdefizit
Jahreskosten	nicht diskontiert	Zeigen die jeweiligen realen Kosten im ausgewiesenen Jahr, vernachlässigen Zeitpunkt der Kapitalbeschaffung (Opportunitätskosten)	Überschätzen volkswirtschaftliche Kosten aus Sicht Referenzjahr (2003)
	diskontiert	Zeigen die volkswirtschaftlichen Kosten vom Referenzjahr aus gesehen, incl. Zeitpräferenz.	Unterschätzen scheinbar die im zukünftigen Jahr (zum Beispiel 2020) realen Kosten für zum Beispiel Kernenergie oder Erneuerbare.
Gesamtkosten (Summe über Zeit)	nicht diskontiert	Summe der realen Gesamtkosten	Verlust der Information über Zeitpunkt der Belastung
	diskontiert	Gesamtkosten aus heutiger Sicht inklusive Bewertung des Zeitpunkts der Belastung	Gefahr der Unterschätzung der realen Kosten (je produzierter und aufkumulierter Einheit)
Kosten pro kWh – Technologie		Sehr präzise	Keine Aussage über Anteil der Technologie am Mix
Kosten pro kWh – aggregiert		Gegenüber einer Referenz vergleichbare Grösse über Gesamtbelastung im jeweiligen Szenario/Variante	Keine Aussage über Streuung der spezifischen Kosten im Mix – „die billigen scheinen die teuren zu subventionieren“ (das ist das Wesen des Durchschnitts)

10. Exkurs: Sensitivitätsanalyse der Kosten der zentralen Stromproduktionsanlagen

Vincent Rits, Almut Kirchner (Prognos AG)

1 Fragestellung

Zentrale Grosskraftwerke – für die Energieperspektiven Kernkraftwerke und Gaskombikraftwerke – sind langfristige Investitionen, die sowohl den Charakter des Strommixes als auch die Kosten der Elektrizität langfristig bestimmen. Die Stromgestehungskosten sind eine Funktion mehrerer Variablen, auf die unterschiedliche Faktoren einwirken können.

Zu den Variablen gehören:

- Leistung beziehungsweise Leistungsklasse des betrachteten Kraftwerks,
- spezifische Investitionskosten (je Leistungseinheit),
- Betriebskosten,
- Brennstoffkosten,
- Volllaststunden,
- (technische) Lebensdauer,
- Zinssatz,
- Abschreibungszeitraum,
- gegebenenfalls Nachrüstungskosten im Laufe der Lebensdauer.

Bei Kernkraftwerken können noch Stilllegungs- und Entsorgungskosten eine Rolle spielen.

Da einige dieser Variablen und Faktoren stark streuen können oder ihre zukünftige Entwicklung unsicher erscheint, ist es üblich, die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von Veränderungen dieser Parameter zu untersuchen. Auf diese Weise können Kostenkorridore ermittelt und Einsatzrisiken abgeschätzt werden.

Für die öffentliche Diskussion ist es wichtig zu vermitteln, welche Stärke die verschiedenen Einflussfaktoren haben: Verändern Schwankungen in den Brennstoffkosten die Stromgestehungskosten stark? Wie wirken sich geringere Lebensdauern und Nutzungszeiten aus?

2 Methode

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird häufig die Methode der Sensitivitätsanalyse verwendet. Hierbei wird einer der einflussnehmenden Parameter auf die Stromgestehungskosten innerhalb eines bestimmten Rahmens variiert, um die Änderung des Ergebnisses zu beobachten. Die übrigen Parameter bleiben dabei unverändert. Mathematisch gesprochen handelt es sich dabei einerseits um die Projektion der Gestehungskostenfunktion auf den Parameterraum sowie um das Prinzip der partiellen Ableitung einer Funktion von mehreren Variablen. Hierbei sind sowohl absolute als auch relative Aussagen von Interesse.

Wenn

$$(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

der Satz von unabhängigen Variablen (zum Beispiel spezifische Investitionskosten) ist,

$$g(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

die Funktion der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den verschiedenen Variablen, so bezeichnet

$$S_i(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial g(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i} \quad (1.1)$$

die (absolute) Sensitivität nach der Variablen x_i . In der für die Modellierung häufig verwendeten diskreten Form entspricht dies der Differenzdefinition

$$\tilde{S}(x_i) = \frac{g(x_1, \dots, x_i^0 + \Delta x_i, \dots, x_n) - g(x_1, \dots, x_i^0, \dots, x_n)}{\Delta x_i} \quad (1.2)$$

Dies bedeutet die funktionale Abhängigkeit der Veränderung der Stromgestehungskosten am Punkt x_i^0 des i -ten Parameters, wenn dieser um ein Inkrement Δx_i verändert wird.

In ökonomischen Zusammenhängen werden Sensitivitätsbetrachtungen häufig in der relativen Form vorgenommen, das heißt, es wird die Antwort auf die Frage berechnet, wie stark die relative Veränderung der Funktion $g(x_1, x_2, \dots, x_n)$ ausfällt, wenn x_n sich relativ um einen gewissen Betrag ändert.

Mathematisch bedeutet dies die „logarithmische“ partielle Ableitung in der Form

$$S_i^{rel}(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial g(x_1, \dots, x_n)}{g(x_1, \dots, x_n)} \cdot \frac{x_i}{\partial x_i} \quad (1.3)$$

beziehungsweise in der diskreten Differenzenform

$$\tilde{S}_i^{rel} = \frac{g(x_1, \dots, x_i^0 + \Delta x_i, \dots, x_n) - g(x_1, \dots, x_i^0, \dots, x_n)}{g(x_1, \dots, x_i^0, \dots, x_n)} \cdot \frac{x_i^0}{\Delta x_i} \quad (1.4)$$

(wobei beide Ausdrücke für $x_i = 0$ ihre Bedeutung verlieren, da relative Veränderungen in diesem Fall nicht definiert sind.)

Die relative Betrachtung hat den Vorteil der Dimensionslosigkeit, so dass die Sensitivitäten bezüglich verschiedener Parameter in einer Grafik zusammengefasst werden können und dadurch die Stärke der Veränderung in Abhängigkeit von den verschiedenen Variablen unmittelbar verglichen werden kann.

3 Kernkraftwerke

Die wesentlichen von der AG Energieperspektiven beschlossenen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III+ (Druckwasserreaktor-Technologie, EPR) der Leistung 1'600 MW sind in der Tabelle 1 zusammengefasst. (Die Datenquellen werden im Bericht Band 5 „Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes“, in den vorhergehenden Arbeitsberichten ausführlicher zitiert und kommentiert.) In dieser Tabelle sind auch die analysierten Bandbreiten der jeweiligen Parameter angegeben.

Da derzeit relativ wenige neue Kernkraftwerke gebaut werden, bestehen in fast allen Parametern Unsicherheiten. Die Investitions- und Nachrüstungskosten sind in der Literatur mit Bandbreiten behaftet und marktbedingt unsicher; bei den Nachrüstungskosten wird diese Unsicherheit verschärft durch eine Unklarheit über die künftigen Sicherheits- und sonstigen Anforderungen. Daher werden hier grosse Bandbreiten betrachtet.

Bei den Brennstoffkosten ist zu beachten, dass diese nicht nur die reinen Urankosten (welche stark schwanken können, vergleiche Exkurs 1) beinhalten, sondern die Urankosten an den Brennstoffkosten lediglich einen geringen Anteil ausmachen. In den Brennstoffkosten enthalten sind die Verarbeitung bis zum reaktorfähigen Brennstoff sowie die Entsorgung. Dies wird weiter unten genauer erläutert.

Aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten werden Kernkraftwerke in der Grundlastproduktion mit hohen Laufzeiten (Volllaststunden) eingesetzt. Daher wird der Parameter „Volllaststunden“ innerhalb des Grundlastbereichs (7'000-8'200 Stunden pro Jahr) variiert.

Tabelle 1: **Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk**

	Referenz	Sensitivität	Analysierte Bandbreite
Leistung (MW _{el})	1600	Nein	-
Volkswirtschaftlicher Zinssatz (%)	2.5	Ja	-40% bis +220%
Lebens- und Abschreibungsdauer (a) ¹⁾	60	Ja	-50% bis +8%
Volllaststunden (h/a)	7600	Ja	-8% bis +8%
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (Kraftwerk)	3'000	Ja	-50% bis +50%
Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	72	Nein	-
Stilllegungskosten (CHF/kW _{el})	500	Ja	-60% bis +60%
Nachrüstungskosten (CHF/kW _{el})	750	Ja	-67% bis +67%
Brennstoffkosten (CHF/MWh _{el}) (vollständiger Brennstoffzyklus) ²⁾	12	Ja	-30% bis +30%

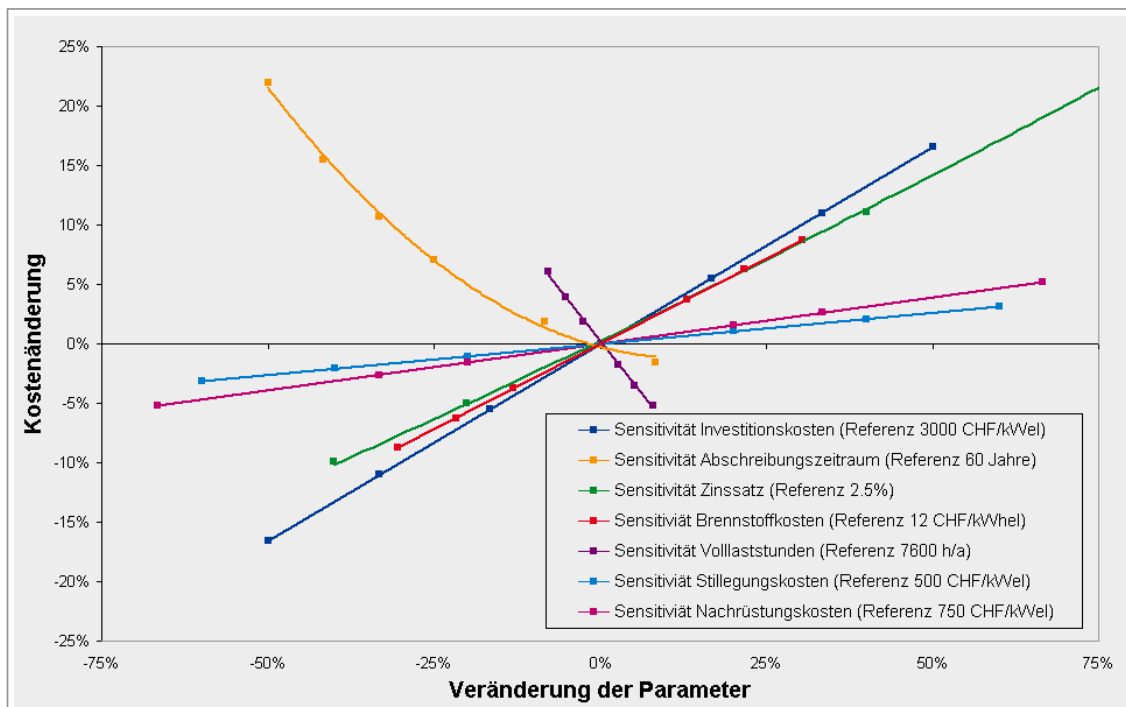
1) Bei der hier verwendeten volkswirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer beziehungsweise Laufzeit identisch

2) Ohne Wiederaufbereitung

Quelle: Prognos AG, verschiedene Quellen gemäss Band 5

Die Sensitivitätsrechnungen zeigen das folgende Bild:

Figur 1: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk**



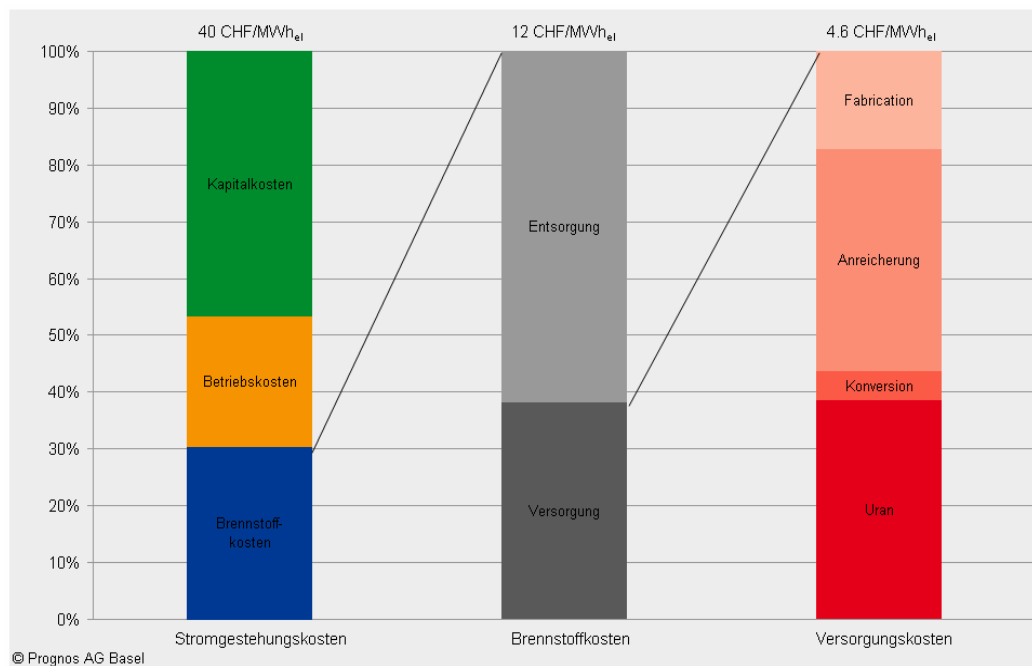
Quelle: Prognos AG

Die Stärke des Einflussfaktors ist an der Neigung der jeweiligen Kurve ablesbar. Die stärksten Einflussfaktoren sind der Abschreibungszeitraum, die Volllaststunden sowie die Investitionskosten. Diese drei Einzelaussagen illustrieren die Tatsache, dass die Investition den grössten Anteil an den Stromgestehungskosten ausmacht. Hohe Auslastungen sowie lange Laufzeiten werden daher vom Betreiber aus wirtschaftlichen Gründen angestrebt werden. Fast ebenso grossen Einfluss wie die Investitionskosten haben der Abschreibungszinssatz sowie die Brennstoffkosten.

Demgegenüber wirken sich die Nachrüstungs- und Stilllegungskosten weit weniger stark aus; der diesbezügliche Unsicherheitskorridor dürfte sich also für eine Investitionsentscheidung weniger stark auswirken.

Figur 2 zeigt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten nach Kostenbestandteilen (mit den Eingangsdaten aus Tabelle 1). Aufgrund der Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Uranpreise wurde der Anteil „Brennstoffkosten“ nochmals gesondert nach Einzelbestandteilen aufgeschlüsselt.

Die linke Säule illustriert den hohen Anteil der Kapitalkosten (zirka 47%) an den Stromgestehungskosten. Die gesamten Brennstoffkosten machen einen Anteil von zirka 30% an den Stromgestehungskosten aus; bei den Brennstoffkosten selbst bilden die Entsorgungskosten den grössten Kostenanteil. Dieser ist nicht uranpreisabhängig. An den Versorgungskosten mit Brennstoff selbst beträgt der Uranpreis derzeit lediglich ein gutes Drittel. Hauptsächlich fallen die Arbeitsschritte bis zum transport-, lager- und reaktorfähigen Brennstoff ins Gewicht. So beträgt der Anteil des Uranpreises an den Stromgestehungskosten heute lediglich 4%. Selbst eine Verzehnfachung (Erhöhung auf 1000%) des Uranpreises würde den resultierenden Strompreis lediglich um 36% ansteigen lassen.

Figur 2: **Zusammensetzung der Stromgestehungskosten bei neuen Kernkraftwerken**

Quelle: Prognos AG

4 Erdgas-Kombikraftwerke

Für die fossil-zentralen Varianten B und C des Elektrizitätsangebots werden bei den Modellierungsarbeiten Erdgas-Kombikraftwerke (Gas- und Dampfturbinentechnologie) der Leistungsgrösse 550 MW_{el} eingesetzt. Es wird damit gerechnet, dass diese Grössenklasse zum Zeitpunkt ihrer breiten kommerziellen Verfügbarkeit (etwa ab 2020) die dann spezifisch kostengünstigste ist. Die wesentlichen Annahmen für die Kostenbestandteile sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: **Kostenannahmen für Erdgas-Kombikraftwerke**

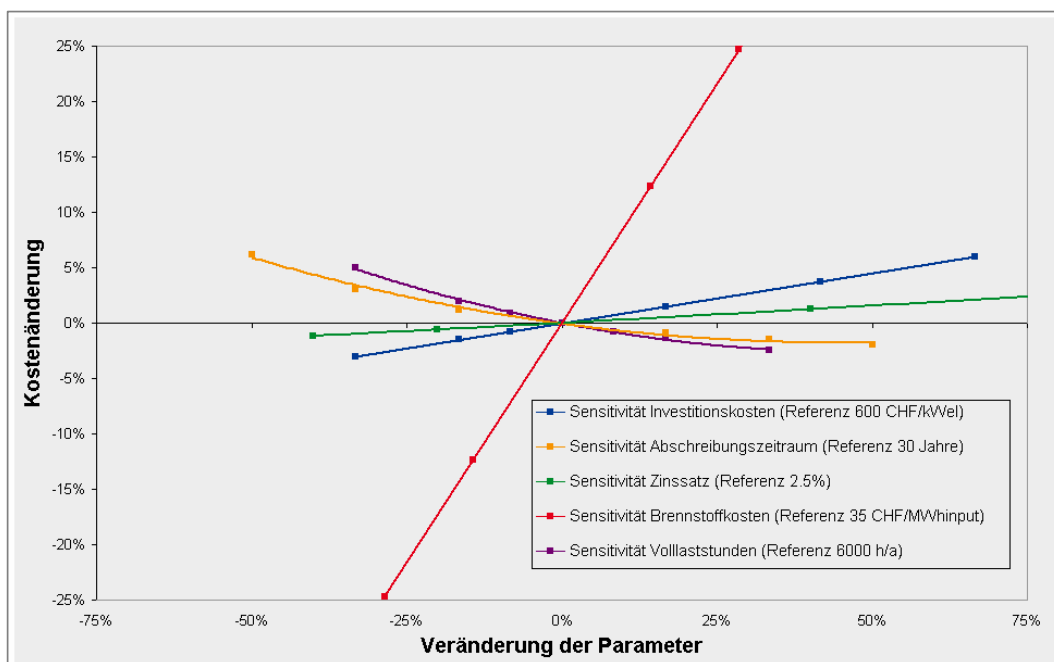
	Referenz	Sensitivität	Analysierte Bandbreite
Leistung (MW _{el})	550	Nein	-
Volkswirtschaftlicher Zinssatz (%)	2.5	Ja	-40% bis +220%
Lebens- und Abschreibungsdauer (a) ¹⁾	30	Ja	-50% bis +50%
Volllaststunden (h/a)	6000	Ja	-33% bis +33%
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (Kraftwerk)	600	Ja	-33% bis +67%
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	4	Nein	-
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	2.5	Nein	-
Brennstoffkosten (CHF/MWh _{el})	35	Ja	25% bis +300%

1) Bei der hier verwendeten volkswirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer beziehungsweise Laufzeit identisch

Datenquelle: Prognos AG

Bei den betrachteten Parameterbereichen der Sensitivitäten sind folgende Punkte zu berücksichtigen: Erdgas-Kombikraftwerke werden aufgrund ihrer Kostenstrukturen und ihres Anfahrverhaltens zumeist als Mittellastkraftwerke eingesetzt, es wird hier daher von einer geringeren Zahl an Volllaststunden als bei Kernkraftwerken ausgegangen; der Bereich, innerhalb derer die Laststunden variieren, kann daher grösser sein als bei den Kernkraftwerken. Die stärksten Unsicherheiten scheinen derzeit beim Gaspreis zu bestehen, der sich in jüngster Zeit recht volatil gezeigt hat.

Figur 3: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei Erdgas-Kombikraftwerken**



Quelle: Prognos AG

In diesem Falle stellen die Brennstoffpreise den weitaus grössten Einflussfaktor dar; insbesondere bedeutet dies, dass die Erzeugungskosten auf die Volatilität in den Gaspreisen empfindlich reagieren.

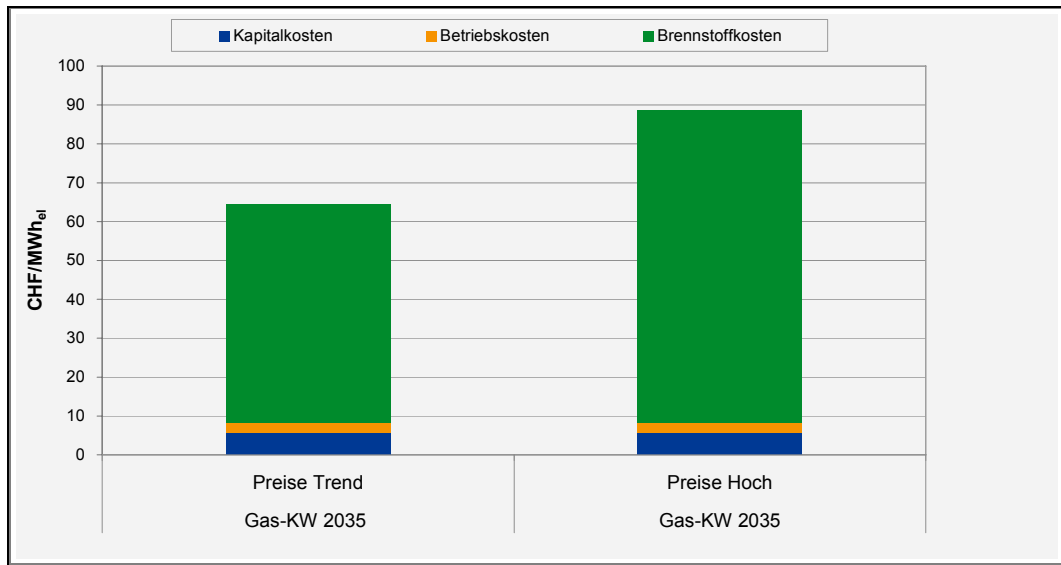
Die übrigen Parameter sind demgegenüber in ihrem Einfluss mittel oder schwach. Als mittel können die Faktoren Volllaststunden und Investitionskosten bewertet werden.

Die beiden „Zeitfaktoren“ Volllaststunden und – in etwas geringerer Masse – Abschreibungszeitraum beziehungsweise Lebensdauer wirken sich aufgrund ihrer hyperbolischen Abhängigkeit bei Verringerung der jeweiligen Zeitmasse stärker (die Gestehungskosten erhöhend) aus als bei Verlängerung.

Die zusammenfassende Darstellung der Stromgestehungskosten und ihrer Hauptanteile bei Erdgas-Kombikraftwerken unter den in Tabelle 2 dargestellten Annahmen ist in Figur 4 abgebildet. Hier werden die Kosten bei den unterschiedlichen Preisszenarien „Trend“ und „Preise hoch“ abgebildet, wodurch der hohe Einfluss der Gaspreise sichtbar wird.

Die Brennstoffkosten machen den weitaus grössten Anteil (86%) an den Stromgestehungskosten aus; dies selbst bei den in der Referenz unterstellten, aus heutiger Sicht moderaten Gaspreisen von zirka 35 CHF pro MWh (Kraftwerkseinsatz). Demgegenüber fallen die Kapital- und Betriebskosten kaum ins Gewicht.

Figur 4: **Zusammensetzung der Stromgestehungskosten bei neuen Erdgas-Kombikraftwerken**

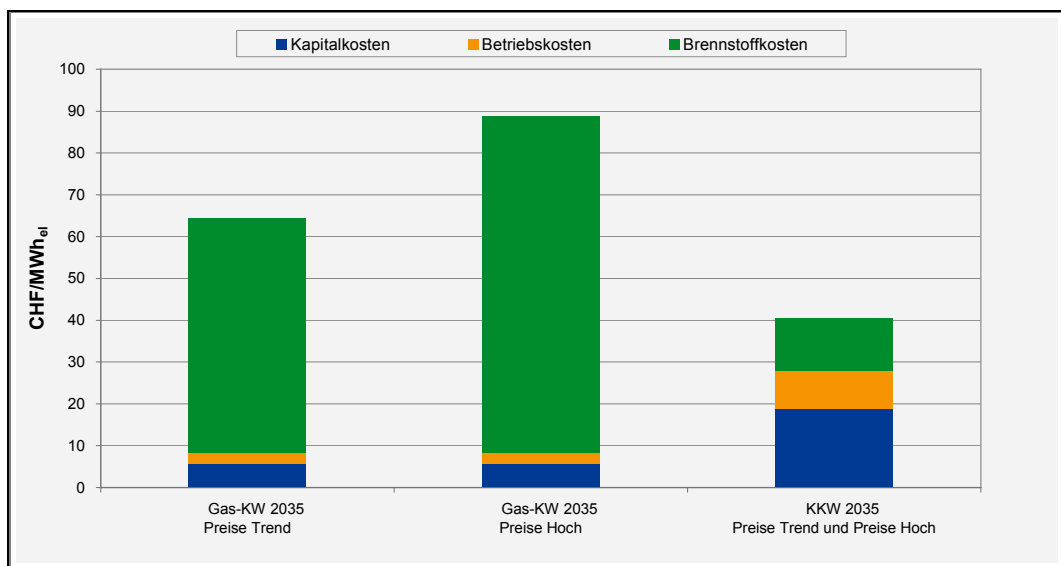


Quelle: Prognos AG

5 Vergleich und Schlussfolgerungen

In Figur 5 sind die Zusammensetzungen der Stromgestehungskosten für die beiden zentralen Grosskraftwerkstypen, die in den Energieperspektiven modellhaft untersucht werden, gegenüber gestellt. Hierbei wurden die in den Tabellen 1 und 2 dargestellten Annahmen für die Kostenelemente verwendet.

Figur 5: **Vergleich der (volkswirtschaftlichen) Stromgestehungskosten nach Kernelementen bei neuen Kernkraftwerken und Erdgas-Kombikraftwerken**



Quelle: Prognos AG

Der Kapitalkostenanteil an den Stromgestehungskosten ist bei den Kernkraftwerken mit 45% um einen Faktor fünf höher gegenüber dem entsprechenden Anteil bei den Erdgas-Kombikraftwerken (9%). Der Brennstoffkostenanteil ist dagegen bei den Erdgas-Kombikraftwerken gegenüber der Kernkraft

knapp um einen Faktor drei höher. Hierbei soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass der Brennstoffkostenanteil bei der Kernkraft nicht nur die Uranpreise enthält, sondern vor allem Entsorgungskosten und die Kosten der Prozesskette, mit der Kernbrennstoff aus Rohuran produziert wird.

Weitere strukturelle Unterschiede zeigen sich vor allem an den Sensitivitäten der Zeitparameter. Diese sind bei den Kernkraftwerken besonders ausgeprägt: eine Verringerung der Lebensdauern (Laufzeiten) um 33% (von 60 auf 40 Jahre) führt zu einer Erhöhung der Gestehungskosten von 15%.

In Tabelle 3 werden die Sensitivitäten der verschiedenen Parameter qualitativ miteinander verglichen:

Tabelle 3: **Vergleich der Einflussstärken der Parameter bei Erdgas-Kombikraftwerken und bei Kernkraftwerken**

	Kernkraftwerke	Erdgas-Kombikraftwerke
volkswirtschaftlicher Zinssatz	mittel	gering
Lebensdauer	hoch	mittel
Volllaststunden	hoch	mittel
Investitionskosten	hoch	gering
Stilllegungs- und Nachrüstungskosten	gering	-
Brennstoffkosten (davon Urankosten)	mittel (gering)	sehr hoch (CO ₂ -Preis: mittel)

Folgende Schlussfolgerungen können aus diesen Analysen gezogen werden:

- Kernkraftwerke benötigen gesicherte lange Laufzeiten und gesicherte hohe Volllaststunden, das heisst, eine gesicherte Abnahme der Bandlast, um dauerhaft kostengünstig produzieren zu können.
- Die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke mit einer hohen Bandbreite an Unsicherheit behaftet. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten (Planungs, Genehmigungs- und Bauzeiten) und der mittleren Einflussstärke auf die Erzeugungskosten stellen diese Unsicherheiten ein Planungsrisiko dar. Dieses Risiko wird wahrscheinlich nur dann eingegangen, wenn ihm die begründete Einschätzung gegenüber steht, dass die durch erhöhte Investitionskosten dauerhaft erhöhten Stromgestehungskosten nicht zu stark verringerter Wettbewerbsfähigkeit am Grundlastmarkt führen (das heisst, dass den erhöhten Gestehungskosten angemessene Preise gegenüber stehen).
- Da in den Brennstoffkosten ein Entsorgungskostenanteil enthalten ist, kann sich eine Erhöhung der Entsorgungskosten geringfügig bis mittelstark auf eine Erhöhung der Stromgestehungskosten auswirken.
- Eine Erhöhung der Anforderungen an Stilllegung und Nachrüstung im Verlauf der Lebensdauer wirkt sich nur geringfügig auf die Gestehungskosten aus; ein solches Risiko wird sich vermutlich auf eine Investitionsentscheidung nicht gravierend auswirken.
- Die Volatilität von Gaspreisen wird bei Gaskraftwerken auf die Stromgestehungskosten durchschlagen.

- Gaskraftwerke werden daher insbesondere zu Spitzenzeiten produzieren, um die dann höheren am Markt erzielbaren Spitzenlastpreise zu realisieren.
- Ähnlich wie bei Kernkraftwerken sind höhere Laufzeiten nützlich und entlastend, mit reiner Bandlastproduktion und den dabei zu erzielenden Preisen werden die grundsätzlich höheren Stromgestehungskosten jedoch nicht realisiert werden können: Gaskraftwerke „leben“ von der Preisdifferenz zwischen Band- und Spitzenlast.

11. Exkurs: Wärmepumpen und Strombedarf zur Wärmeerzeugung

Peter Hofer, Almut Kirchner, Marco Wunsch (Prognos AG)
Mit Beiträgen von H.-U. Schärer (Bundesamt für Energie)

Wärmepumpen als Heizungssysteme stellen in der Schweiz einen Anteil der Heizsysteme, insbesondere bei neuen Ein- und Zweifamilienhäusern sowie zunehmend bei kleineren neuen Objekten im Dienstleistungssektor.

Die Einschätzungen bezüglich der künftigen Möglichkeiten, die den Wärmepumpen in der künftigen Entwicklung des Energiesystems zugesprochen werden, sind je nach Betrachtungswinkel sehr unterschiedlich.

In diesem Exkurs werden die Technik kurz erläutert, infrastrukturelle Voraussetzungen sowie Auswirkungen des Einsatzes aufgezeigt, die bisherige Entwicklung des Wärmepumpeneinsatzes in der Schweiz referiert sowie die Annahmen für die Entwicklung in den Szenarien der Energieperspektiven erläutert.

1 Physik und Technik der Wärmepumpe

1.1 Physikalische Funktionsprinzipien

Eine Wärmepumpe ist eine Maschine, die Wärme von einem niedrigen Temperaturniveau unter Aufwand von zusätzlicher, hochwertiger Arbeit auf ein höheres Temperaturniveau transformiert. Die meisten heute verwendeten Wärmepumpen werden dabei von elektrischem Strom angetrieben. Als Antriebsenergie sind aber auch Gas, Diesel und Biomassen möglich.

Beispiele für den Einsatz des Funktionsprinzips:

Kühlschränke: Dem Innenraum wird Wärme unter Energieaufwand entzogen und nach aussen (Rückseite) abgegeben.

Gebäudeheizung: Bei der Wärmepumpenheizung wird die Wärme von einem äusseren Medium auf Umgebungstemperaturniveau unter Energieaufwand auf ein zum Heizen geeignetes Temperaturniveau „gepumpt“, ins Innere des Gebäudes gebracht und dort verteilt. Bei heutigen Anlagen ist das „Zielniveau“ im Allgemeinen auf Niedertemperaturniveau und die Verteilung erfolgt über Flächenheizsysteme, im Allgemeinen Fussbodenheizungen.

Der Einsatz von Wärmepumpen zu Heizungszwecken im Wohnungsbereich kann je nach Funktionsprinzip, Wärmequelle, Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und energetischer Qualität der Gebäudehülle zur vollständigen Deckung (monovalent) des Heizwärmebedarfs (und gegebenenfalls des Warmwasserbedarfs) erfolgen oder auf die teilweise Deckung des Wärmebedarfs (bivalent) ausgelegt sein. In diesem Falle ist eine Zusatzheizung zur Deckung der Spitzenlastfälle vorzusehen, die im Allgemeinen konventionell ist (Gas, Heizöl, Direktstrom).

Industrielle Verfahren (Kühlung und/oder Heizung): Bei zahlreichen industriellen Prozessen bietet es sich an, Abwärme zu nutzen und durch Wärmepumpen auf Heizwärmeniveau zu bringen. Auch umgekehrte Verfahren zur Kühlung bieten sich an. Besonders viel versprechend sind derzeit im Industrie und Dienstleistungssektor Wärmepumpen, die im Winter Heiz- und im Sommer Kühlungsfunktionen erfüllen.

1.1.1 Kompressionswärmepumpe

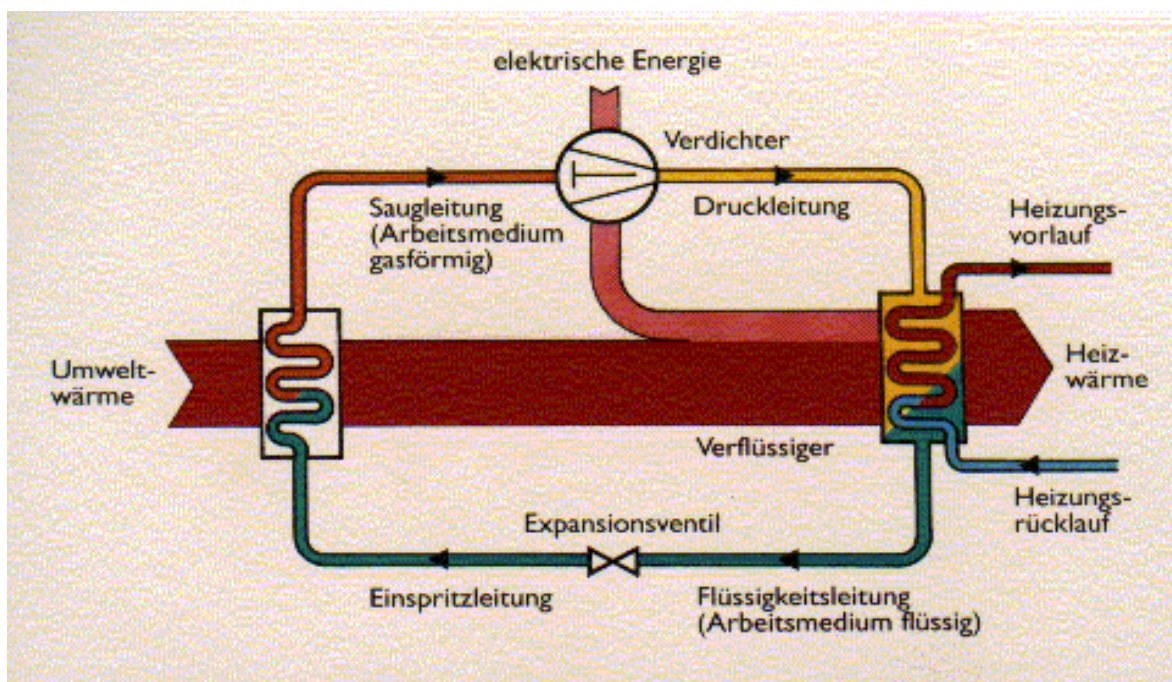
Derzeit sind hauptsächlich Wärmepumpen (WP), die nach dem Kompressionsprinzip arbeiten, im Einsatz. Ihr Antrieb kann elektrisch oder (gas)motorisch erfolgen.

Dieses Prinzip soll hier kurz erläutert werden:

Mit der Wärmepumpe wird in einem Kreislaufprozess ein Arbeitsmedium ("Kältemittel") auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Zum Antrieb des Kompressors wird elektrische Energie verwendet (manchmal auch direkt mechanische Energie oder Erdgas). Das umgekehrte Prinzip wird beim Kühlschrank eingesetzt. Der Kompressor verdichtet das gasförmige Arbeitsmedium. Dabei wird es auf ein höheres Temperaturniveau "gehoben", zum Beispiel auf 50 °C. Das so erwärmte Arbeitsmedium gibt seine Wärme an den Heizkreis ab und kondensiert dabei. Das immer noch unter Druck stehende Arbeitsmedium wird über ein Drosselventil entspannt (auf niedrigeren Druck gebracht). Es ist aber noch immer flüssig. Erst die Energie aus der Wärmequelle lässt es im Verdampfer wieder gasförmig werden und der Prozess beginnt von neuem (Quelle: [1]). Mit der Wärmeaufnahme ist eine Abkühlung der Wärmequelle verbunden.

Typische Arbeitsmedien ("Kältemittel") sind zum Beispiel R134a, R404A, R407A/B/C oder R410A, außerdem in zunehmendem Maße Propan (R290, brennbar), Propen (R1270, brennbar), Propan-Butan-Gemische (brennbar), Ammoniak (R717, brennbar) oder Kohlendioxid (R744, nicht brennbar, hohe volumetrische Kälteleistung, geringer Preis), bei Erdreichwärmepumpen Sole (Salzlösungen). Traditionelle Kältemittel stammen aus den Stoffklassen der halogenierten Kohlenwasserstoffe (FKW, FCKW), da diese über für den Wärmepumpenbetrieb besonders erwünschte physikalische Eigenschaften (niedrige Siedepunkte, nicht brennbar, annehmbare Wärmeübergänge und -kapazitäten) verfügen. Zunehmend werden auch nichthalogenierte Kältemittel (Propan, Kohlendioxid) eingesetzt. Die Kohlendioxid-WP ist derzeit im Pilotstadium.

Figur 1: Funktionsprinzip der Kompressionswärmepumpe



Quelle: Stiebel Eltron GmbH & Co. KG

Neben den Kompressionswärmepumpen gibt es noch zwei verschiedene technische Konzepte von Wärmepumpen, diese arbeiten nach dem Absorptionsprinzip beziehungsweise dem Adsorptionsprinzip. Gegenüber der Kompressionswärmepumpe besteht der Unterschied, dass zum Antrieb dieser

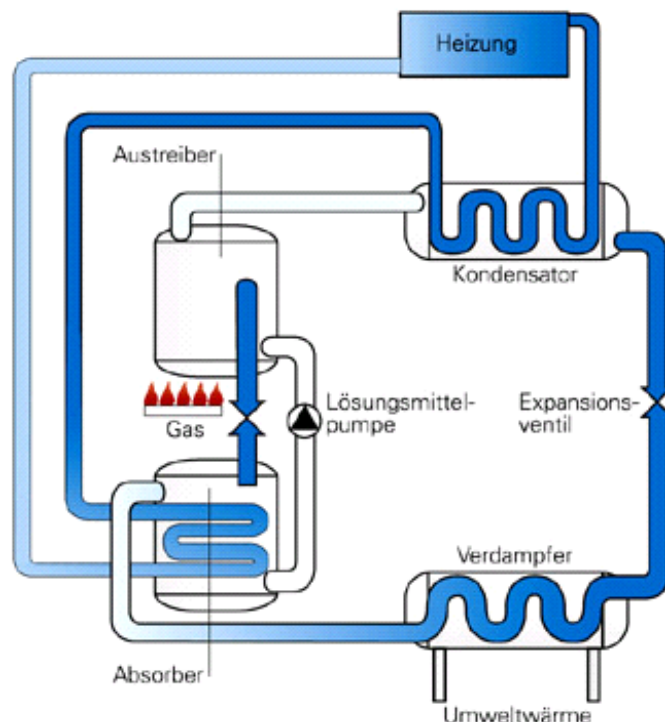
Wärmepumpen kein elektrischer Strom benötigt wird. Die direkte Verbrennung von Erdgas oder auch von Öl, Kohle oder Biomasse liefert die notwendige Energie.

1.1.2 Absorptionswärmepumpe

Chemische Absorption beschreibt den Prozess der Aufnahme oder des „Lösens“ eines Atoms, Moleküls oder eines Ions in einer anderen Phase.

Der Aufbau und die Funktion einer Absorptionswärmepumpe ist analog einer Kompressionswärmepumpe. Der mechanische Kompressor ist durch einen thermischen Verdichter, der mit einem Zweistoff-Gemisch arbeitet, ersetzt. Statt das Kältemittel zu komprimieren, wird ein gasförmiges Kältemittel (zum Beispiel Ammoniak) von einem Lösungsmittel (zum Beispiel Wasser) durch einen beheizten thermischen Verdichter in eine kältemittelreiche Lösung (NH_3 -Dampf) und eine kältemittelarme Lösung (Wasser) getrennt. Das gasförmige unter Druck stehende NH_3 -Kältemittel strömt dann in den Kondensator (Verflüssiger), gibt die Kondensationswärme an das Heizungssystem ab und wird dadurch flüssig. Danach durchströmt das flüssige, unter hohem Druck stehende Kältemittel ein Reduzierventil. Durch diese Druckentspannung expandiert das Gas, kühlt sich dabei ab und ist so in der Lage, im nachfolgenden Verdampfer Wärme aus der Umwelt aufzunehmen. Heute verwendet man Absorptionswärmepumpen effektiv in Kombination mit Solaranlagen zur Raumkühlung im Sommer in Verbindung mit Kühldecken (Quelle: [2]).

Figur 2: Funktionsprinzip der Absorptionswärmepumpe



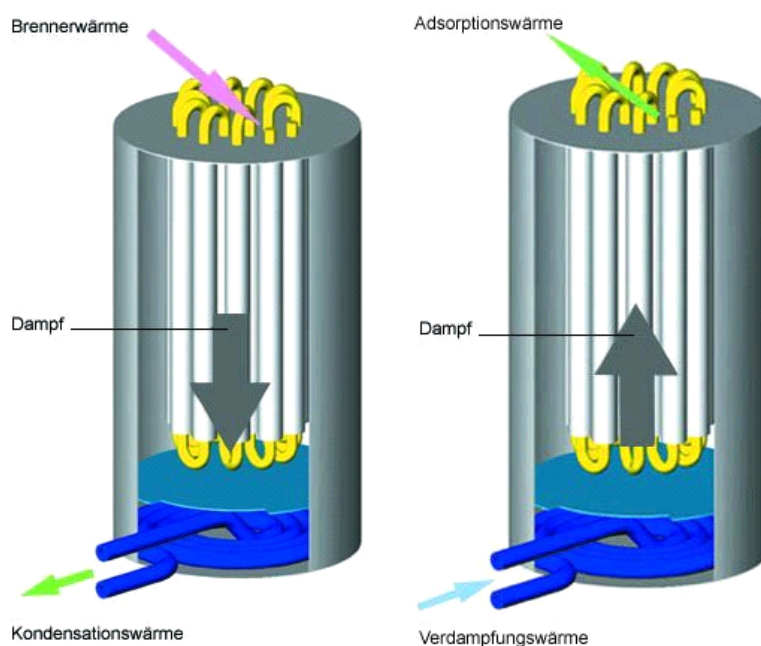
Quelle: www.energiesparmobil.de/erneuerbare_energien/waermepumpen.php

1.1.3 Adsorptionswärmepumpe

Beim Vorgang der Adsorption lagert sich ein Atom oder Molekül aus einem Gas oder einer Flüssigkeit an einer inneren Oberfläche eines Stoffes (Adsorptionsmittel) an. Gängige Adsorptionsmittel sind Bentonit, Kieselgel und Aktivkohle. In dem unten beschriebenen Prozess kommt Zeolith, ein Silikat-Mineral, zum Einsatz.

Die Wärmepumpe besteht aus zwei Modulen. In ihrem oberen Teil befindet sich das Adsorptionsmittel Zeolith. Es ist aufgebracht auf einem Wärmetauscher (Adsorber / Desorber). Unten befindet sich ein weiterer Wärmetauscher (Kondensator / Verdampfer), als Kältemittel ist Wasser enthalten. Der Prozess in den Modulen läuft in zwei Schritten ab: Im ersten Teilschritt wird der Zeolith mit Hilfe eines Brenners auf 200 °C erwärmt. Dabei desorbiert das Wasser und strömt als Dampf in den unteren Teil des Moduls. Hier kondensiert der Dampf und gibt dabei seine Kondensationswärme ab. Dieser Schritt ist beendet, wenn der Zeolith trocken ist und sich das gesamte Wasser im unteren Teil des Moduls befindet. Nun wird der Brenner ausgeschaltet und das Modul kühlt unter Umgebungstemperatur ab. Das Wasser verdampft nun unten im Modul mit Hilfe von kostenloser Umgebungswärme. Der Dampf strömt in den oberen Teil des Moduls und wird dort vom Zeolith adsorbiert, die dabei frei werdende Adsorptionswärme wird ebenfalls genutzt. Wenn das Wasser vollständig verdampft ist, beginnt der Prozess erneut (Quelle: [3]).

Figur 3: Funktionsprinzip der Adsorptionswärmepumpe



Quelle: Vaillant GmbH

1.2 Kenngrößen von Wärmepumpen-Prozessen

Zur Beurteilung der energetischen Effizienz und Performance werden Wärmepumpen mit verschiedenen Kennzahlen charakterisiert.

Leistungszahl ε beziehungsweise coefficient of performance (COP): Diese dimensionslose Größe beschreibt das Verhältnis von erzeugter Heizleistung zu effektiv aufgenommener elektrischer Leistung in einem bestimmten Betriebspunkt. Die aufgenommene elektrische Leistung beinhaltet

- die Leistungsaufnahme für den Betrieb des Verdichters,
- die Leistungsaufnahme aller Regel-, Steuer- und Sicherheitssysteme der Wärmepumpen-Einheit,
- die anteilige Leistungsaufnahme der Arbeitsmittel- beziehungsweise Heizungspumpe zum Transport des Arbeitsmittels beziehungsweise des Heizungswassers innerhalb der Wärmepumpeneinheit.

Der COP ist abhängig von der Temperatur der Wärmequelle sowie von der Zieltemperatur des Heizsystems. Die Leistungszahl bezieht sich auf das Wärmepumpenaggregat und berücksichtigt nicht

elektrische Hilfsaggregate, Wärmeverteilung und so weiter. Heutige elektrische Wärmepumpen erreichen Leistungszahlen zwischen 3.5 und 5.5 (je nach Wärmequelle) (Quelle: [4]).

Jahresarbeitszahl β (oder JAZ): Diese ebenfalls dimensionslose Kennzahl beschreibt das Verhältnis zwischen der innerhalb eines Jahres erzeugten Wärmeenergie und der jährlich zugeführten elektrischen Arbeit. Sie ist also eine integrierte Grösse und beschreibt die „performance“ des gesamten Systems, gemittelt über verschiedene Betriebszustände.

Heutige durchschnittlich installierte Wärmepumpen weisen eine JAZ von 2.7 bis 3.5 auf (Quelle: [5]).

Dem aktuellen Qualitätsprüfungs-Bericht Kleinwärmepumpen 2005 ist zu entnehmen, dass sich der COP-Verlauf nach anfänglicher Verbesserung in den letzten Jahren (bei Luft-Wasser-WP seit 2000) leicht verschlechtert hat, da aufgrund des Preisdruckes in den Märkten die Wärmepumpen kostenoptimiert und nicht mehr auf die maximale Effizienz hin entwickelt wurden (Quelle: [6]). Neuerdings lässt sich – im Zuge der Marktberreinigung – nach Aussagen des BFE wieder ein Anstieg beobachten.

Die Felderhebungen (Quelle: [5]) wurden Ende 2003 abgeschlossen. Im folgenden Jahr startete ein neues, reduziertes Projekt, welches gezielt Wärmepumpenanlagen mit möglichst hohen Arbeitszahlen erfasst (sogenannte Bestanlagen). Daher ist es schwierig, valide Durchschnitts- und Streubreiten-Aussagen über aktuell installierte Wärmepumpen zu machen.

Grundsätzlich sind aufgrund der Bedingungen der Prozesse (Carnot-Restriktionen in den thermodynamischen Kreisprozessen) Wärmepumpen umso effizienter, je geringer der zu bewältigende Temperaturhub ist. Ideal ist der Einsatz in Objekten mit geringem spezifischem Wärmebedarf (zur Reduzierung des Kollektoraufwands bei den geringen Leistungsdichten der Quellen) sowie Flächenheizungen mit niedrigen Vorlauftemperaturen. Je grösser die Temperaturspreizung zwischen Quellentemperatur und Nutztemperatur, desto geringer die Leistungsziffer und damit verbunden die Jahresarbeitszahl. Wenn Wärmepumpen in bestehenden Gebäuden angewendet werden sollen, sind energetische Vollsanierungen mit Sanierungen des Heizungssystems die besten Voraussetzungen. Aufgrund dieses Aufwands muss davon ausgegangen werden, dass der Einsatz im Sanierungsbereich aufgrund der geringen Sanierungsraten und -effizienzen begrenzt bleibt.

Die Leistungszahlen sind umso höher, je geringer der durch die Wärmepumpe zu bewerkstellende Temperaturhub ist. Mit einer thermischen Kaskadierung (dem Hintereinanderschalten mehrerer Stufen mit jeweils für sich kleinen Temperaturintervallen) liessen sich im Prinzip gegenüber dem heutigen Standard deutliche Erhöhungen erzielen. Im industriellen Bereich werden bereits mehrstufige Anlagen angetroffen; im Bereich der Kleinanlagen für die Wohnungsbeheizung lohnt im Allgemeinen der Aufwand aus wirtschaftlichen Gründen nicht.

1.3 Wärmequellen

Grundsätzlich lassen sich für Wärmepumpen eine Vielzahl von Niedertemperatur-Wärmequellen nutzen. Zu den gängigsten zählen:

- Aussenluft,
- Innen-Abluft (vor allem bei Gebäuden mit sehr geringem Heizwärmebedarf wie Minergie-P-Standard),
- oberflächennahes Erdreich (mit Flächenkollektoren oder Erdwärmesonden erschliessbar),
- Grundwasser,
- Oberflächenwasser (Seen, Flüsse),
- industrielle Abwärmequellen,

- Abwasser (aus Abwasserkanälen oder gereinigt nach ARA),
- (gespeicherte) Niedertemperatur-Solarwärme (vor allem bei saisonalen Nahwärme-) Anwendungsfällen.

Für den grössten Anwendungsfall „Heizen und Warmwasserbereitung“ spielen die Quellen Aussenluft und Erdwärmesonden die Hauptrollen. Perspektivisch wird bei deutlich verbesserten Gebäudestandards die Innenluft als Wärmequelle an Gewicht gewinnen.

Damit die Wärmequellen für den dauerhaften Betrieb der Wärmepumpe zur Verfügung stehen und nicht allmählich auskühlen, ist die jeweilige Leistungsdichte und Regenerationsfähigkeit bei der Auslegung zu berücksichtigen.

1.3.1 Aussenluft und Abluft als Wärmequelle

Bei Aussenluft als Wärmequelle stellt sich nicht die Frage der Regeneration (die Luft wird angesaugt, abgekühlt und wieder abgegeben). Die Leistungsdichte der Wärmequelle ist naturgemäss temperaturabhängig sowie abhängig vom verwendeten Kältemittel.

Bei monovalenten Luft-Wasser-Wärmepumpen gilt: Die Heizleistung nimmt mit Sinkender Aussenlufttemperatur ab. Bivalente Luft-Wasser-WP weisen üblicherweise einen Umschaltzeitpunkt zwischen 0 und +5 °C auf. Damit können – in einem normalen Winter – zirka 80 (bis maximal 90%) der Jahresarbeit erbracht werden. Die WP wird entsprechend nicht auf die Spitzenlast ausgelegt (Kessel: 100% Auslegung).

- Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle waren vorerst häufig bivalent konzipiert; die neueren Anlagen werden in aller Regel bis zur minimalen Auslegungstemperatur einer Heizung nach SIA 384/2 (Mittelland -8 °C) monovalent betrieben. Sie sind oft zusätzlich mit einem elektrischen Heizstab ausgestattet, der nach Aussage des BFE in Neubauten vorwiegend während der Bauaustrocknung mit in Betrieb steht und als Frostsicherung bei einem allfälligen Ausfall der Wärmepumpe dient. Die Elektro-Heizstäbe benötigen nach FAWA (Quelle: [5]) etwa 1.5% des gesamten Stroms der Wärmepumpenanlagen. Unterhalb der Auslegungstemperatur von -8 °C ist eine volle Deckung des Heizleistungsbedarfs nicht garantiert.
- Praxiserfahrungen und FAWA (Quelle: [5]) zeigen, dass eine Auslegung auf -8 °C nach SIA 384/2 eine volle Deckung des Wärmebedarfs bis -10...-15 °C ergeben – je nach Gebäudetyp und Benutzerverhalten.

Energetisch günstig ist es, wenn statt kühler Aussenluft raumwarme Abluft als Wärmequelle genutzt werden kann. Dies wird beim Prinzip der Abluft-Wärmepumpe, vor allem in Passivhäusern mit kontrollierter Lüftung, genutzt. Zu beheizen oder vorzuwärmen ist dann die einströmende kühle Aussenluft. Solche Systeme sind ideal für Passivhäuser mit sehr geringem Energiebedarf.

1.3.2 Oberflächennahes Erdreich

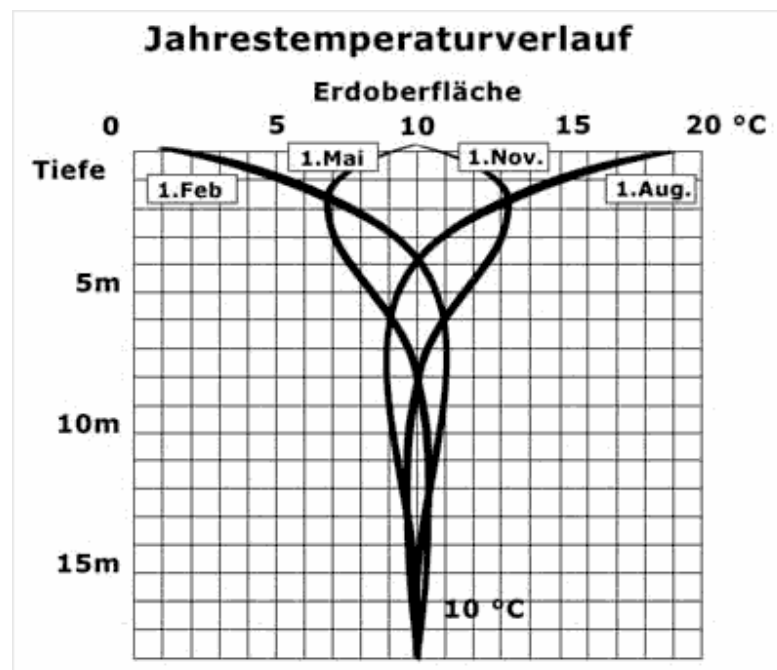
Es gibt grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten, das oberflächennahe Erdreich als Wärmequelle zu nutzen: Die Verlegung von flächigen „Kollektoren“ (Erdregister) aus korrosionsbeständigen Schläuchen in einer Tiefe von zirka 1.20-1.50 m kann bei geeigneten geographischen Bodenverhältnissen kostengünstig sein. Die Bedingung für die Regenerationsfähigkeit bedeutet hier, dass der Boden im Sommer durch Sonneneinstrahlung und Wärmeübergang mit der Luft wieder genügend Wärme aufnehmen (und durch Wärmediffusion bis zur Kollektortiefe leiten) muss, um die Anfangstemperatur wieder herzustellen. Diese Bedingung begrenzt die Dichte der zu entnehmenden Kälteleistung. Abgesehen davon ist eine zu starke Auskühlung des Bodens auch aus Gründen der kurzfristigen Funktionsfähigkeit und Effizienz der Wärmepumpe zu vermeiden, da Unterschreitungen des Gefrierpunktes

und Vereisungen Leistungszahl und Jahresarbeitszahl massiv verringern. (Das bedeutet insbesondere eine höhere Nachfrage an elektrischem Strom und Leistungsbelastung auf der Kraftwerksseite, vergleiche Kapitel 1.3). Je nach Bodenqualität können unter der Bedingung der Aufrechterhaltung der Regenerationsfähigkeit Kälteleistungen von zirka 10-30 W pro m² bei genügend Abstand zwischen den einzelnen Schläuchen erzielt werden. Bei einem modernen Neubaustandard (zirka 40 W pro m² beim EFH) bedeutet dies, dass für eine Einheit (m²) zu beheizende Fläche jeweils 2.4 Einheiten (m²) Wärmetauscherfläche vorgesehen werden müssen. An dieser Stelle erschliesst sich unmittelbar, dass es in jedem Falle vorteilhaft sein kann, die benötigte Heizleistung durch gebäudeseitige Massnahmen zu reduzieren.

Erdkollektoren werden wegen des Flächenbedarfs vor allem bei freistehenden Ein- und Zweifamilienhäusern eingesetzt. Sie spielen in der Schweiz, wegen in der Regel nicht ausreichender Flächen, eine sehr untergeordnete Rolle.

Weil meistens nicht genügend Fläche zur Verfügung steht, werden häufiger Erdsonden mit senkrechten Bohrungen eingesetzt. Bei diesen liegt je nach Bodenqualität die mögliche Leistungsdichte bei zirka 30-55 W pro m Sondenlänge. Je m² Energiebezugsfläche auf normalem Neubaustandard (40 W pro m²) sind somit zirka 0.70-1.30 m Sondenlänge zu rechnen. Der Abstand zweier Entnahmesonden muss mindestens 5 m betragen, um eine gegenseitige Beeinflussung, Auskühlung und Wirkungsgradverluste zu vermeiden (Quelle: [8]).

Figur 4: **Oberflächennahe Bodentemperatur im Jahresverlauf**



Quelle: <http://www.teramex.de/images/jahrestemperaturverlauf.gif>

Da unterhalb einer Tiefe von 20 m kein saisonaler thermischer Einfluss der Sonneneinstrahlung mehr nachzuweisen ist, kommen nur Diffusion oder Bewegung im Grundwasserleiter, falls die Sonde einen solchen durchstösst, sowie Wärmeleitung des geothermischen Wärmestroms aus der Tiefe als mögliche treibende physikalische Prozesse für die Regeneration in Frage.

Der geothermische Wärmestrom aus dem Erdinneren an die Oberfläche beträgt gemittelt zirka 60-70 mW pro m², das heisst, innerhalb eines Jahres sind aus diesem Strom 0.55-0.61 kWh pro m² „gewinnbar“ (Quelle: [9]). Damit wird deutlich, dass bei Tiefenbohrungen unterhalb von 20 m im Allgemeinen langfristig eine Auskühlung stattfindet. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass je nach tektonischen und geologischen Gegebenheiten im Untergrund der lokale Wärmestrom ein Vielfaches betragen kann. Das heisst, in Einzelfällen können tatsächlich höhere Temperaturniveaus und

Wärmeströme im Untergrund vorliegen, die „echte“ Geothermie darstellen und durch Wärmepumpen angezapft werden können, falls sie nicht über hinreichend hohe Temperaturen für die Direktnutzung verfügen. Letzteres ist bei den gängigen Tiefen für WP-Erdsonden jedoch eher unwahrscheinlich.

Grundsätzlich können Erdsonden – zum Beispiel auch integriert in Fundamente – bei grösseren Gebäuden eingesetzt werden, wenn nicht genügend Fläche für Erdkollektoren vorhanden ist; hier bestehen allerdings Unsicherheiten in Fragen der thermischen Eigenschaften des Untergrunds sowie der Regenerationsfähigkeit bei tiefen Bohrungen. In urbanen (bereits bebauten) Regionen sind die Möglichkeiten von Bohrungen aufgrund der bereits vorhandenen Infrastruktur (Kanäle, Elektrizitäts- und Telekommunikationsversorgung) eingeschränkt.

Die Regeneration ist gesichert, wenn die (Absorptions-)Wärmepumpen im Sommer „umgekehrt“ laufen, zur Gebäudekühlung beitragen und die überschüssige Wärme wiederum ins Erdreich einspeisen. Solche kombinierten Heiz/Kühl-Wärmepumpen werden insbesondere für Dienstleistungsgebäude auch wirtschaftlich immer attraktiver. Es wird mit einer Diffusionszeit von einigen Jahren gerechnet, bis sich die technisch-wirtschaftlichen Optima der Auslegungsprinzipien bei der Umsetzung durchgesetzt haben.

1.3.3 Oberflächenwasser, Grundwasser, Abwasser

Abwasser

Da im Abwasser von Gebäuden (sowohl im Sektor Haushalte als auch Dienstleistungen und Industrie) ein Teil der Gebäudewärme ungenutzt verloren geht und die Wärmekapazität von Wasser im Vergleich zu der von Luft oder Boden sehr viel höher ist, kommt es als Wärmequelle ebenfalls in Frage. Eine im Auftrag des BFE durchgeführte Untersuchung zeigt, dass die Nutzung des gesamten Abwasseraufkommens der Schweiz (Siedlungs- und Industrie- sowie Dienstleistungsabwasser) mit Wärmepumpen zur Bereitstellung des Warmwasserbedarfs von 900'000 Haushalten ausreicht; bei einer Umrechnung auf den Heizungsbedarf wären es – grob gerechnet und lediglich auf die Heizenergie bezogen – knapp 200'000 Haushalte. Diese Rechnung ist integral und überschlägig und würde voraussetzen, dass die Abwasserwärme jeweils an der Kläranlage „eingesammelt“ wird und zur Verteilung eine entsprechende Fern- und Nahwärmeinfrastruktur vorhanden ist (Quelle: [10]).

In einer spezifischen Leistungsbetrachtung kann das von einem Bürger durchschnittlich erzeugte Abwasser (inklusive des umgerechneten Anteils von Industrie und Dienstleistungen) über Wärmepumpennutzung zu 2.73% seines Heizleistungsbedarfs beitragen.

Grund- und Oberflächenwasser

Grundsätzlich ist die Nutzung von Grundwasser nur im Rahmen der Regenerationsfähigkeit und ausserhalb der Schutzzone S zulässig. Es bestehen zudem Restriktionen in Bezug auf Abkühlung und potenziellen Kontakt mit Kältemitteln im Falle von Lecks oder Unfällen, zum Teil sind einige Kältemittel grundsätzlich nicht gestattet. Grundwasser mit einer Temperatur von 9-12 °C lässt eine grössere Wärmeentnahme zu (lässt sich stärker abkühlen) als Oberflächenwasser (im Winter!) mit 0-4 °C.

Grund- und Oberflächenwasser besitzen daher Leistungsdichten in den folgenden Korridoren:

Grundwasser: zirka 5-7 W*h/l; entspricht 150-200 l/h*kW_{th}

Oberflächenwasser: zirka 2.5-3.3 W*h/l, entspricht zirka 300-400 l/h*kW_{th}

Umgerechnet auf den Wärmeleistungsbedarf heutiger Neubauten bedeutet dies für den benötigten Durchfluss

Grundwasser: 8 l/h je m² Energiebezugsfläche

Oberflächenwasser: 16 l/h je m² Energiebezugsfläche

Die Nutzung von Grund- und Oberflächenwasser bietet sich bei entsprechender Lage an; die bisherige Nutzung erfolgt zumeist bei günstig gelegenen Einzelobjekten (zum Beispiel öffentliche Bauten, Hotels).

1.4 Auslegungsprinzipien und elektrischer Leistungsbedarf

Wärmepumpen zu Heizungszwecken werden wie alle anderen Heizungsanlagen auf einen definierten Höchstlastfall dimensioniert. Grundlage dafür ist SIA 384/2. Sie legt die Raumtemperaturen und die minimale Aussentemperatur für die maximale Heizleistung fest. Im Mittelland wird danach bei einer Aussentemperatur von -8 °C eine Innentemperatur von 20 °C erreicht und gehalten. Aus dieser Anforderung und der energetischen Qualität der jeweiligen Gebäudehülle bestimmt sich die benötigte Wärmeleistung und daraus über die Leistungszahl auch die elektrische Leistung.

Tabelle1: **Typische Auslegungsfälle von monovalenten Wärmepumpen**

Haustyp, m ² EBF	Heizleistung (Auslegungsleistung) in kW _{th}	Elektrische Leistung der WP, in kW _{el}
Neues EFH, 140 m ²	5.6	2.0
Neues MFH, 1'000 m ²	30.0	10.0
EFH Bestand, 140 m ²	11.2	3.8
MFH Bestand, 1'000 m ²	66.0	22.0

Bei bivalenten Wärmepumpen (heute nur noch bei Anlagen > 50 kW_{th} relevant) können die Leistungen entsprechend, je nach zu erzielendem Anteil der Arbeit, auf 50-80% reduziert werden. Der durch die Wärmepumpe dann nicht abgedeckte Heizwärmebedarf wird über andere Quellen (samt Anlagentechnik) bereitgestellt (und für die Energieperspektiven in der Bilanz entsprechend verbucht).

In den meisten Versorgungsgebieten werden Wärmepumpen mit (vom EVU betriebswirtschaftlichen gerechneten günstigen) Elektrizitätstarifen versorgt, die mit der Bedingung verknüpft sind, dass die Wärmepumpe in Spitzenzeiten für eine gewisse Zeit (bis zu 3x2 Stunden am Tag) von aussen abgeschaltet werden darf. In solchen Fällen muss die Leistung der Wärmepumpe entsprechend höher ausgelegt werden, damit sie im Auslegungsfall in kürzerer Zeit (18 statt 24 Stunden je Tag) die benötigte Arbeit zur Verfügung stellen kann. Entsprechend muss auch ein Pufferspeicher dimensioniert sein.

Kompressions-Wärmepumpen mit elektrischem Antrieb werden aufgrund der technischen und thermodynamischen Systemeigenschaften (Kompressor) getaktet (und nicht kontinuierlich proportional zum Heizleistungsbedarf geregelt). Das heisst, dass in Zeiten geringerer Heizwärmebedarfe die WP in Intervallen läuft und den Pufferspeicher lädt, zum Teil mit besserer Leistungszahl als im Auslegungsfall, je nach Temperatur der Wärmequelle. Während der Laufzeiten beansprucht sie das Netz jedoch immer mit der gleichen Leistung.

Für die Betrachtung der Energieperspektiven bedeutet dies, dass sich entsprechend der jeweiligen benötigten Tages-Laufzeit die Gleichzeitigkeitsfaktoren für die installierten Wärmepumpen verändern und dadurch in Übergangszeiten die durch die Wärmepumpen benötigte mittlere Netzlast reduziert wird. In kalten Perioden – bei idealer Auslegung – erreichen (mit Berücksichtigung üblicher Sperrzeiten) die Gleichzeitigkeitsfaktoren jedoch nahezu 100%. Falls Lastabwurfsverträge unterstellt werden, reduzieren sich die Gleichzeitigkeitsfaktoren auf bis zu 75% (je nach Vertragsannahme) – da die Leistung aufgrund des oben Gesagten jedoch entsprechend erhöht werden muss, ändert sich an der gesamten aus dem Netz bezogenen Leistung nichts.

Anlagen < 20 kW für den Wohnungsbereich und kleine DL-Gebäude sind im Neubaubereich derzeit knapp – unter der Voraussetzung von speziellen (günstigen) Tarifen für den bezogenen Stromkonkurrenzfähig. Bei normalen Haushaltsstromtarifen sind die Wärme-Vollkosten höher als bei Gas- oder Ölheizungen. Grossanlagen sind besonders dann günstig, wenn sie die sommerliche Kühlung mit erledigen können (vergleiche Kapitel 1.3.2).

1.5 Entwicklungsoptionen

Klein-WP erscheinen derzeit bereits ziemlich ausgereift und sind serienmässig verfügbar. Die Leistungs- und Jahresarbeitszahlen können bei entsprechenden Anreizen noch steigen – wir unterstellen bei den JAZ bis zu 4.5 bis 2035 (in der breiten Umsetzung, nicht im Pilot- und Demo-Betrieb!), bei den Leistungsziffern bis zirka 5.5.

Gross-WP entwickeln sich allmählich zur Marktreife, sowohl denkbar für MFH als auch für Nahwärmesysteme, dies insbesondere für Fälle mit günstigen Wärmequellen (Oberflächenwasser, gute Voraussetzungen beim Untergrund). Feldstudien über mittlere Jahresarbeitszahlen bleiben abzuwarten, die Entwicklung der langfristigen Belastung der Quellen ebenfalls. Auch wirtschaftlich interessant sind sie heute schon dort, wo ein (DL-) Gebäude mit hoher Auslastung im Sommer gekühlt werden muss. Die Wärmepumpe kann dies übernehmen und eine separate Klimaanlage („Doppelinvestition“) wird vermeidbar.

Gas-Wärmepumpen für den Bereich von Grossobjekten (zirka 100 kW und darüber) werden für Einzelobjekte sowohl im Bereich des grossen Wohnungsbaus als auch entsprechender Gewerbeobjekte erwartet.

Eine interessante Option bietet WKK in Kopplung mit Absorptions- beziehungsweise Adsorptionswärmepumpen für die sommerliche Kühlung von Gewerbe- und Industrieliegenschaften (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung), da dies eine Möglichkeit zum sommerlichen Absatz der von der WKK-Anlage produzierten Wärme ist. Unter solchen Bedingungen kann die WKK-Anlage gegebenenfalls grösser ausgelegt werden als im vorrangigen Winterbetrieb, da die sommerliche Wärmegrundlast nicht mehr der begrenzende Faktor ist.

Wärmepumpen mit CO₂ als Kältemittel versprechen möglicherweise hohe Vorlauftemperaturen (und damit Einsatzfähigkeiten im Bereich der Brauchwarmwasserbereitung grosser Objekte). Sie befinden sich jedoch derzeit noch in der Pilot- und Testphase (Markteinführung 2007/2008); über Kennziffern oder Performance können noch keine (statistisch) belastbaren Aussagen gemacht werden [11], [12].

1.6 Wärmepumpen und Deckung ihres Strombedarfs (Systemüberlegungen)

Autor H.-U. Schärer, BFE. Die Grundlage dieses Kapitels ist [16].

Die hier angestellten Überlegungen beziehen sich auf die benötigte Arbeit im Jahresintegral, nicht auf die Leistung oder (zeitliche) Verfügbarkeitsfragen. Die in diesem Kapitel in den Grafiken angeführten Zahlenbeispiele sind Ergebnisse von Grundsatzüberlegungen auf der Basis von Wirkungsgraden und Jahresarbeitszahlen, die sich auf ideale Situationen ohne Potenzialeinschränkungen (gemäss Seiten 21 ff.) beziehen. Sie sind nicht Ergebnisse der Modellrechnungen der Perspektiven.

Bei den erwartbaren grossen Wachstumsraten der Wärmepumpen sind die Wärmequellen generell keine begrenzenden Faktoren. Hingegen stellt sich trotz weiterer, markanter technologischer Fortschritte bei der Wärmepumpen-Effizienz zunehmend auch die Frage, wo der für den Betrieb erforderliche Strom herkommen muss und wie die Gesamtbilanzen von Wärmepumpen und Kraftwerk aussehen.

Ein gewisses Potenzial ergibt sich aus dem Ersatz von Elektro-Widerstandsheizungen durch Wärmepumpen. Das wird in Kapitel 3 für die verschiedenen Szenarien abgeschätzt.

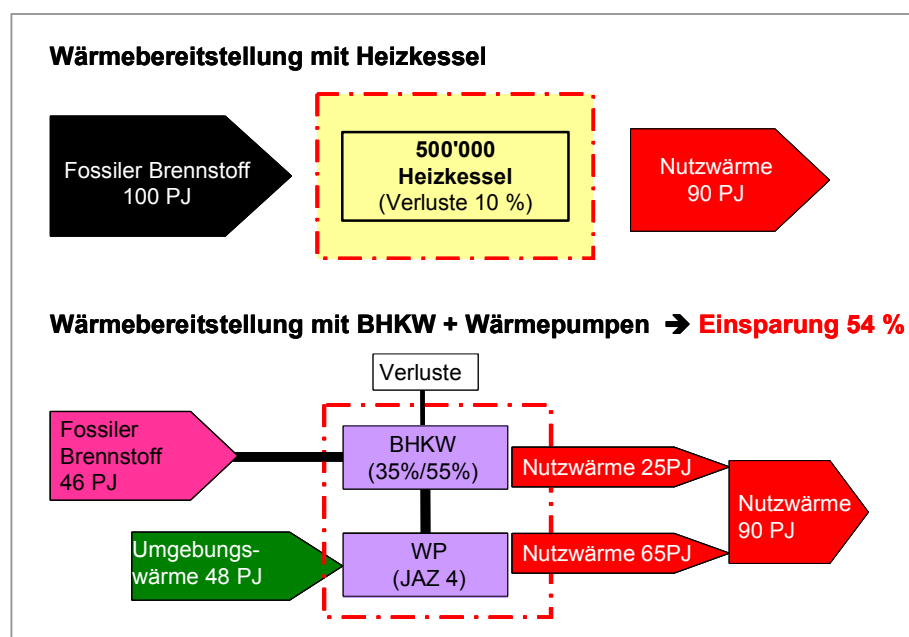
Natürlich wird der zusätzliche Wärmepumpenstrom aus dem bestehenden respektive künftigen Kraftwerkspark stammen. Denkbar ist aber, dass je nach Angebotsvariante, explizit für Wärmepumpen Kraftwerkskapazitäten bereitgestellt werden. Aus heutiger Sicht stehen dafür (fossile) Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen oder reine GuD im Vordergrund.

1.6.1 Ziel maximale Primärenergie-Einsparung

Für diese beiden Kraftwerkstypen ist im Folgenden mit typischen Werten dargestellt, wie sich der Primärenergieverbrauch bei diesen Kombinationen Kraftwerk – Wärmepumpen im Vergleich zur – in den Szenarien dargestellten – getrennten Strom- und Wärmeerzeugung ausnimmt. Dazu die folgenden grafischen Darstellungen für getrennte respektive kombinierte Anlagen.

1.6.1.1 Heizkessel versus dezentrale WKK (BHKW) + Wärmepumpen

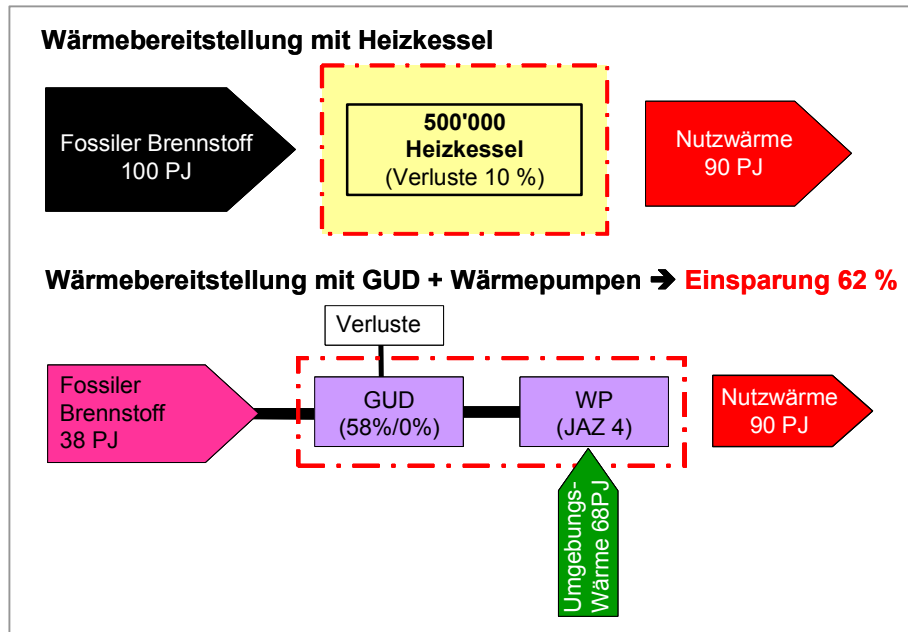
Figur 5: **Prinzipschema Heizkessel, dezentrale WKK und Wärmepumpen**



Grafik und Daten: BFE

1.6.1.2 Heizkessel versus GuD + Wärmepumpen

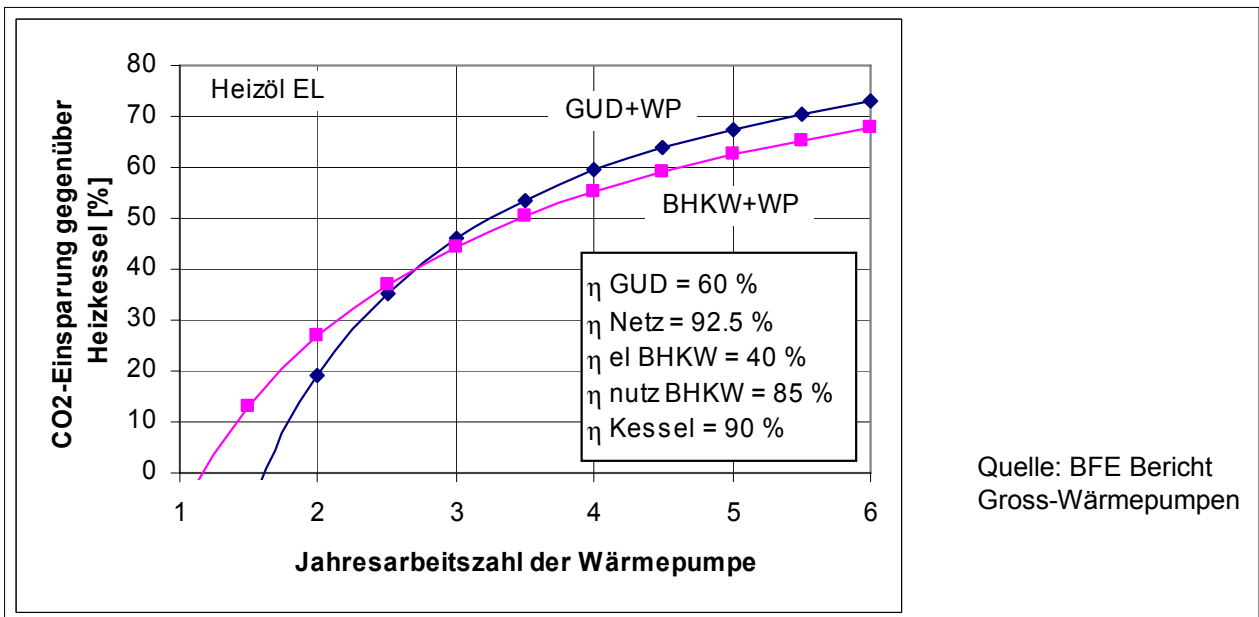
Figur 6: Prinzipschema Heizkessel, GuD und Wärmepumpen



Quelle: BFE

Die folgende Grafik zeigt Einsparpotenziale an CO₂ der beiden Kraftwerkstypen bei voller Nutzung des Stroms durch Wärmepumpen in Abhängigkeit der Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl:

Figur 7: CO₂-Einsparung von Wärmepumpen mit Stromerzeugung in GuD- oder WKK-Anlagen, verglichen mit konventionellen Heizanlagen mit Energieträger Heizöl



Fazit 1: In der Kombination von dezentraler WKK (BHKW) oder GuD mit Wärmepumpen – bei voller Nutzung des in solchen dezentralen oder zentralen Kraftwerkstypen erzeugten Stroms – kann gegenüber reinen Heizkesseln mehr als 50% Primärenergie für das Heizen eingespart werden.

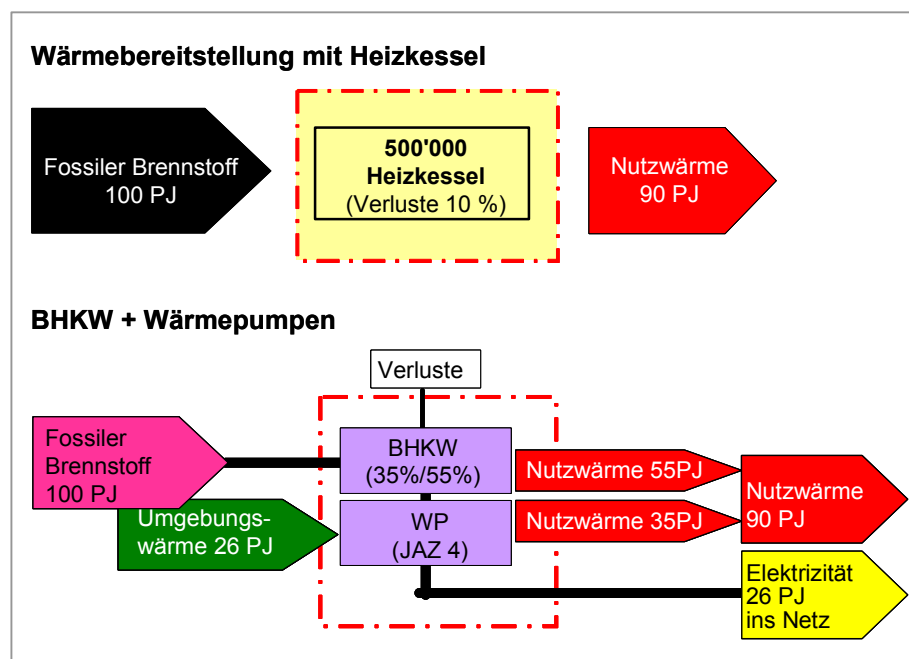
Fazit 2: Bau und Betrieb von dezentralen WKK oder von GuD allein zur Produktion von Strom für den Antrieb von Wärmepumpen ist mit Blick auf die Primärenergie-Einsparung des Systems von über 50% zu befürworten.

1.6.2 Ziel CO₂-neutrale fossile Stromproduktion

Anstatt auf maximale Primärenergie-Einsparung zu zielen kann auch angestrebt werden, künftige fossile Kraftwerke (BHKW oder/und GuD) im Bilanzgebiet Schweiz mindestens CO₂-neutral zu betreiben. Das wäre natürlich mit einer CO₂-Abscheidung möglich – aber auch in Verbindung mit Wärmepumpen, wie die folgenden Grafiken zeigen. Dabei wird die Frage beantwortet, welche Strom-Anteile aus den BHKW respektive GuD für Wärmepumpen als Ersatz von reinen fossilen Heizkesseln abzuzweigen sind, damit der darüber hinaus „freie“ Strom (-> „Netto“-Nutzungsgrad) gerade noch ohne zusätzliche CO₂ Belastung zu erhalten ist.

1.6.2.1 Heizkessel versus dezentrale WKK (BHKW) + Wärmepumpen

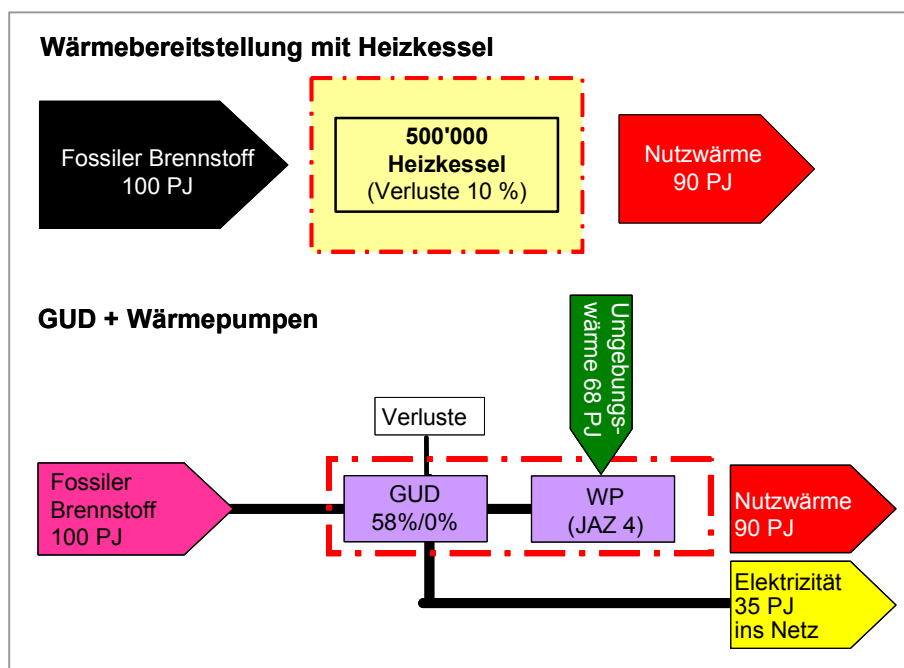
Figur 8: **Prinzipschema Heizkessel, dezentrale WKK und Wärmepumpen**



Quelle: BFE

1.6.2.2 Heizkessel versus GuD + Wärmepumpen

Figur 9: **Prinzipschema Heizkessel, GuD-Anlagen und Wärmepumpen**



Quelle: BFE

Fazit 3: Um fossile BHKW in der Schweiz CO₂-neutral betreiben zu können, muss typischerweise 30% des in diesen BHKW produzierten Stroms für Wärmepumpen eingesetzt werden; frei verfügbar bleiben noch rund 70% – der elektrische „Netto“-Nutzungsgrad der BHKW beträgt dann noch rund 25%

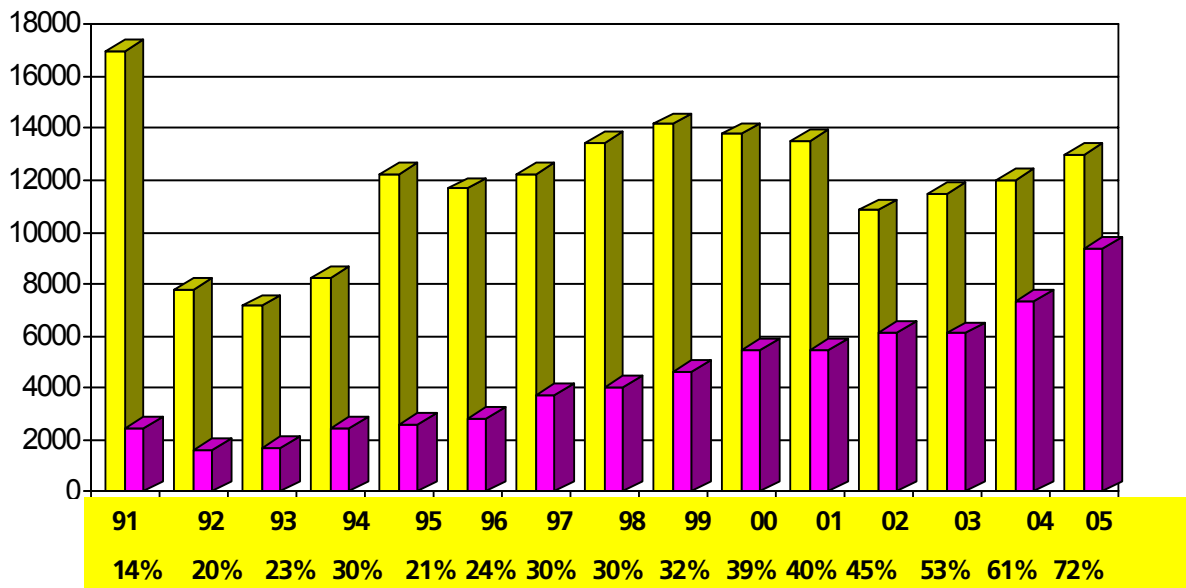
Fazit 4: Um gasbetriebene GuD in der Schweiz CO₂-neutral betreiben zu können, müssen zirka 39% des produzierten Stroms für Wärmepumpen abgezweigt werden; frei verfügbar sind noch etwa 61% – der „Netto“-Nutzungsgrad des GuD beträgt noch gut 35%.

2 Wärmepumpen in den Energieperspektiven

2.1 Bisherige Entwicklung in der Schweiz

Die Wärmepumpenstatistik verzeichnet vor allem einen seit 1995 kontinuierlich steigenden Absatz von Kleinanlagen.

Figur 10: **Wärmepumpenabsatz Anlagen < 20 kW und Anteil an neugebauten Einfamilienhäusern**



Quelle: Fördergemeinschaft Wärmepumpe Schweiz

In Figur 10 bezeichnen die gelben Säulen die im jeweiligen Bezugsjahr gebauten Einfamilienhäuser, die violetten Säulen den Absatz von Wärmepumpen < 20 kW. Die Prozentangaben sind der von der FGW berechnete Quotient aus beiden Angaben.

Die ausgewiesene beziehungsweise oft genannte Neubauquote von rund 70% in EFH in 2005 (WP < 20 kW) unterstellt, dass alle abgesetzten Wärmepumpen in den Wohnungssektor gehen. Nach CEPE (B. Aebischer) gibt es auch im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen eine Menge kleiner Gebäude, die ebenso wie im Einfamilienhaus-Bereich mit Wärmepumpen beheizt werden. Allerdings liegen hier keine quantitativen Angaben vor.

In der Wärmepumpenstatistik des BFE erscheinen 2005 alle für den Neubau abgesetzten Wärmepumpen (9'399) auch unter der Grössenklasse < 20kW. Der tatsächliche Absatz in dieser Grössenklasse dürfte niedriger sein (um 600-650). Dies reduziert den „Neubauanteil“ in Einfamilienhäusern.

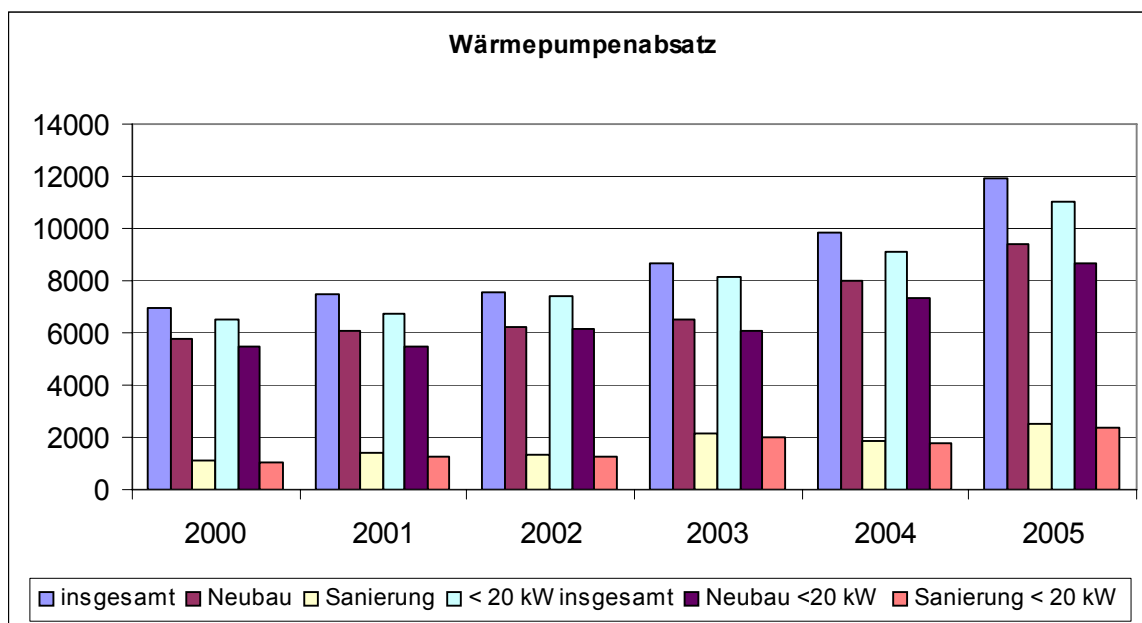
Bei der Berechnung des Neubauanteils (Wärmepumpen < 20kW, bezogen auf die neu erstellten Einfamilienhäuser) liegt der 2005er Wert deshalb zu hoch.

Prognos modelliert Ein- und Zweifamilienhäuser in einer Kategorie. Enthalten sind in den Zugangszahlen die neu erstellten Ein- und Zweifamilienhäuser wie auch die Bruttoumbaugewinne, da diese in energetischer Hinsicht den neu erstellten Gebäuden entsprechen. Ausserdem werden die Substitutionsgewinne (bei der Umstellung der Heizanlage auf andere Heizsysteme und/oder Energieträger) separat betrachtet und nicht dem Neubau (und auch nicht der Sanierung) zugerechnet. Daneben wird der notwendige Ersatzbedarf abgezogen.

Bezüglich des Ersatzbedarfes (WP < 20 kW) liegt das BFE-Niveau auf weniger als einem Drittel des Ersatzbedarfsniveaus der alten Wärmepumpenstatistik (nach basics). Wir rechnen hier mit dem niedrigeren BFE-Niveau.

Die somit neu zugeordnete Absatzstatistik ergibt folgendes Bild:

Figur 11: **Wärmepumpenabsatz Anlagen < 20 kW, bereinigte Zuordnung**



Quelle: Prognos AG

Gemäss der Felddauswertung liegen die Jahresarbeitszahlen der Anlagen im Bestand zwischen 2.5 und 3.5, die Leistungsziffern zwischen etwa 3 und 5.5.

2.2 Grundsätzliche Überlegungen zu den Szenarien

Im Bereich Neubau Ein- und Zweifamilienhäuser ist der Marktanteil in den vergangenen Jahren nahezu auf das erwartbare Maximum gestiegen. Die restlichen Neubauten in diesem Bereich werden vor allem mit Holz und Fernwärme beheizt. Das Szenario I setzt diesen Trend mit einer Sättigung in diesem Bereich fort, obgleich die Preisszenarien dies nicht zwingend notwendig erscheinen lassen.

In Szenario IV werden Neubauten im Einfamilienhaus-Segment nur noch mit nichtfossilen Heizsystemen ausgestattet: zirka 65% Wärmepumpen, der Rest teilt sich auf Fernwärme, Holz, und Solarthermie (zum Teil auch in Kombinationen) auf.

Die energetischen Standards der Gebäude verbessern sich durchwegs im Zeitablauf, wobei die Verbesserung in Szenario I am geringsten und in Szenario IV am höchsten ist.

Grundsätzlich gehen wir von Verbesserungen der JAZ und des COP der Wärmepumpen aus; darüber hinaus unterstellen wir ein moderates Wachstum von Gross-Wärmepumpen, eine allmähliche Marktdurchdringung von Gas-Wärmepumpen sowie eine Entwicklung zur Marktreife von Absorptions-/Adsorptionswärmepumpen, die insbesondere auch zu sommerlichen Kühlzwecken dienen können.

Ausserdem wird von einer breiteren Umsetzung auch in den Sektoren Industrie (hier vor allem Abwärmernutzung) und Dienstleistungen ausgegangen.

Die Jahresarbeitszahlen von Neuzugängen bei Wärmepumpen steigen bis auf zirka 4.0 in Szenario I und 4.7 in Szenario IV in 2035.

Da die den Szenarien zugrunde liegenden Preisszenarien unter dem derzeit aktuellen Ölpreispeak liegen, wird angenommen, dass sich die Neuabsatzzahlen von Wärmepumpen von 2004/2005 zunächst (insbesondere in Szenario I) nicht aufrechterhalten lassen, danach aber wieder anziehen.

Für den Bereich der Gebäudeheizungen sind Wärmepumpen vor allem ein System für den energieeffizienten Neubau. Im Bereich des Gebäudebestands sind sie eines von mehreren Zielen für die Substitution von Heizungssystemen und kommen vor allem dann zum Zuge, wenn Gebäude umfassend wärmetechnisch saniert werden, Niedertemperatur-Flächenheizsysteme eingebaut werden und genügend Quellen zur Verfügung stehen. Die Wärmedichte der Quellen ist insbesondere in Gebieten hoher Baudichte ein begrenzender Faktor, da das Erschliessen von Erdquellen mittels Bohrungen und Sonden durch die vorhandene Infrastruktur (Strassen, Leitungskanäle etc.) aufwendig und teuer macht. Die Durchdringung von Wärmepumpen im Bestand nimmt in den Szenarien III und IV zu, bleibt aufgrund der technischen Schwierigkeiten aber voraussichtlich begrenzt.

Bei der Ermittlung des ausschöpfbaren Potenzials für Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien sind jeweils Anteile der Potenziale der Wärmequellen und der Wärmenachfrage zur Deckung zu bringen. Diese unterliegen jeweils unterschiedlichen Restriktionen und „Gesetzen“:

Quellen:

- Das theoretische Potenzial der Quellen (Luft, Erdreich, Abwasser, Oberflächen- und Fließgewässer) ist unbekannt, aber vermutlich hoch genug, um keine grundsätzliche Restriktion darzustellen.
- Die ökologische Anforderung der Aufrechterhaltung der Regenerationsfähigkeit begrenzt die dauerhaft zu entnehmende Leistungsdichte. Anforderungen an die Grundwasserqualitäten schliessen bestimmte Bereiche und theoretische Quellen ganz aus.
- Die Leistungsdichten der Quellen müssen (technisch und räumlich/regional) mit den Leistungsdichten der Wärmeabnehmer korrespondieren. Diese Restriktion ist teils technisch, teils wirtschaftlich.

Wärmenachfrage:

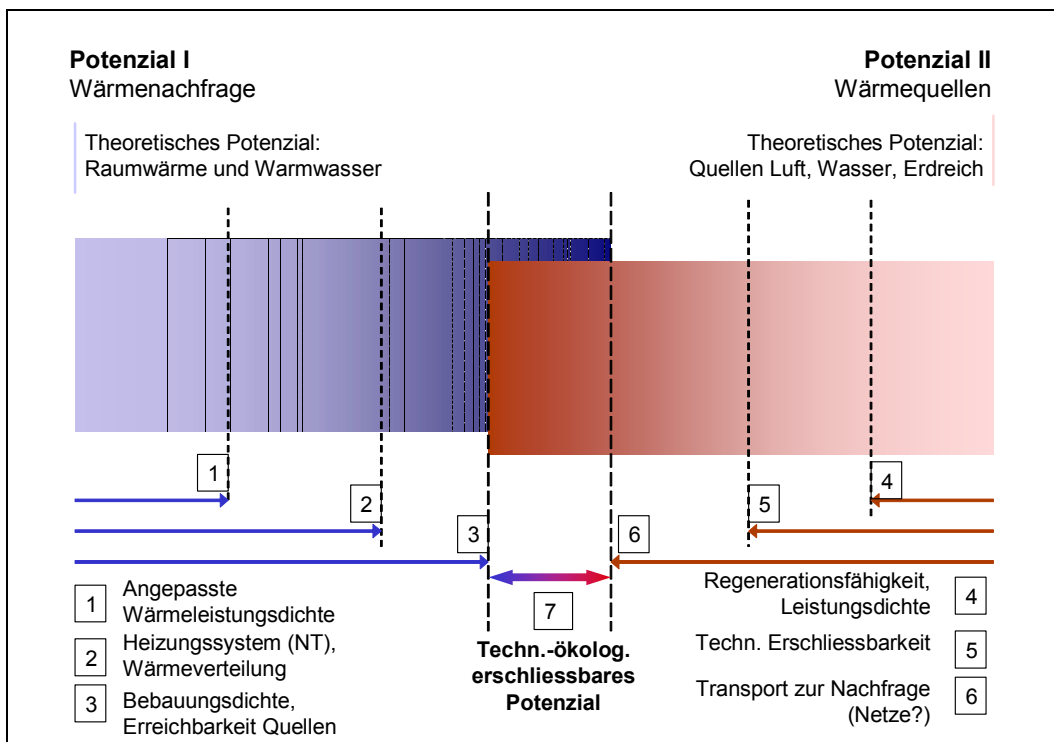
- Das theoretische Potenzial auf der Nachfrageseite ist der Raumwärme- und Warmwasserbedarf in den jeweiligen Szenarien.
- Damit Wärmepumpen sinnvoll eingesetzt werden können und die Erschliessung der Quellen mit vernünftigen Aufwand erreicht werden kann (Durchströmungsraten bei Luft, Dichte und Tiefe bei Erdsonden etc.), sind energetisch hochwertige Gebäude mit geringen Leistungsdichten, sowohl bei einzelnen Objekten als auch bei WP-beheizten Gebieten, erforderlich. Hier kommen hauptsächlich Neubauten auf guten Wärmeschutzstandards sowie grundsanierte Bestandsgebäude in Betracht.
- Die Wärmeverteilung im Gebäude sollte zur Erzielung grosser Leistungsziffern nach Möglichkeit mit Niedertemperatur-Flächenheizsystemen erfolgen. Im Gebäudebestand bedeutet dies oftmals, dass neben einer wärmetechnischen Grundsanierung an der Gebäudehülle auch ein Umbau des Wärmeverteilungssystems erfolgen muss.
- Erreichbarkeit und Erschliessbarkeit der Quellen: Der technische Aufwand, die Quellen mit hinreichender Leistungsdichte zu erschliessen, muss geleistet werden können: Luftdurchsätze, Erdsonden (Anzahl, Dichte, vorhandene Infrastruktur im Boden), Wärme- oder Wassertransport bei Oberflächengewässern etc. Auch diese Fragestellung ist eine technisch-ökonomische.

Die Grundsätze dieser Potenzialermittlung sind in Figur 12 schematisch dargestellt.

Die Erschliessung der Quellen ist im Grundsatz keiner zeitlichen Restriktion unterworfen. Die Umsetzung von Wärmepumpenanlagen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser ist in der Ausschöpfung zeitlich an die jeweiligen Arbeiten in den Gebäuden gebunden. Im Neubausektor folgt die Ausschöpfung dem nahezu linearen Wachstum der Neubauf Flächen (mit hohem Prozentsatz bei den Ein- und Zweifamilienhäusern sowie den vergleichbaren kleinen Dienstleistungsobjekten, mit einem geringeren, aber steigenden Prozentsatz bei den Mehrfamilienhäusern und den grossen Industrie- und Dienstleistungsobjekten). Im Gebäudebestand hängt die Umsetzung von den Sanierungsraten der wärmetechnischen Standards sowie den Erneuerungszyklen der Heizungsanlagen samt Wärmeverteilung ab. Die Anteile der Wärmepumpen hieran werden in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich (steigend) angenommen. Es muss davon ausgegangen werden, dass ein „verpasster Zeitpunkt“ der Investition das entsprechende Objekt für zirka 20 Jahre dem Potenzial entzieht.

Die schematische Dynamik der zeitlichen Ausschöpfung der erschliessbaren Potenziale (die in den einzelnen Szenarien je nach unterstellter Politikstrategie unterschiedlich hoch sind) ist in Figur 13 in normierten Einheiten dargestellt.

Figur 12: **Grundsätze der Potenzialermittlung für den Wärmepumpeneinsatz in den Szenarien, schematische Darstellung**

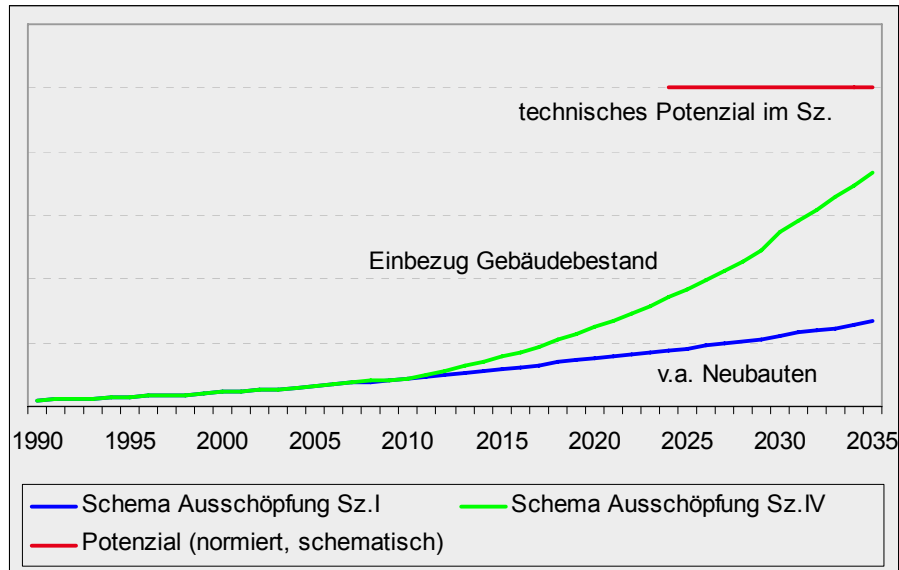


Quelle: Prognos AG

2.3 Szenarienergebnisse im Bereich Wohnungen

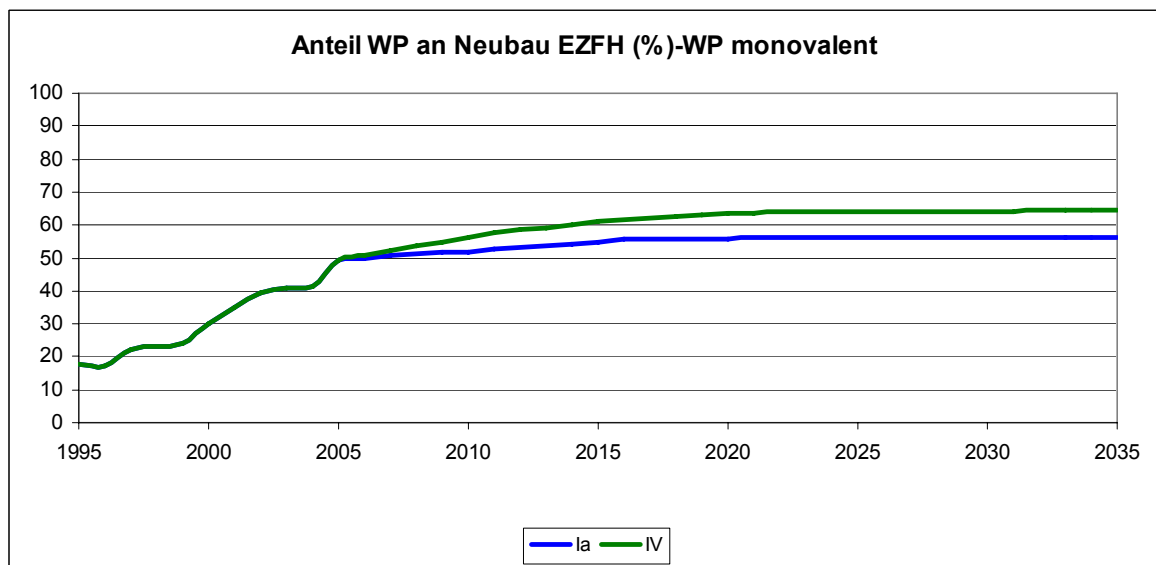
Szenario I schreibt im Wesentlichen die Absatzstatistik mit den Neuzugängen fort; im Bereich der neu gebauten Ein- und Zweifamilienhäuser wird sich nahezu eine Sättigung ergeben. In den anderen Bereichen, insbesondere bei der Substitution anderer Heizungsanlagen bei sanierten Gebäuden, ist ein deutliches Wachstum der Anteile zu verzeichnen.

Figur 13: **Zeitliche Entwicklung der Ausschöpfung der szenarienabhängigen erschließbaren Potenziale, in normierten Einheiten**



Quelle: Prognos AG

Figur 14: **Anteil von Wärmepumpen an der Beheizung von EZFH-Neubauten**

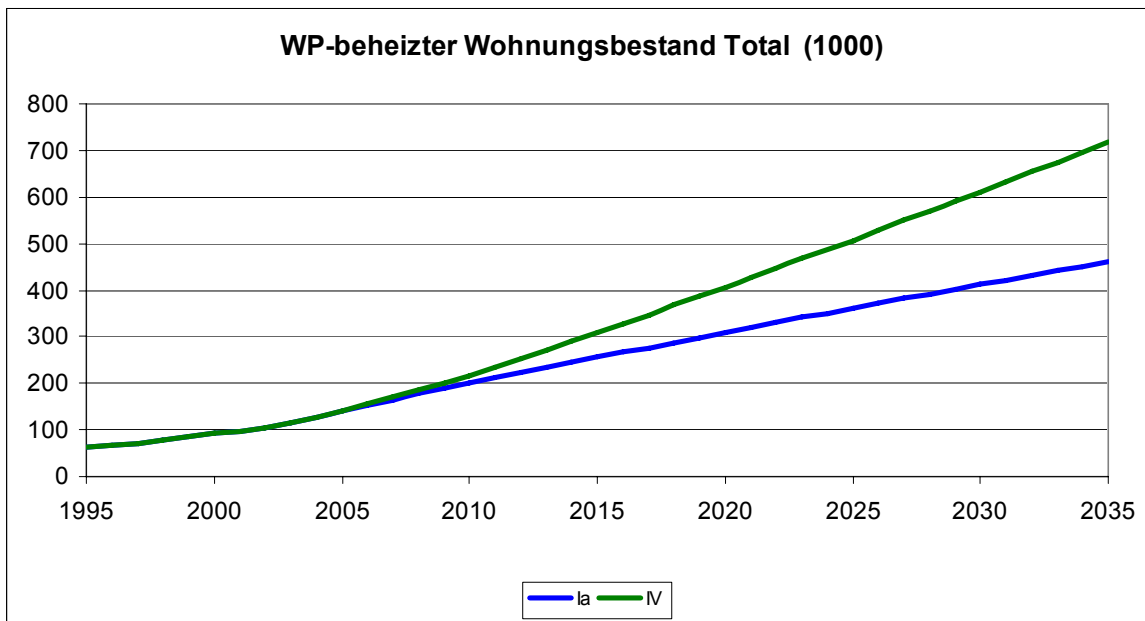


Quelle: Prognos AG

In Szenario IV werden die infrastrukturellen Möglichkeiten (auch unkonventionelle Quellen werden genutzt, auch unwirtschaftliche Lösungen in MFH kommen vor) sehr weit ausgeschöpft. Allerdings wird davon ausgegangen, dass keine neuen grossen Wärmenetze in bereits bestehenden Gebieten gebaut werden. Dies begrenzt die Erschliessung potenziell attraktiver grösserer, aber entfernter Quellen, wie zum Beispiel Seen.

In der folgenden Figur werden die integrierten WP-beheizten Wohnungsbestände (über alle Gebäudegrössen und Altersklassen summiert) für Szenario I und IV verdeutlicht.

Figur 15: **WP-beheizter Wohnungsbestand in den Szenarien I und IV**



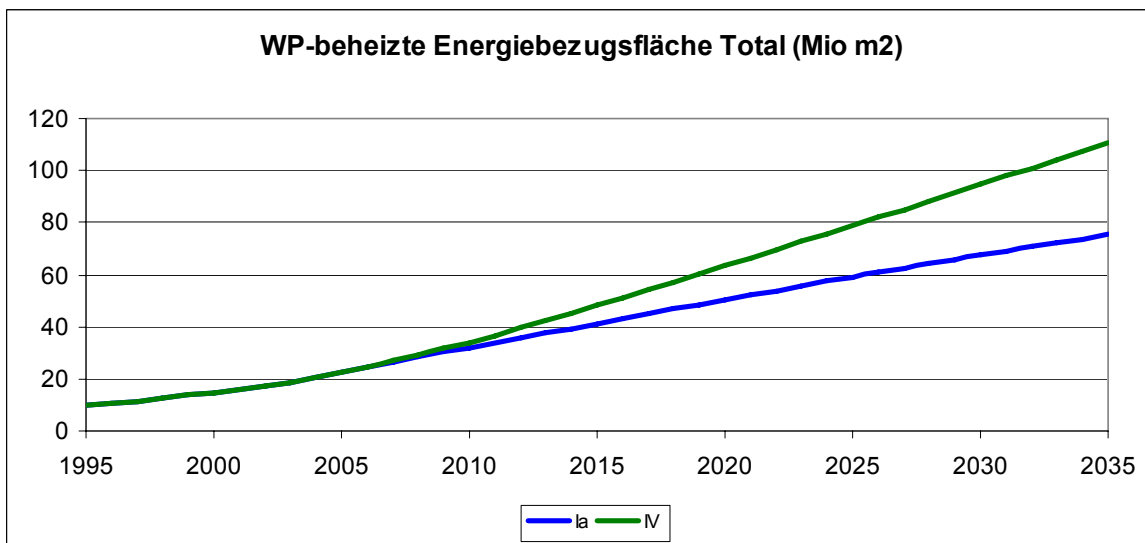
Quelle: Prognos AG

In Szenario I steigt die Zahl der WP-beheizten Wohnungen zwischen 2000 und 2035 um 460%, in Szenario IV um 750%.

Bezogen auf die Energiebezugsflächen ergibt sich ein ähnliches Bild (Figur 16):

- Steigerung Sz I 2035/2000: +433%
- Steigerung Sz IV 2035/2000: +610%

Figur 16: **WP-beheizte Energiebezugsflächen im Sektor Private Haushalte in den Szenarien I und IV**

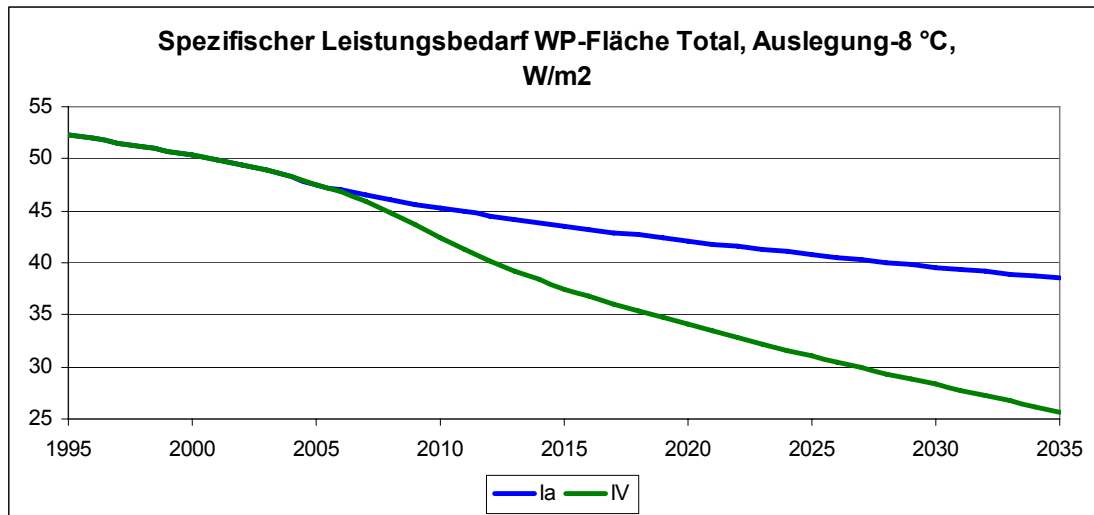


Quelle: Prognos AG

Wie bereits mehrfach angesprochen, sind Wärmepumpen besonders günstige Heizsysteme für Gebäude mit geringem spezifischem Energie- und Heizleistungsbedarf. In diesen werden die WP auch in

den Szenarien bevorzugt eingesetzt. Da Szenario IV einen starken Effizienzfokus hat, verringern sich die spezifischen Heizwärmeleistungsbedarfe gegenüber Szenario I deutlich.

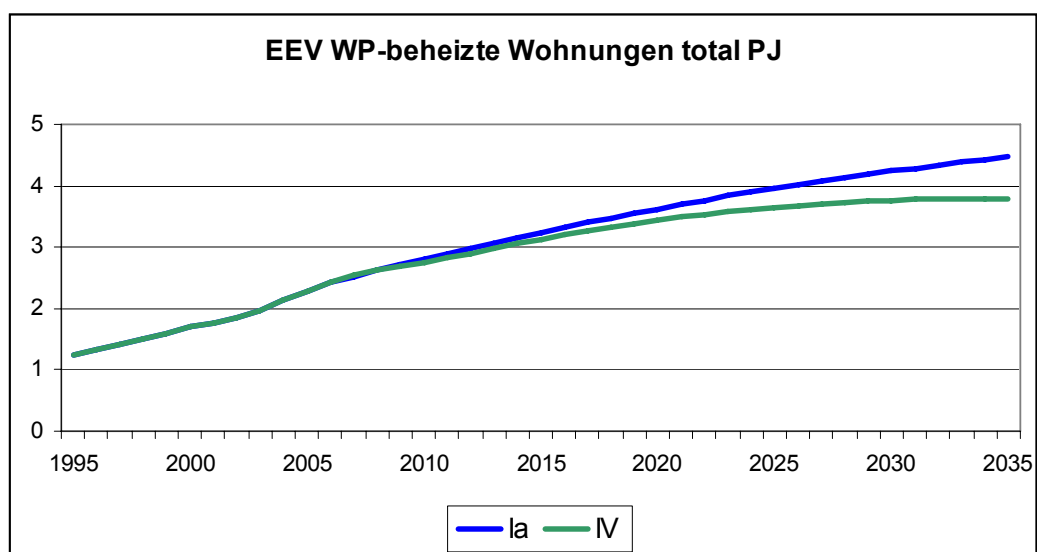
Figur 17: **Spezifischer Heizwärmeleistungsbedarf der von Wärmepumpen beheizten Wohnflächen (Durchschnitt) im Auslegungsfall in den Szenarien I und IV**



Quelle: Prognos AG

In Figur 17 ist die Szenarienvoraussetzung illustriert, dass in Szenario IV alle Effizienzpotenziale auf der Nachfrageseite massiv erhöht und ausgeschöpft werden. Durch diese Entwicklung verringert sich insbesondere der für den WP-Einsatz notwendige Bedarf an Quellen-Flächen (Erdkollektoren) und -Volumina oder Volumenströmen und Sondenlängen. Dies wiederum ist eine wichtige infrastrukturelle Voraussetzung für den breiten Einsatz von Wärmepumpen in grösseren und verdichteten Objekten.

Figur 18: **Endenergieverbrauch (EEV) aller WP-beheizten Wohnungen in PJ in den Szenarien I und IV**

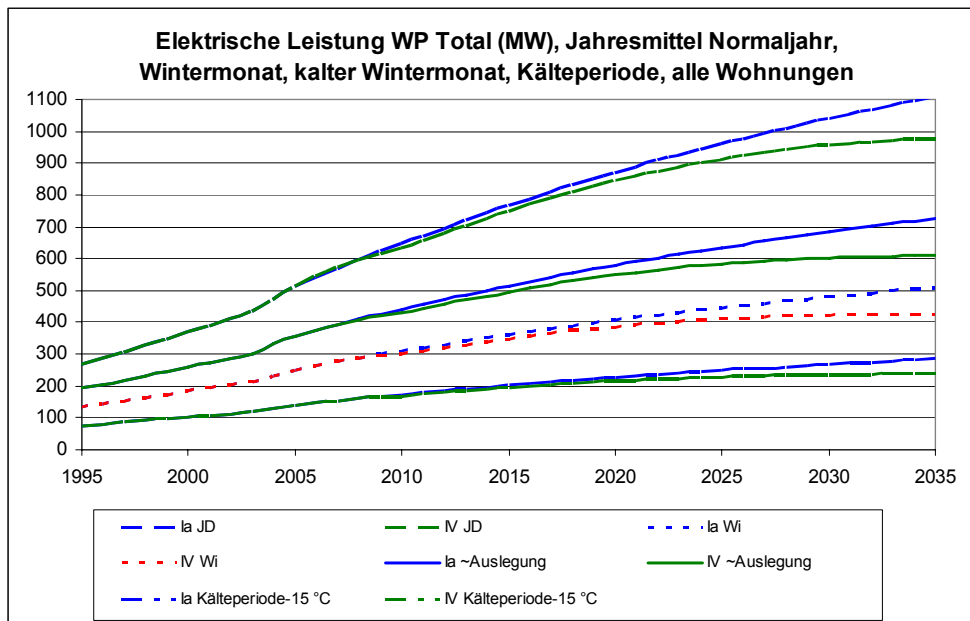


Quelle: Prognos AG

Aufgrund der konsequenten Reduktion des Heizleistungsbedarfs auf der Nachfrageseite nimmt trotz der erheblichen Erhöhung des Anteils der Wärmepumpen gegenüber Szenario I die durch Wärmepumpen gedeckte Endenergienachfrage ab (Figur 18).

2.4 Auswirkungen auf den Leistungsbedarf bei den WP-beheizten Wohnungen

Figur 19: **Elektrische Leistung aller im Wohnungsbereich eingesetzten Wärmepumpen im Jahresmittel im Normjahr, in einem normalen Wintermonat, in einem kalten Wintermonat (Auslegungsfall) sowie in einer Kälteperiode in den Szenarien I und IV**



Quelle: Prognos AG

Bei der Darstellung in dieser Figur zeigt sich deutlich, dass bei der Betrachtung und Beurteilung von Wärmepumpen insbesondere die Leistungsseite in der Extremsituation zu berücksichtigen ist. Die allein im Wohnungsbereich benötigte Spitzenleistung von knapp 1'000 MW in Szenario IV (knapp 2 moderne GuD-Blöcke) darf bei der Frage des Strombedarfs für die Wärmepumpen nicht ausser Acht gelassen werden. Interessant ist auch hier wieder, dass in Szenario I aufgrund der weniger hohen Gebäudestandards, trotz eines deutlich geringeren Anteils an WP, der Leistungsbedarf sowohl im Normal- als auch im Spitzenlastfall um mehr als 10% über dem von Szenario IV liegt. Eine elektrische WP-Strategie empfiehlt sich also nur in Kombination mit einer verstärkten Wärmeschutz-Strategie.

2.5 Entwicklung der Wärmepumpe in allen Sektoren

In allen Sektoren sowie in der Fernwärmeerzeugung werden in den Szenarien Wärmepumpen eingesetzt. Hierbei wird von den folgenden Prämissen ausgegangen:

Im Bereich kleiner Neubauten im **Industrie- und Dienstleistungssektor** greifen die gleichen Mechanismen wie im Wohnungssektor – die WP hat einen hohen Anteil an der Beheizungsstruktur. Im Bereich des Gebäudebestands ist die Durchdringung aufgrund technischer Restriktionen (Verfügbarkeit von Quellen hinreichender Leistungsdichte und Leistung, angepasstes Heizungssystem) geringer, wird aber in den Zielszenarien (Szenarien III und IV) deutlich stärker ausgeschöpft. Im Dienstleistungssektor können in grossen Gebäuden, die sowohl über Heizungs- als auch Kühlungsbedarf verfügen, verstärkt Absorptionswärmepumpen eingesetzt werden.

Im **Industriesektor** werden die Möglichkeiten der Abwärmenutzung – direkt und mit Hilfe von Wärmepumpen – stark ausgeschöpft. Die dabei als Quelle verwendete Prozess-Abwärme wird hier zu Demonstrationszwecken ausgewiesen. In der Energiebilanz taucht sie nicht auf, da es sich bei diesen Prozessen streng genommen um eine Effizienz- und nicht um eine Regenerativmassnahme handelt: Die Abwärme wurde als Prozessenergie bereits durch eine andere Quelle, die in der Bilanz verbucht ist, erzeugt.

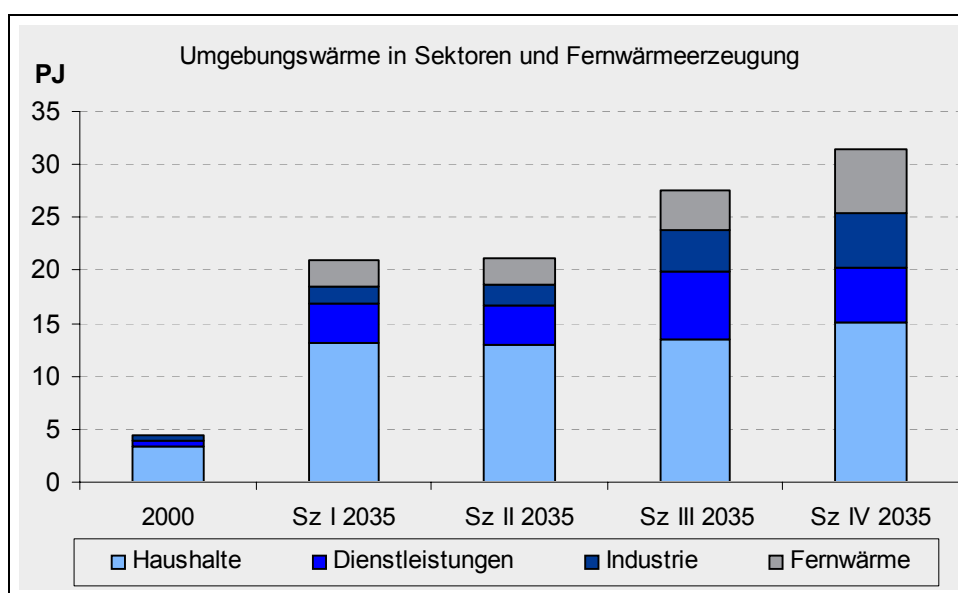
In den Szenarien steigt die Fernwärmenachfrage moderat an. Hinter diesem Anstieg steht die Überlegung, dass auch künftig, insbesondere in verdichteten oder leicht durchmischten Neubaugebieten, auch Nahwärmesysteme gebaut werden. Grosse neue Fernwärmesysteme werden aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht unterstellt, ebenso wenig Fernwärmeverdichtung in bereits dicht bebauten urbanen Gebieten. Die bestehenden urbanen Fernwärmenetze werden weiter betrieben.

In der **Fernwärme** sind in den einzelnen Szenarien unterschiedliche Anteile von Wärmepumpen-Wärme enthalten. In der Fernwärmeerzeugung gibt es als „Konstanten“ die Fernwärmeerzeugung aus den KVA sowie die Auskopplung aus einem KKW, die über die Laufzeit der Perspektiven als unverändert unterstellt wird (Leibstadt bleibt über 2035 hinaus am Netz). Die KVA-Fernwärme nimmt im Lauf der Zeit ab (zirka 20%), wenn die Anlagen in Richtung höherer Stromwirkungsgrade optimiert werden, was im Kraftwerkspark vorgesehen ist. Darüber hinaus, gehen wir davon aus, dass auch ein gewisser Anteil an Holz(pellets-)feuerungsanlagen für die Erzeugung von Fern- und Nahwärme eingesetzt wird; dies gilt insbesondere für neue Nahwärmenetze. Wärmepumpen für die Fernwärme sind vor allem im grösseren Leistungsbereich anzusiedeln und gegebenenfalls an den grösseren Wärmequellen (wie zum Beispiel Seen) mit Netzzugang zu denken. Die Kapazitäten der Netze (abgebildet im moderaten Nachfragewachstum) bilden hier gegebenenfalls einen begrenzenden Faktor.

In Szenario IV werden die derzeit noch in der Fernwärmeerzeugung eingesetzten Mengen an Erdgas nahezu vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt. Einzige Ausnahme bleibt Gas als Brennstoff für gasbetriebene Gross-Wärmepumpen. Insgesamt wird ein moderates Wachstum der durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen unterstellt; dieses ist jedoch aus den in Kapitel 2 bereits genannten Gründen (mehr standardisierte Serienfertigung, weniger Optimierung auf energetische Qualität) moderat (Verteilung der JAZ zwischen 3.5 und 4.5)

Die folgenden Figuren zeigen die Ergebnisse (Umgebungswärme) nach Sektoren und Szenarien in 2035 im Vergleich zu 1990 und 2000.

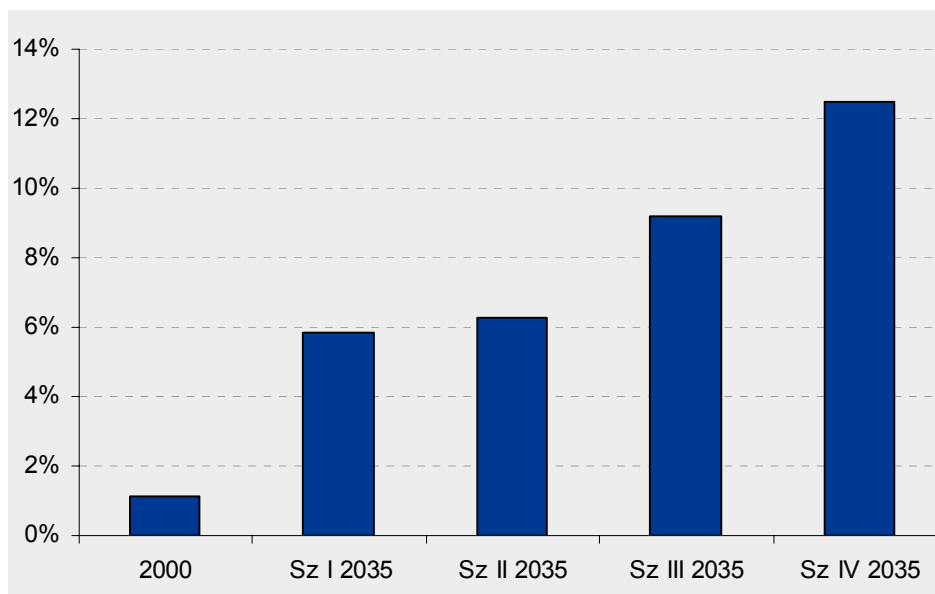
Figur 20: **Umgebungswärme nach Sektoren und Szenarien in 2035 im Vergleich zu 2000, in PJ**



Quelle: Prognos AG

Figur 21 illustriert die gegenläufigen Effekte der Effizienzsteigerung und der Anteilssteigerung am Wärmebedarf: Verglichen mit dem Jahr 2000 verzehnfacht sich der Anteil Umgebungswärme am Wärmebedarf (und damit auch ungefähr die Zahl der Anlagen) in Szenario IV; gegenüber Szenario I lässt sich mehr als eine Verdoppelung des Anteils verzeichnen.

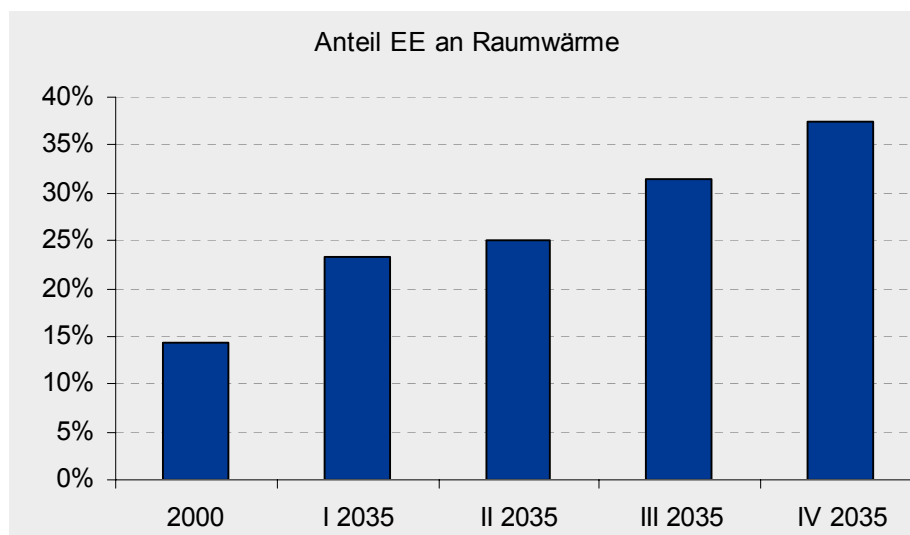
Figur 21: **Anteil der Umgebungswärme an der Wärmenachfrage in den Szenarien I-IV in 2035, Vergleich mit 1990 und 2000**



Quelle: Prognos AG

Zur Einordnung der Ergebnisse wird in Figur 21a der Anteil der erneuerbaren Energien (inklusive der erneuerbaren Energien in der Fernwärme) an der Raumwärme (ohne industrielle Prozesswärme) dargestellt.

Figur 21a: **Anteil der erneuerbaren Energien an der Raumwärme in 2000 sowie in den Szenarien I bis IV in 2035**



Quelle: Prognos AG

Die für den Betrieb der Wärmepumpen einzusetzende elektrische Arbeit ergibt sich in Szenario I in 2035 zu etwa 5.2 PJ, in Szenario IV zu etwa 7.8 PJ. Die elektrische Leistung im Auslegungsfall (-8 °C) beträgt in Szenario I insgesamt zirka 1.1 GW, in Szenario IV zirka 1.6 GW; die in der Winterspitze (-10 bis -15 °C) benötigte Leistung beträgt in Szenario I zirka 1.3 GW, in Szenario VI zirka 2.0 GW.

Tabelle 2: **Bedarf an elektrischer Arbeit, Auslegungsleistung und Winterspitzenleistung**

	2000	Sz I 2035	Sz II 2035	Sz III 2035	Sz IV 2035
el. Strom PJ	1.5	5.2	5.2	6.8	7.8
Auslegungsleistung GW	0.3	1.0	1.0	1.3	1.5
Winterspitze GW	0.4	1.3	1.4	1.8	2.0

Quelle: Prognos AG 2006

Grundsätzlich erscheint es unwahrscheinlich, dass bei solch kumulierten hohen Leistungsnachfragen, die hauptsächlich in der Winter-Grundlast auftreten, dauerhaft mit günstigen Wärmepumpen-Tarifen gerechnet werden kann.

Zur Unterstützung der Konkurrenzfähigkeit der elektrischen Wärmepumpen insbesondere beim Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen oder von Ölheizungen in bestehenden Gebäuden, sind Investitionsbeiträge (insbesondere im Zusammenhang mit Gesamt-sanierungen), eine differenzierte Ausgestaltung der Elektrizitätstarife oder der Szenarien III und IV auf Elektrizität erhobenen Lenkungsabgabe denkbar. Ferner ist bei grossen Anlagen, zum Beispiel bei Wärmepumpen, die Abwärme aus ARA nutzen, allenfalls ein Anschlusszwang an das Wärmeverteilnetz notwendig.

3 Elektrische Widerstandsheizungen

Im Zusammenhang mit dem Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen wird häufig vorgebracht, dieser Elektrizitätsbedarf könne durch den Austausch von Elektrodirektheizungen durch andere Systeme kompensiert werden. Es lohnt sich, hier die Grundlagen genauer zu betrachten.

Elektrische Widerstandsheizungen werden häufig in Zweit- und Ferienwohnungen sowie in Einfamilienhäusern eingesetzt, in denen sie insbesondere aufgrund der geringen Nutzungsintensität den Vorteil haben, keine Infrastruktur für die Wärmeverteilung zu benötigen. In diesen Fällen erscheint eine Substitution zu einem (zentralen oder dezentralen) Heizsystem mit Verteilinfrastruktur (Warmwasser, Verrohrung) technisch und ökonomisch sehr aufwendig.

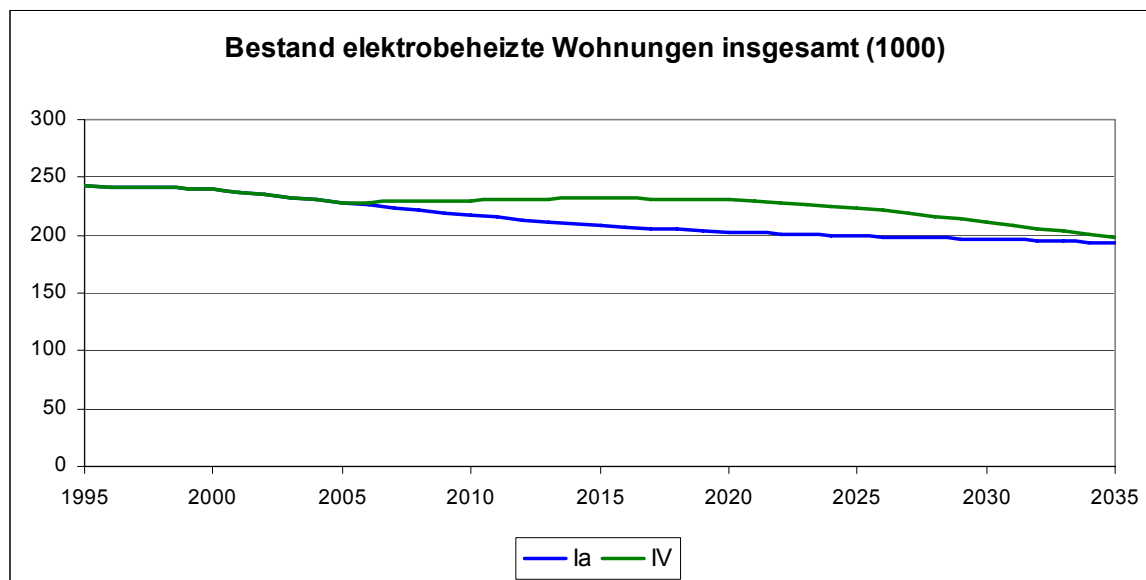
Im Falle von Mehrfamilienhäusern, in denen elektrisch beheizte zentrale (Warmwasser-) Systeme installiert sind, bestehen realistischere Substitutionsmöglichkeiten, da hier „nur“ der Wärmeerzeuger ausgetauscht werden muss.

Dennoch sind diese Anlagen oft wirtschaftlich günstig und insoweit substitutionsresistent.

Elektrische Widerstandsheizungen sind bei sporadischem und sehr tiefem spezifischem Wärmebedarf allenfalls energiewirtschaftlich gerechtfertigt. Speicherheizungen bieten den Elektrizitätslieferanten ferner die Möglichkeit der Lastverschiebung, insbesondere mit der Füllung von „Nachtälern“, soweit diese noch vorhanden sind und die entsprechende Elektrizitätsbeschaffung wettbewerbsfähig ist.

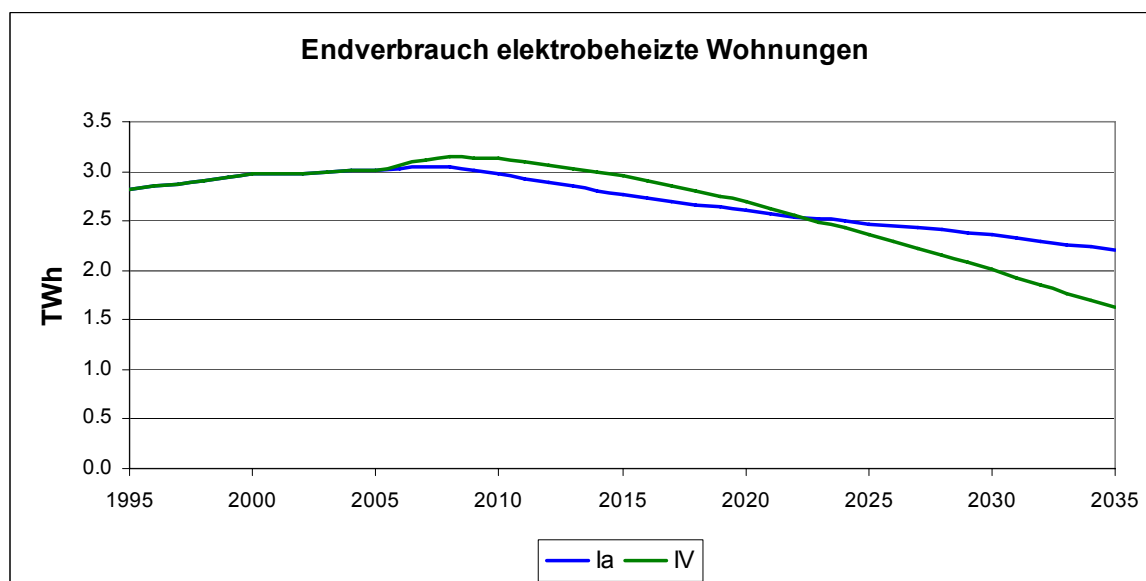
In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass aus wirtschaftlichen Gründen, oder auf Grund einer Bewilligungspflicht für Neuanschlüsse, vor allem in grösseren Wohngebäuden der Bestand an elektrischen Widerstandsheizungen zurückgeht. Im Bereich der Zweit- und Ferienwohnungen wird dagegen eine grössere Trägheit der Systeme unterstellt. Zu erwähnen ist, dass während der 90er Jahre bundesrechtlich festgelegt war, unter welchen Bedingungen die Installation neuer, ortsfester elektrischer Widerstandsheizungen zulässig ist (unter anderem keine Erdgas- oder Fernwärmeanschlüsse, Wärmepumpen unverhältnismässig, Gründe der Denkmalpflege). Der Antrag eine Bewilligungspflicht im zu revidierenden Energiegesetz wieder einzuführen, ist am 5. Oktober 2006 im Ständerat abgelehnt worden.

Figur 22: Bestand elektrodirektbeheizter Wohnungen in den Szenarien I und IV, in 1000



Quelle: Prognos AG

Figur 23: Entwicklung des Jahresverbrauchs der elektrischen Widerstandsheizungen in Wohnungen in den Szenarien I und IV, in TWh

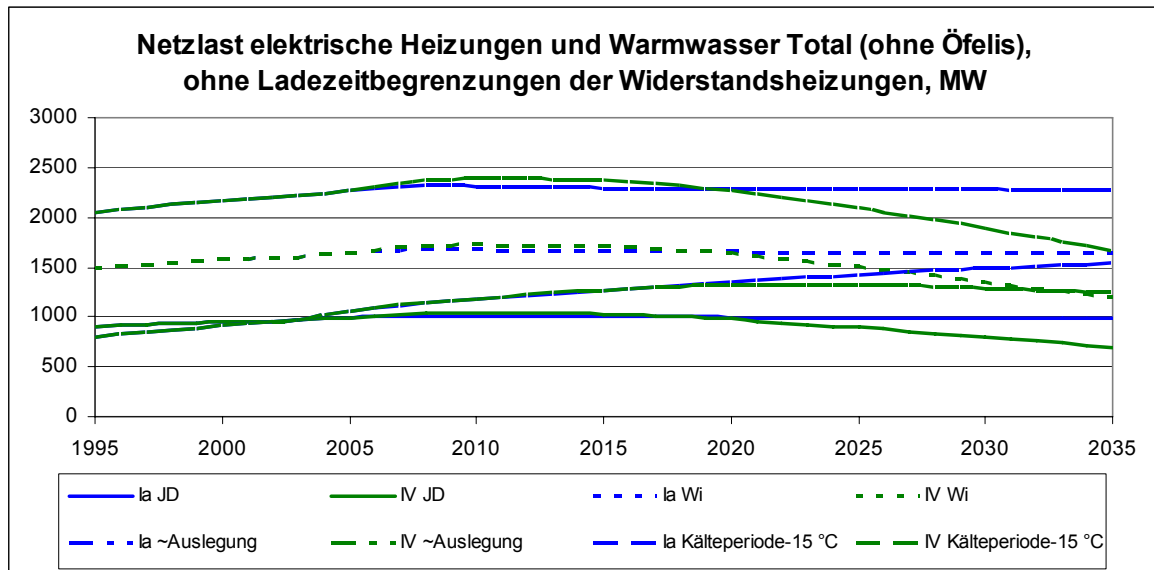


Quelle: Prognos AG

An Figur 23 ist wiederum deutlich zu sehen, dass sich die erhöhte Effizienz auf der Energiebedarfsseite in Szenario IV gegenüber Szenario I dämpfend auf den Verbrauch der elektrischen Widerstandsheizungen auswirkt, obgleich Anzahl und Fläche sich nicht stark unterscheiden.

In Figur 24 werden noch ähnlich wie bei den Wärmepumpenüberlegungen die kumulierte Netzlast im Jahresdurchschnitt, im Auslegungsfall und in der Winterspitze gezeigt (ohne dass von einer Zusatzbeheizung durch mobile „Elektro-Öfelis“ ausgegangen wird. In Szenario IV ergibt sich somit immer noch eine Winterspitze von zirka 1 GW. Hierbei sind der Jahresdurchschnitt („JD“), der Auslegungsfall -8 °C Aussentemperatur („Auslegung“) sowie ein kalter Tag der „Winterspitze“ (zirka -15 °C, „Wi“) berechnet und aufgetragen.

Figur 24: **Entwicklung des Leistungsbedarfs der elektrischen Widerstandsheizungen in Wohnungen in den Szenarien I und IV in MW**



Quelle: Prognos AG

Literaturverzeichnis Exkurs 11

- [1] Energiesparhaus.at,
www.energiesparhaus.at/energie/waermepumpe_funktion.htm.
- [2] IBS INGENIEURBÜRO FÜR HAUSTECHNIK SCHREINER,
http://energieberatung.ibs-hlk.de/planwp_typquell.htm.
- [3] Vaillant GmbH, http://www.vaillant.de/Privatkunden/Zukunftsenergien/Entwicklung/Zeolith-Heizgeraet/article/Funktionsprinzip_des_Zeolith-Moduls.html.
- [4] Ochsner Wärmepumpen GmbH.
- [5] BFE (2004): Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA 1996-2003.
- [6] BFE (2005): Qualitäts-Prüfung von Klein-Wärmepumpen mittels Norm- und Feldmessungen.
- [7] Fördergemeinschaft Wärmepumpen Schweiz FWS: FWS Merkblatt 2.
- [8] www.waermepumpen-ratgeber.de.
- [9] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (2003) Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland.
- [10] EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE: Heizen und Kühlen mit Abwasser.
- [11] Forschungszentrum für Kältetechnik und Wärmepumpen Hannover: Entwicklung einer CO₂-Wärmepumpe für Altbau-Heizungsanlagen.
- [12] awtec AG für Technologie und Innovation/Stiebel Eltron GmbH & Co. KG: Wärmepumpen mit CO₂ als Kältemittel – Stand der Technik (Schlussbericht Oktober 2005), vom BFE gefördertes Projekt.
- [13] Prognos AG, P. Hofer, Energieperspektiven Schweiz 2035: Der Energieverbrauch der privaten Haushalte, Schlussbericht, Basel 2006 (to be published).
- [14] basics AG, W. Baumgartner, Energieperspektiven Schweiz 2035: Modellierung des Energieverbrauchs in der Industrie, Schlussbericht, Zürich 2006 (to be published).
- [15] CEPE, B. Aebischer, Energieperspektiven Schweiz 2035: Modellierung des Energieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel Dienstleistungen, Schlussbericht, Zürich 2006 (to be published).
- [16] BFE: Energetische Potenziale von Wärmepumpen kombiniert mit Wärme-Kraft-Kopplung, Schlussbericht, 2005.

12. Exkurs: Kälte- und Hitzewellen

Almut Kirchner, Prognos AG, Michel Piot, Bundesamt für Energie, Vincent Rits, Prognos AG,

Ein Aspekt der Versorgungssicherheit bei Elektrizität ist die Frage der Verfügbarkeit von elektrischer Arbeit und Leistung in seltenen, aber nicht auszuschliessenden klimatischen Extremsituationen.

In diesem Zusammenhang wurden historisch bislang häufig stabile Kältewellen über Europa betrachtet. Die trockenen Hitzesommer der letzten Jahre sowie die möglicherweise mittlerweile insbesondere im Alpenraum beobachtbaren Klimaveränderungen legen ebenfalls die Untersuchung der Konsequenzen von Hitzewellen auf die Versorgungssicherheit nahe.

Im vorliegenden Papier werden die Modellrechnungen zur Frage der leistungsbezogenen Versorgungssicherheit in Extremsituationen vorgestellt sowie Ergebnisse in ausgewählten Szenarien- und Variantenkombinationen dargestellt.

1 Motivation

Ein klassisches Kriterium für Versorgungssicherheit bei der Auslegung von Energiesystemen ist die Redundanz und Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit im Falle des Ausfalls von mindestens einer operativen Einheit (Kraftwerk oder Netzelement). Hierbei bedeutet die Funktionsfähigkeit zunächst in einem maximalen Sinne die jederzeitige bedarfsgerechte Verfügbarkeit von Arbeit und Leistung. Diese Funktionalität soll auch noch bei seltenen, aber nicht vollständig unwahrscheinlichen Extremsituationen gewährleistet sein. Man geht davon aus, dass solche Extremsituationen zunächst Wetterextreme beinhalten können. In den vergangenen Jahren gehörten in der Schweiz, Frankreich und Deutschland extreme längerdauernde Winter-Wetterereignisse (stabile Kältewellen) zu diesen Auslegungskriterien. In jüngerer Zeit haben einerseits verstärkte sommerliche Netzstörungen in Amerika und Europa, andererseits die trockenen Hitzesommer in Mitteleuropa von 2003 und 2006 eine Untersuchung auch sommerlicher Extremereignisse nahe gelegt. Da in den Energieperspektiven auch Fragestellungen der konkreten Auswirkungen eines wärmeren Klimas auf die Nachfrage und das Elektrizitätsangebot untersucht werden, erscheint eine zusätzliche Analyse von Leistungsfragestellungen unter solchen Bedingungen angebracht.

Bei den Fragen der Extremsituationen geht es um die Kombination von technischen Ausfallrisiken (zunächst einzelner Elemente, nicht des Gesamtsystems; eine Gesamtsystemstörung kann sich allerdings als Folge einer überdehnten Instabilität einstellen) in Verbindung mit meteorologischen Belastungen beziehungsweise Anforderungen.

Im vorliegenden Papier werden die entsprechenden Extremsituationen definiert, ihre Auswirkungen und Kriterien für die Modellrechnungen operationalisiert, Ergebnisse von Speichersimulationsrechnungen vorgestellt, auf dieser Basis Modellrechnungen am Kraftwerkspark durchgeführt sowie daraus folgende Interpretationsmöglichkeiten vorgeschlagen.

2 Kältewelle

2.1 Ausgangslage

Die Kältewelle ist definiert als eine stabile winterliche Hochdruckwetterlage („Russlandhoch“), typischerweise im Februar, mit zirka 14 Tage andauernder trockener Kälte von $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Auf der Angebotsseite produzieren die Laufkraftwerke mit Engpassleistungen, die Stauseen sind auf einem mittleren saisonalen Füllungsstand.

Importe aus Frankreich fallen aufgrund des dortigen hohen Bedarfs zum Betrieb der Elektroheizungen aus. Ganz Europa ist auf die jeweils eigene Produktion angewiesen (Referenzsituation). Als verschärfte Situation, die zu bewältigen ist, wird der ausserplanmässige Ausfall der grössten vorhandenen Produktionseinheit angenommen. Als weitere Verschärfung fällt noch ein grosses Pumpspeicherwerk aus.

Auf der Nachfrageseite herrscht ein hoher Grundlastbedarf aufgrund von temperaturabhängigen Nutzungen, Wärmepumpen sowie elektrischen Heizungen. Aufgrund der Lieferausfälle aus Frankreich wird auch nicht exportiert.

Ziel ist es, zwei Wochen lang die nachfragegerechte Versorgung der Schweiz mit Arbeit und Leistung aufrecht zu erhalten und dafür insbesondere die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke einzusetzen. Wenn es Arbeits- und Leistungsüberschüsse gegeben sollte, werden diese genutzt, um Wasser in die Speicher zu pumpen.

2.2 Operationalisierung

Angebotsseite:

- Die Leistung der Laufkraftwerke beträgt 20-25% der installierten Leistung.
- Die Leistung der Speicherkraftwerke und der Pumpen ist in einem nicht-idealen Zustand und um 20% gegenüber der installierten Leistung reduziert.
- Die Speicher sind auf dem Durchschnitt der Füllstände von jeweils Ende Januar 1998-2004 gefüllt.
- Ausfälle: Ein Kernkraftwerk der Leistung 1.2 GW fällt aus, ab 2030 das dann grösste Kraftwerk von 1.6 GW (in den Kernkraft-Varianten A aller Szenarien).
- Ein grosser Wasserkraftproduzent (mit Turbinenleistung von 600 MW und Pumpleistung von 900 MW) fällt aus.
- In die Simulation werden nur hinreichend grosse Speicher- und Pumpwerke aufgenommen, die über hinreichend grosse Ausgleichsbecken verfügen und mehr als eine stundenoptimierte Bewirtschaftung zulassen.

Nachfrageseite:

- Es wird mit standardisierten maximalisierten Winter-Lastkurven für die Woche und das Wochenende gerechnet. Hierbei wird die Maximalisierung durch die Verwendung des jeweiligen Stundenmaximums der Lastkurven des dritten Januar-Mittwochs der Jahre 2000 bis 2005 erreicht. Die Wochenendlastkurven werden entsprechend dem maximalen winterlichen Verhältnis zwischen den Jahren 1960/61 und 2003/2004 abgesenkt (Reduzierung des Verhältnisses zwischen Spitzenlast und Grundlast, da ansonsten die Gefahr der Überschätzung der Spitzenlast am Wochenende besteht).

2.3 Ergebnisse der Speichersimulationen

Auf der Basis der unter Kapitel 2.2 erläuterten Operationalisierung wurden Simulationsrechnungen über die Belastung der Speicher durchgeführt. Ziel war es, die fehlende Leistung und Arbeit aus den Speichern zu decken und gegebenenfalls überschüssige Arbeit wieder in die Speicher zu pumpen. Wenn die Leistungsnachfrage mit der verbleibenden Leistung nicht mehr gedeckt werden kann, ergibt sich eine versorgungskritische Situation, ebenso wenn der Inhalt der Speicher nicht ausreichen sollte, um die Arbeitsnachfrage über den betrachteten Zeitraum zu gewährleisten. Von den drei genannten

Situationen wird hier das Ergebnis der zweiten Verschärfung (Ausfall Kernkraftwerk und Pumpspeicherkraftwerk) diskutiert.

Die Simulation erbrachte folgende Ergebnisse:

- Arbeits- und Leistungsnachfrage liessen sich jederzeit aus den Speichern decken; selbst in den Mittagsspitzen ergab sich kein Engpass.
- Zu keiner Zeit der 14-tägigen Testperiode wurde gepumpt.
- Die Differenz zwischen Bandleistung und Spitzenleistung betrug knapp 3 GW.
- Die aus den Speichern bezogene Maximalleistung betrug knapp 6 GW.
- Das „Grundlastmanko“ aufgrund der Kraftwerksausfälle sowie der Reduzierung der sonstigen verfügbaren Leistung (Laufkraftwerke) beträgt zirka 4.1 GW.
- Die aus den Speichern insgesamt bezogene Arbeit betrug zirka 1.8 TWh.
- Der Füllungsgrad der betrachteten Speicherseen reduzierte sich von zirka 45% auf zirka 24%. Dieser Wert liegt in der Grössenordnung des langjährigen Minimums der Schwankungsbreite des hydrologischen Jahrs für Ende Februar (BFE, Elektrizitätsstatistik 2005).

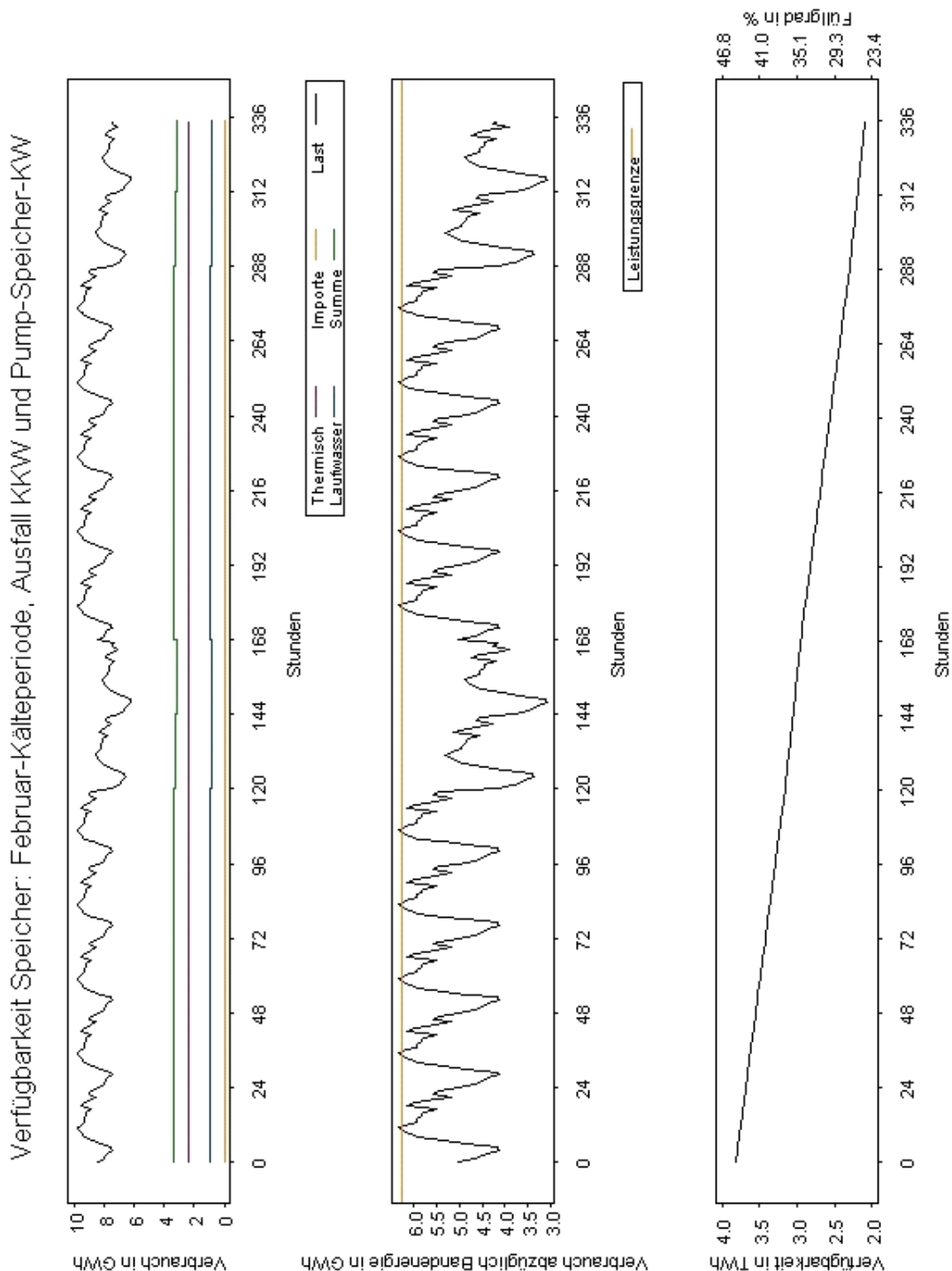
Die Simulationsergebnisse sind in Figur 1 dargestellt.

2.4 Interpretation für die Ergebnisse der Kraftwerkparkmodellierungen

Die vorgenannten Ergebnisse werden wie folgt für die Rahmenbedingungen zur Einschätzung der Kritikalität von Modellergebnissen interpretiert:

- Unter einer (k-1)-Bedingung (Ausfall der grössten Einzelkapazität) darf die Leistungslücke der Grundlast bis zu zirka 4.1 GW betragen, damit die Deckung aus den Speichern innerhalb des kritischen Zeitraums gewährleistet werden kann.
- Ansonsten gilt, dass die Spitzenlast durch die installierte Gesamtkapazität (mit den unter Kapitel 2.3 genannten Reduktionen) gedeckt sein muss, sonst ist auf jeden Fall die Gefahr eines Leistungsengpasses gegeben.
- Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Belastung der Speicher durch den kritischen Winterfall erheblich ist: Die Arbeitsentnahme senkt den Füllungsgrad der Speicher von zirka 45% (mittlerer Winterfüllungsgrad) auf 24%, was an der Untergrenze der natürlichen Schwankungen innerhalb dieser Jahreszeit liegt. Es ist daher damit zu rechnen, dass die „Erholung“ der Speicher möglicherweise mehrere Jahre benötigt.
- Je später im Winter die Kältewelle auftritt, desto kritischer kann sie sich auf die Speicher auswirken, da der Füllstand bis etwa Ende April (vor der Schneeschmelze) ständig sinkt.

Figur 1: **Simulierter Lastverlauf und Verfügbarkeit der Stauseen während einer zweiwöchigen Februarkälteperiode bei zusätzlichem Ausfall eines grossen Kernkraftwerks und eines grossen Pumpspeicherkraftwerks**



Quelle: BFE, M. Piot

2.5 Beispiele für einige wichtige Szenarien- und Variantenkombinationen

Für die Modellrechnungen wurde zunächst der Ausfall der grössten Kernkraftkapazität sowie die Leistungsreduktion des Wasserkraftparks in die Zeitentwicklung des jeweils gemäss Szenario und Variante gestalteten Kraftwerksparks aufgenommen.

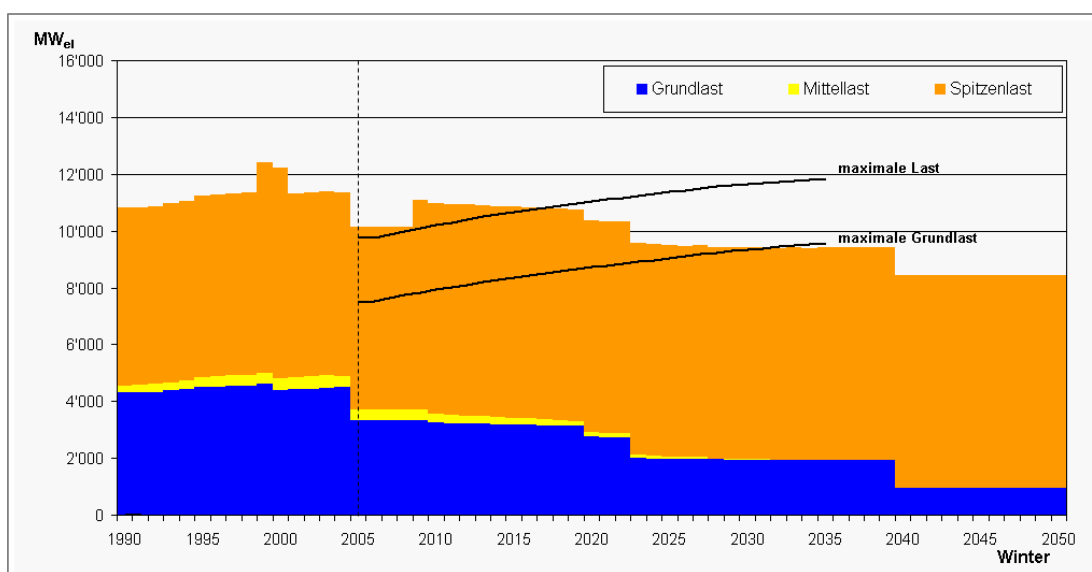
Der Bedarf an Grund- und Spitzenlast wurde ausgehend von den mittleren Lastwerten der vergangenen Jahre proportional zur Arbeitsentwicklung der Nachfrage fortgeschrieben. (Für einen nicht unwahrscheinlichen verschärften Fall der künftigen Entwicklung kann der Zuwachs der Grundlast als überproportional angenommen werden.)

Die Darstellungen der Wintersituation des Kraftwerksparks sind so zu interpretieren, dass in jedem Jahr die verschärfte (k-1)-Wintersituation (hohe Last entsprechend des jeweiligen Jahresverbrauchs, geringe Leistung des jeweiligen Wasserkraftparks, keine Im- und Exporte, auch keine Bezugsrechte) dargestellt ist. Wenn die Differenz zwischen der Grundlast-Nachfragelinie und der Grundlastkapazität mehr als 4.1 GW beträgt, ist die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet. Ebenso ist ein Überschreiten der Spitzenlastkurve über die installierte Leistung ein Alarmsignal.

2.5.1 Bestehender Kraftwerkspark ohne Zubau

Als Ausgangssituation wird die Leistungsbilanz in der Kältewellensituation beim bestehenden Kraftwerkspark ohne Zubau betrachtet. Als Nachfrage wird die Nachfrage gemäss Szenario I angenommen und entsprechend in Leistungen übersetzt.

Figur 2: **Extremsituation in der Kältewelle beim bestehenden Kraftwerkspark ohne Zubau, Nachfrage gemäss Szenario I, Leistung in MW_{el}**



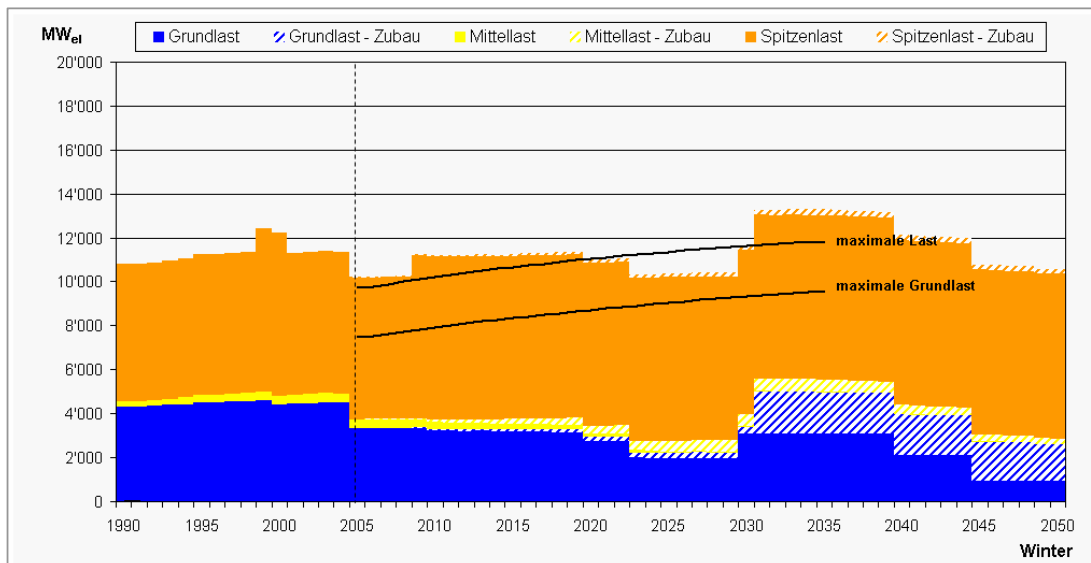
Quelle: Prognos AG

Es zeigt sich, dass das Grundlastmanko ab zirka 2012/2013 die kritische Grösse von 4.1 GW übersteigt, ab der die Speicherbelastung in der Kältewelle kritisch werden kann. Die maximale Leistung des zur Verfügung stehenden (eingeschränkten) Kraftwerksparks kann etwa ab 2017 die Leistungsnachfrage nicht mehr decken.

2.5.2 Szenario I Variante A

In Szenario I Variante A, wird die Lücke zunächst durch neue Importe geschlossen. Der Neubau von Kernkraftwerken wird aufgrund der Dauer der Bewilligungsverfahren ab 2030 als möglich angenommen. In den Jahren 2030 und 2031 wird je ein Kernkraftwerk mit einer Blockgrösse von 1'600 MW zugebaut. Da die Extremsituation per definitionem davon ausgeht, dass keine Importe möglich sind, ist die Situation bis 2030 nahezu analog zu derjenigen beim bestehenden Kraftwerkspark. Sie wird geringfügig abgeschwächt durch den hier einbezogenen autonomen Zubau von WKK-Anlagen sowie nichtstochastischer grundlastfähiger erneuerbarer Erzeugung.

Figur 3: **Szenario I Variante A: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{el}**



Quelle: Prognos AG

Interpretation: Da für die Winter-Extremsituation mit dem Wegfall der neuen Importe gerechnet werden muss, zeigt sich in der Phase bis 2030 das Grundlastproblem deutlich: Ab zirka 2020 übersteigt das Grundlastmanko (selbst unter Einbezug der WKK-Mittellastkapazitäten in die Grundlast) den nach den Speichersimulationen „zulässigen“ Wert von 4.1 GW, wird also gegenüber der Betrachtung des bestehenden Kraftwerkparcs ohne Zubau um einige Jahre hinausgeschoben. Allerdings bleibt auch beim Neubau von KKW die Grundlastlücke erheblich (über 3.5 GW). Dies liegt daran, dass der jeweils grösste Kraftwerksblock, der ausfallen kann, dann eine Leistung von 1'600 MW besitzt („Klumpenrisiko“).

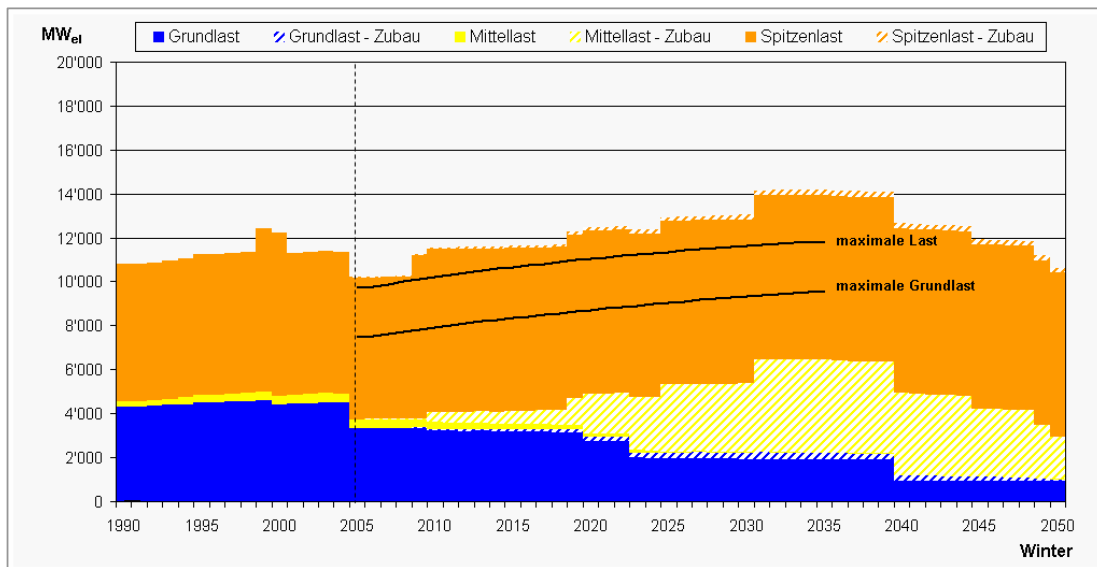
Das Maximallastproblem bleibt hingegen bestehen. Falls diese Variante als Option weiter verfolgt wird, wäre es sinnvoll, für den Fall der Extremsituation in der winterlichen Kälteperiode zumindest eine exklusive Importabsicherung (insbesondere auf der Leistungsseite) herbeizuführen.

2.5.3 Szenario I Variante C

In der Variante C wird die Stromlücke sukzessive mit hocheffizienten Gaskraftwerken (Blockgrösse 550 MW, mit Ausnahme von Chavalon mit 347 MW) geschlossen, die nach jeweiligem Bedarf zugebaut werden.

Durch den sukzessiven Zubau von sieben Gaskraftwerken entschärft sich auch die Grundlastlücke, obwohl sie aufgrund des „Klumpenrisikos“ des grossen KKW-Blocks deutlich sichtbar (aber unter 4.1 GW) bleibt. Die Spitzenlastseite ist während der gesamten Periode unproblematisch. Das bleibt auch bei Wegfall eines grossen Pumpspeicherkraftwerks so.

Figur 4: **Szenario I Variante C: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{el}**



Quelle: Prognos AG

2.5.4 Szenario II Variante A

In Szenario II ist die Stromnachfrage gegenüber Szenario I verringert (zirka 5% in 2035). Aufgrund des veränderten Politikszenarios mit einer expliziten Förderstrategie für Strom aus erneuerbaren Energien werden bis 2035 5.7 TWh erneuerbare Energien zugebaut.

Hier werden analog zu Szenario I die beiden Varianten A und C betrachtet.

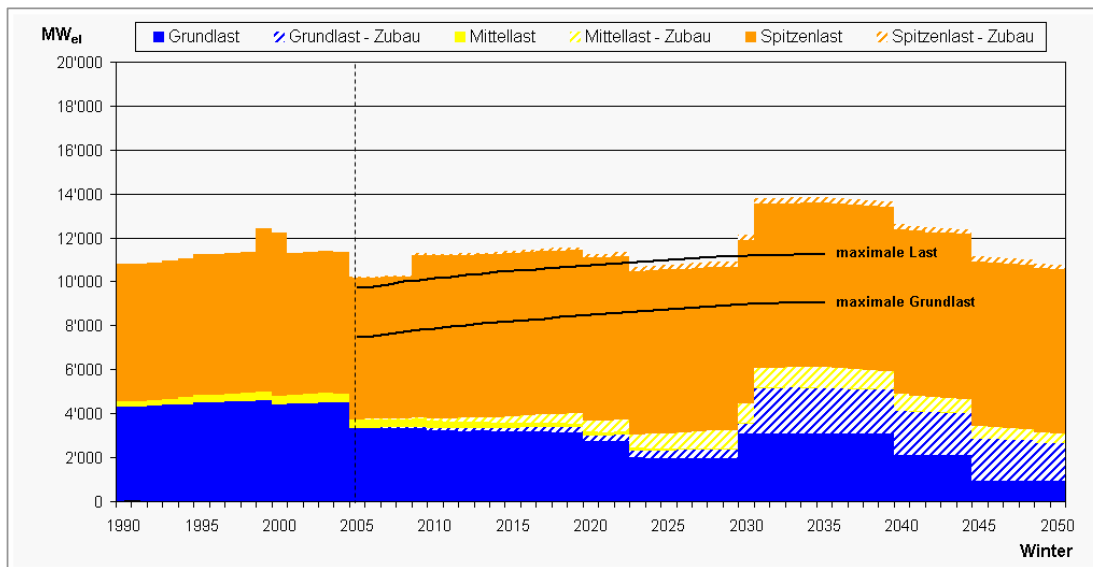
In Variante A werden in 2030 und 2035 wiederum zwei Kernkraftwerke mit einer jeweiligen Blockgrösse von 1'600 MW zugebaut. Bis 2030 wird die Lücke entsprechend durch Importe geschlossen, die in der Extremsituation der Kältewelle ausfallen (siehe Figur 5).

Das Grundlastmanko überschreitet ab 2020 die Grösse von 4.1 GW und wächst bis 2030 (Zubau des ersten KKW-Blocks). Deutlich unter der kritischen Grenze bleibt es jedoch (wiederum aufgrund des „Klumpencharakters“ der grossen KKW-Blöcke) erst ab 2031 mit dem Zubau des zweiten KKW-Blocks.

Das Maximallastproblem tritt in 2022 auf und beträgt nur wenige 100 MW.

Insgesamt ist gegenüber Szenario I die Situation geringfügig entschärft, da einerseits die Nachfrage geringer ist und andererseits zusätzlich zum autonomen WKK-Zubau auch die erneuerbaren Energien zum Teil zur Deckung beitragen. Insbesondere die gekoppelten Anlagen tragen im Winter zur Versorgungssicherheit bei.

Figur 5: **Szenario II Variante A: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{eI}**



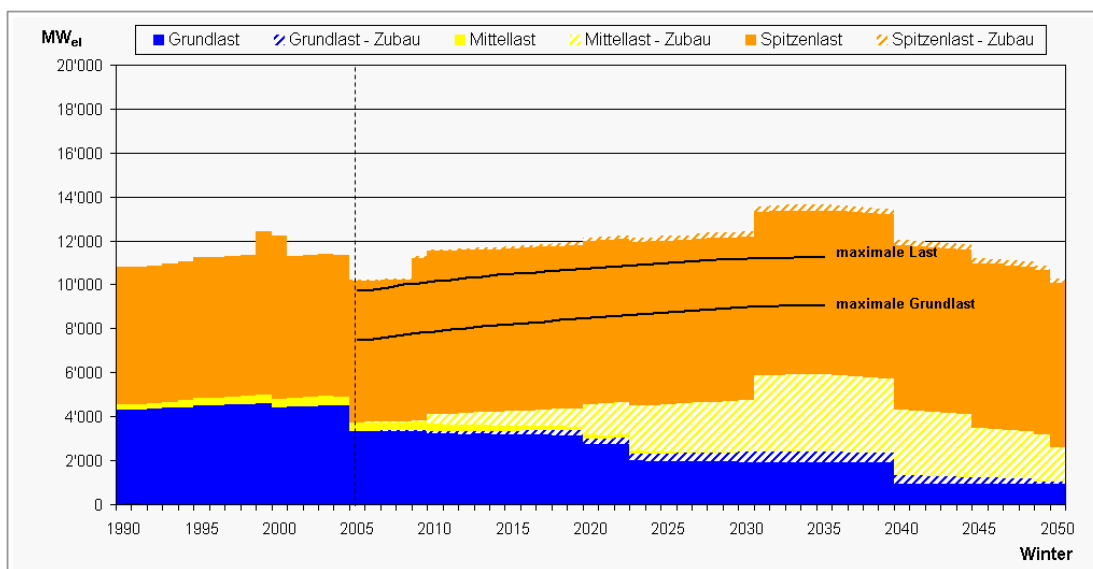
Quelle: Prognos AG

2.5.5 Szenario II Variante C

In Szenario II werden in der Variante C ab 2018 bis zu fünf Gaskraftwerke zugebaut.

Das Grundlastmanko bleibt während der gesamten Betrachtungsperiode unter der Grenze von 4.1 GW, bis 2030 allerdings nur knapp (zirka 3.8 GW, danach 2.8 GW). Die gesamten zur Verfügung stehenden Leistungskapazitäten liegen während des gesamten Betrachtungszeitraums über der maximalen Leistungsnachfrage (siehe Figur 6).

Figur 6: **Szenario II Variante C: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{eI}**



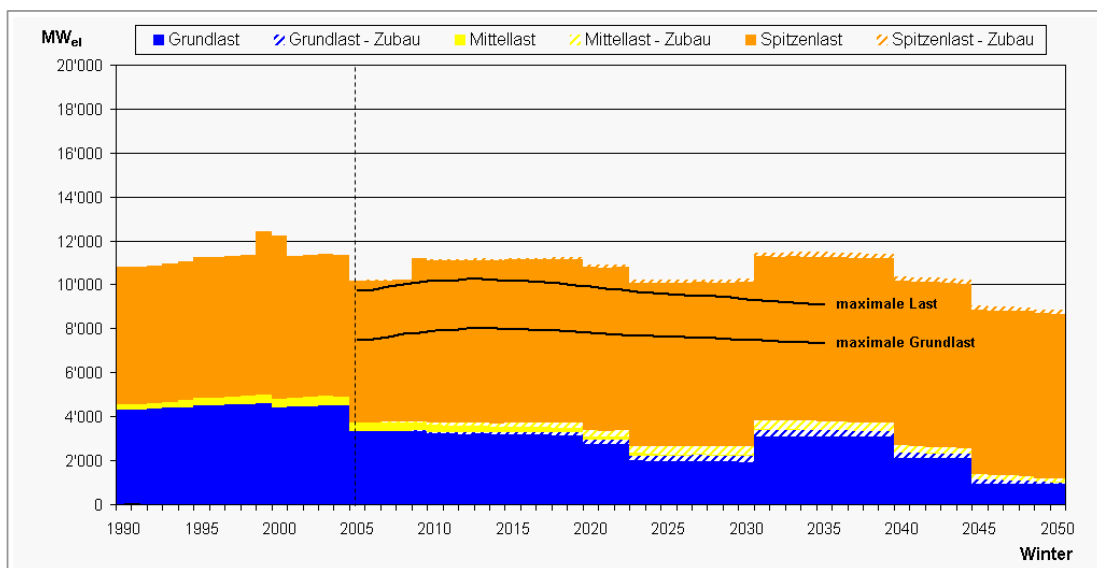
Quelle: Prognos AG

2.5.6 Szenario IV Variante A

In Szenario IV wird aufgrund von zielorientierten Einsparstrategien die Nachfrage ab zirka 2015 deutlich vermindert (um 24% gegenüber Szenario I). Dies führt dazu, dass in der Variante A nur mehr ein KKW-Block zugebaut werden muss. Bis dahin wird die Lücke wiederum durch neue Importe gedeckt, die in der Extremsituation Kältewelle nicht zur Verfügung stehen. Die Situation ist in Figur 7 dargestellt.

Das Grundlastmanko überschreitet in 2022 die zulässige Grenze von 4.1 GW knapp (zirka 4.3 GW) und bleibt bis 2030 trotz abnehmender Leistungsnachfrage nah an der kritischen Grenze. Mit dem Zubau des neuen KKW reduziert sich das Grundlastmanko auf zirka 3 GW. Die maximale Last kann trotz des Ausfalls von Importen während des gesamten Betrachtungszeitraums aus den verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden.

Figur 7: **Szenario IV Variante A: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{el}**



Quelle: Prognos AG

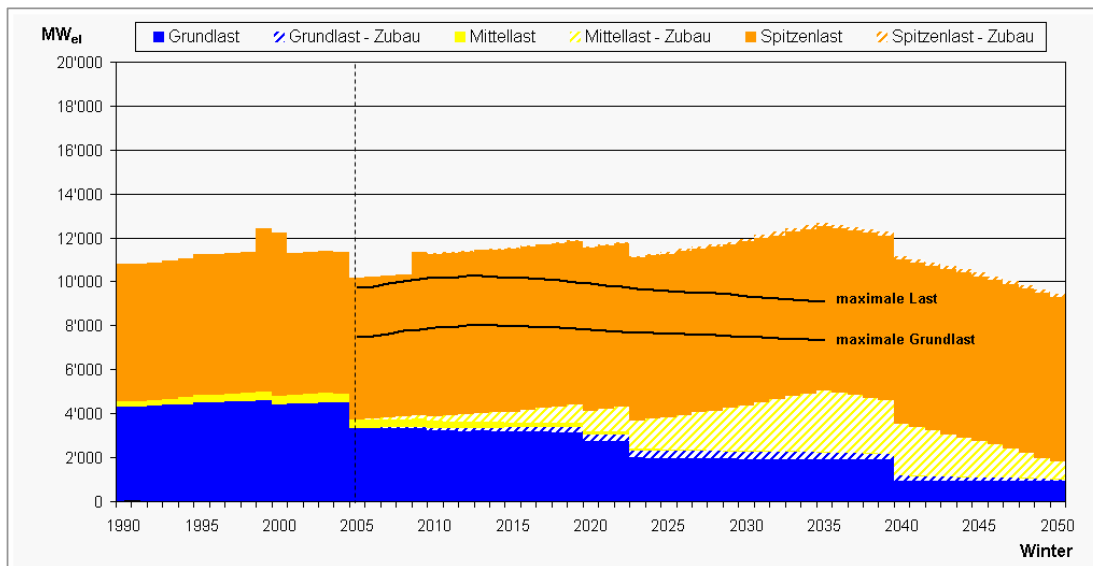
2.5.7 Szenario IV Variante D

In Szenario IV werden – wie auch in Szenario III, das hier nicht besprochen wird – neben den zentralen Strategien mit konventionellen Grosskraftwerken auch dezentrale Strategien zur Deckung der Stromlücke durchgerechnet. Hier wurden – als Eckvarianten – jeweils Differenzierungen nach rein fossilen WKK-Strategien (mit dem sogenannten „autonomen“ Zubau an Erneuerbaren) sowie einer prioritär „erneuerbaren“ Strategie (mit autonomem Zubau an fossiler WKK) gerechnet. Ausserdem wurden die beiden Strategien – bei jeweils gleicher Nachfrage kombiniert.

Die Angebotsvariante D beschreibt die fossile WKK-Strategie. Ab 2011 wird verstärkt und stetig dezentrale WKK zugebaut, um jeweils die „Stufen“ beim Abgang eines KKW beziehungsweise einer „Scheibe“ von Bezugsrechten aus dem Strommix kompensieren zu können. Aufgrund der Auslegung an die Wärmeabnahme tragen die WKK-Anlagen insbesondere im Winter zur Stromerzeugung bei. (Sommer-Winter-Verhältnis zirka 35 zu 65).

Das Grundlastmanko ist in 2005 am grössten (zirka 3.8 GW) und reduziert sich im Laufe des Betrachtungszeitraums. Mit der „Stufe“ in 2022 steigt es nochmals auf nahezu 4 GW an und reduziert sich dann wieder stetig. Die Maximallast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden.

Figur 8: **Szenario IV Variante D: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{el}**

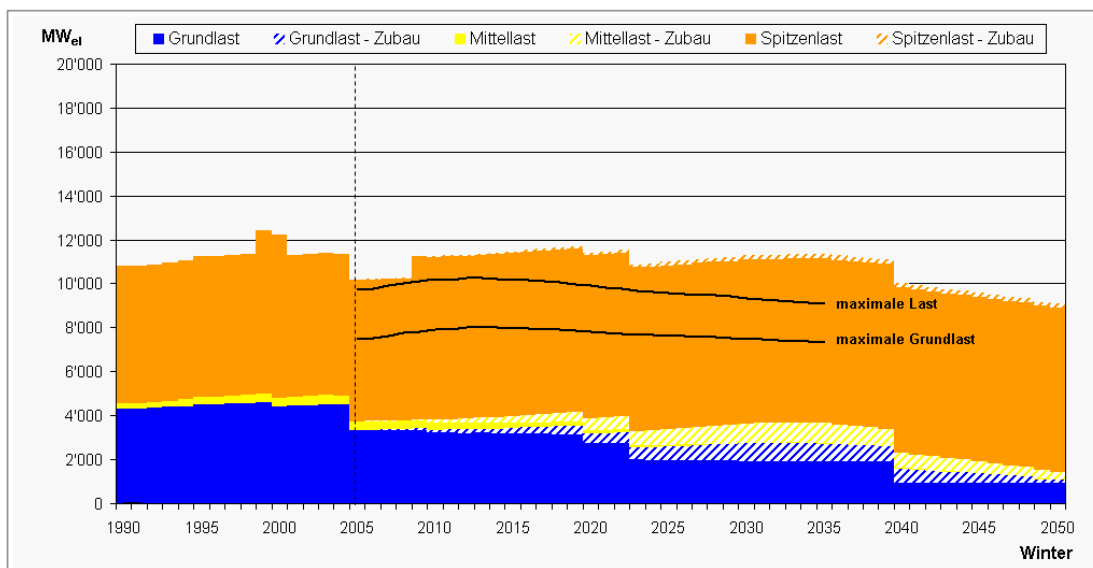


Quelle: Prognos AG

2.5.8 Szenario IV Variante E

In Variante E wird die Lückenschließung auf Basis einer verstärkten Strategie mit Erneuerbaren Energien durchgerechnet. Wie bei der Variante D wird das Wachstum stetig vorgenommen, um die „Stufen“ in den Kraftwerks- beziehungsweise Bezugsrechtsabgängen kompensieren zu können. Insgesamt werden 10.3 TWh aus neuen Erneuerbaren erzeugt sowie 1.0 TWh aus einem zusätzlichen Zu- und Ausbau der Grosswasserkraft bereit gestellt. Bei den Erneuerbaren ist ein Teil (Wind- und Sonnenenergie mit 1.5 TWh) stochastisch und trägt in der Extremsituation nicht zur gesicherten Kapazität bei (Figur 9).

Figur 9: **Szenario IV Variante E: Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), Leistung in MW_{el}**



Quelle: Prognos AG

Die Situation stellt sich ähnlich dar wie in Variante D: Das Grundlastmanko beträgt anfangs zirka 3.8 GW und reduziert sich allmählich. Mit der „Stufe“ in 2022 steigt es nochmals auf zirka 4 GW an und ist damit nah an der „kritischen“ Grenze. Danach reduziert es sich wiederum stetig und bleibt somit unterhalb des kritischen Schwellenwerts. Die Maximallast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums aus dem inländischen Kraftwerkspark gedeckt werden.

3 Hitzewelle

3.1 Anforderung

Die Hitzewelle ist definiert als eine Fünf-Wochen-Periode mit „sehr hohen Temperaturen“ (über 27 °C), davon zwei Wochen mit „extrem hohen Temperaturen“ (über 32 °C) im Tagesverlauf. Zusätzlich herrscht wochenlange Trockenheit. Kapazitäten sind auf dem europäischen Markt vorhanden, die Schweiz kann importieren und ist daran interessiert, ihre Lieferverpflichtungen einzuhalten.

Während dieser Zeit sollen Arbeits- und Leistungsnachfrage inklusive Exportverpflichtungen aus vermehrten Importen sowie aus den Speichern gedeckt werden. Allfällig überschüssige Arbeit wird gepumpt.

Nachfrageseite:

- Verstärker Gebrauch von Klimaanlage erhöht sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast.

Angebotsseite:

- Das grösste KKW ist planmässig in Revision.
- Die übrigen thermischen Kraftwerke müssen ihre Leistungen aufgrund verminderter Kühlkapazitäten der Kühlmedien (Luft, Wasser) zumindest tagsüber drosseln.
- Aufgrund der Trockenheit sind die zur Verfügung stehenden Laufwassermengen gering.
- Die Speicherseen sind unterdurchschnittlich gefüllt.
- Verschärfungssituationen:
 - Ein weiterer (kleiner) KKW-Block fällt ausserplanmässig längerfristig aus.
 - Mittelfristiger Ausfall (einige Tage) von substantziellen Übergangskapazitäten an der Grenze zu Deutschland.

3.2 Operationalisierung

Nachfrageseite:

- Die Lastkurven werden analog zu den Winter-Lastkurven maximalisiert.
- In einer Verschärfung, die den Klimaanlage geschuldet ist, wird gegenüber dem Mittelwert die Grundlast um 5% (nächtliche Auskühlung und Durchflutung) und die Spitzenlast um 10% (mittägliche Klimatisierung) erhöht.

Angebotsseite:

- Ein grosses KKW (zirka 1.2 MW, später das jeweils grösste) ist planmässig und während der gesamten Betrachtungsperiode in Revision;
- die thermischen Kraftwerke erleiden tagsüber Leistungseinbussen um bis zu 15% (je nach Tageszeit und Temperatur des Kühlmediums);
- Laufwasser: Reduzierte Sommerleistung zirka 56%;
- die Speicherseen sind auf dem Minimum der jahreszeitlichen Füllstände (41%);
- die Speicherkraftwerke produzieren mit 90% Leistung;

Importe / Exporte:

- Es werden zunächst die physikalischen Flüsse auf Stundenbasis des Juli 2005 verwendet. Zirka 80% der Exportmengen fliessen nach Italien, während die Importmengen volatil sind und die Importe über die österreichische Grenze stark zugenommen haben.

Verschärfungen:

- Ein weiterer kleinerer KKW-Block (365 MW) fällt ausserplanmässig aus und bleibt während der Betrachtungsperiode vom Netz. Ab 2020 verschärft sich das Problem dadurch, dass der grösste Block eine Leistung von 1.6 GW haben kann und der zweitgrösste eine Leistung von 1.0 GW.
- Durch ein meteorologisches Ereignis (Starkgewitter, Blitzeinschlag, Starkregen) im deutsch-schweizerischen Grenzgebiet werden Leitungsausfälle erzeugt. Ein Drittel der Importe und Exporte über diese Leitungen fallen aus. Es wird unterstellt, dass das Gesamtsystem zwar nicht zusammenbricht, aber dass der physikalische Fluss nicht über andere Leitungen abgewickelt werden kann. Der Aufbau der Leitung dauert fünf Tage.

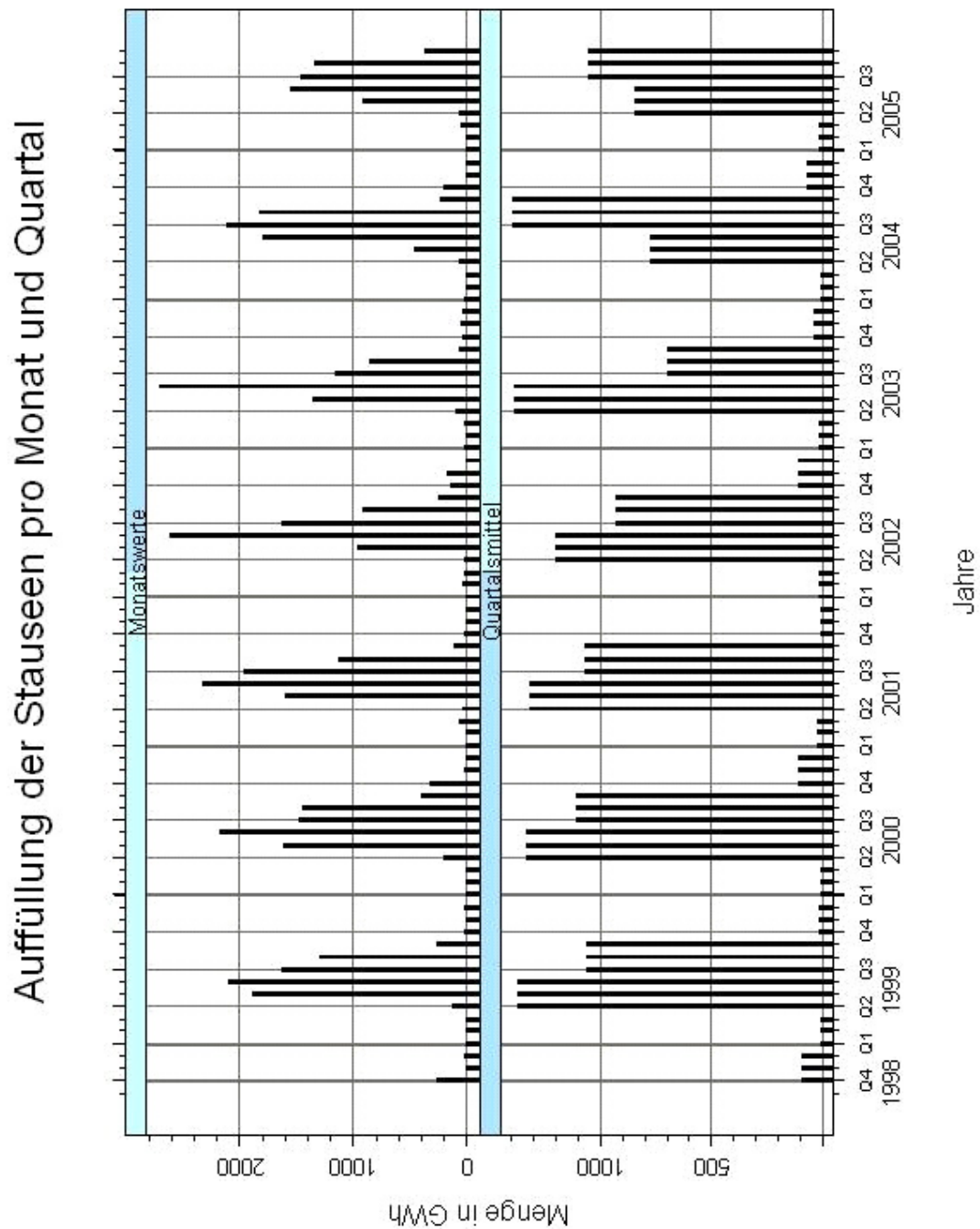
3.3 Ergebnisse der Speichersimulationen

Die Speicher erfahren im Sommer Auffüllungen durch natürliche Zuflüsse (und allenfalls hochgepumptes Wasser, gemäss der Terminologie der Elektrizitätsstatistik). Die natürlichen Zuflüsse stammen aus Niederschlägen, Schnee- und Gletscherschmelze. Figur 10 zeigt die Auffüllung der Stauseen pro Monat und Quartal für die Jahre 1999 bis 2005 gemäss Elektrizitätsstatistik 2005.

Grundsätzlich wird deutlich, dass für die Füllung der Stauseen vor allem die Schneeschmelze von Bedeutung ist, die je nach Jahr vor allem in den Monaten Mai bis Juli erfolgt. Es wäre interessant, Korrelationen mit jährlichen Wetterdaten (Temperaturen, Null-Grad-Grenze, Niederschlagsmenge nach Monaten im Jahresverlauf) zu betrachten, um Hypothesen über mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf die Speichersituation abzuleiten und besonders signifikante Abhängigkeiten oder kritische Punkte zu identifizieren. Dies muss jedoch allenfalls einer späteren Arbeit vorbehalten bleiben.

Für die Betrachtung des vorliegenden Problems der sommerlichen Hitzewelle wird als Mittelwert der Auffüllung während der kritischen Extremsituation der Mittelwert über die Monate Juli und August über die Jahre 1999 bis 2005 gewählt, was 1445 GWh pro Monat auf Tagesbasis 46.6 GWh entspricht. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass die Zuflüsse im Tagesverlauf gleichmässig erfolgen. (Quelle: [3]).

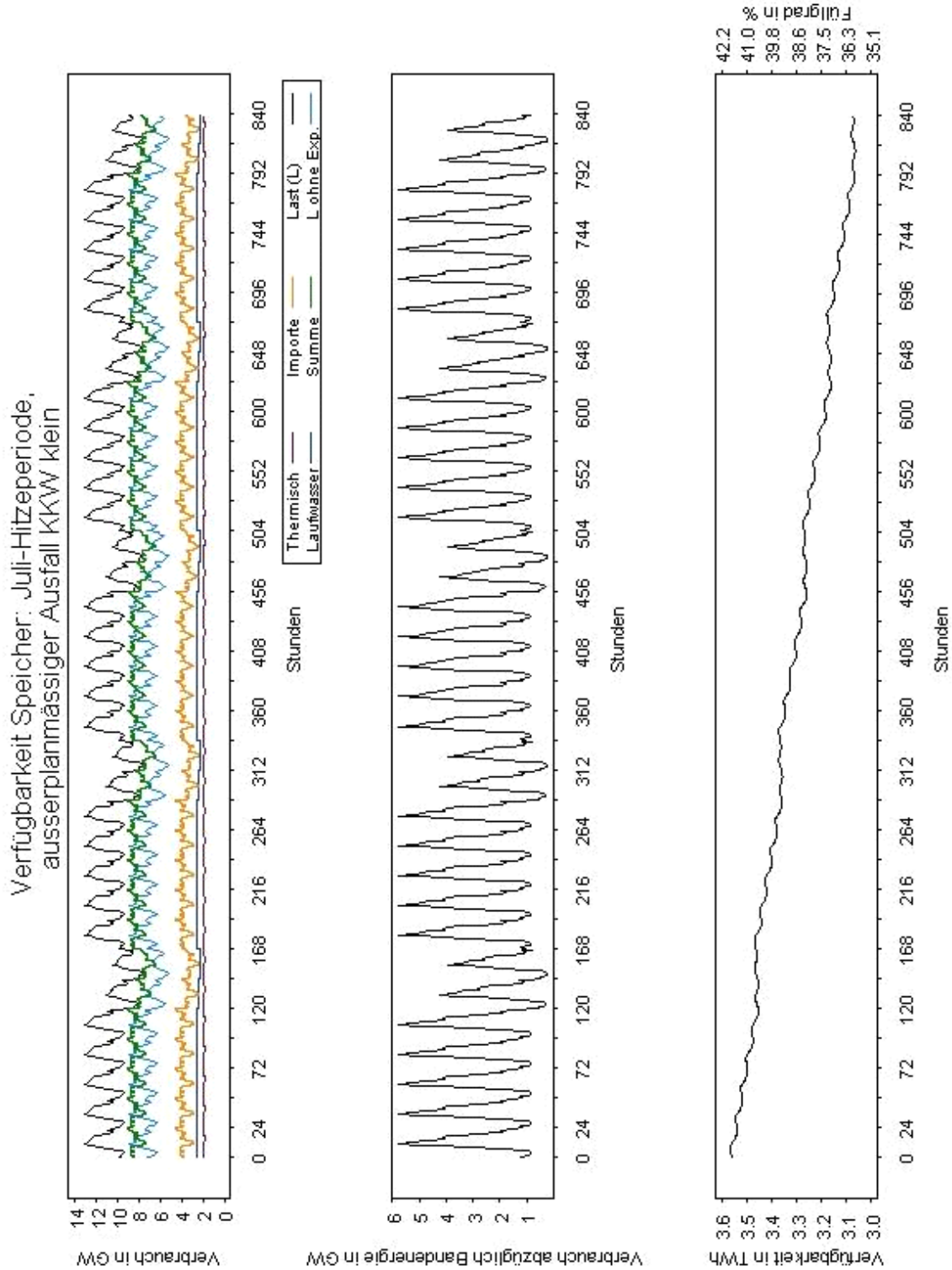
Figur 10: **Auffüllung der Speicher nach Monaten und Quartalen in den Jahren 1999 bis 2005, in GWh**



Datenquelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik; Grafik: M. Piot

Es wurde je eine von den Verschärfungssituationen simuliert. Im Ergebnis sind beide ähnlich, der Ausfall des kleinen KKW mit seinem Grundlastverlust führt aber insgesamt zu dauerhaft höheren Arbeits- und Leistungseinbußen und soll daher hier betrachtet werden. Die Ergebnisse sind in Figur 11 dargestellt.

Figur 11: **Simulierter Lastverlauf und Verfügbarkeit der Stauseen während einer fünfwöchigen Hitzeperiode im Juli / August bei zusätzlichem Ausfall eines kleinen KKW**



Quelle: BFE, M. Piot

3.4 Interpretation für die Ergebnisse der Modellrechnungen

- Unter einer (k-1)-Bedingung zusätzlich zur Revisionsstilllegung (Ausfall der grössten zusammenhängenden Kapazität) darf die Leistungslücke der Grundlast bis zu zirka 3.5 GW (diskutieren und prüfen!) betragen.

- Die Differenz zwischen Grundlast und Leistungsspitze beträgt bis zu knapp 6 GW.
- Unter diesen Bedingungen sind Leistungs- und Arbeitsanforderungen über die Betrachtungsperiode grundsätzlich aus den Speichern erfüllbar.
- Ansonsten gilt wie im Winter, dass die Spitzenlast durch die installierte Gesamtkapazität (mit den unter Kapitel 3.3 genannten Reduktionen) gedeckt sein muss, sonst ist auf jeden Fall die Gefahr eines Leistungsengpasses gegeben.
- Die Belastung der Speicher durch den kritischen Sommerfall ist – vermutlich aufgrund der Länge der Periode – noch deutlich kritischer einzuschätzen als die Winterbelastung: Die Arbeitsentnahme führt zu einer Entleerung von zirka 45% (mittlerer Winterfüllungsgrad) auf 36%, was deutlich (um zirka 40%) unterhalb der Untergrenze der natürlichen Schwankungen innerhalb dieser Jahreszeit liegt. Es ist daher damit zu rechnen, dass die Erholung der Speicher mehrere Jahre benötigt. Zwei solcher Extremsommer hintereinander könnten somit kritisch werden und das Problem zeitlich verschieben.

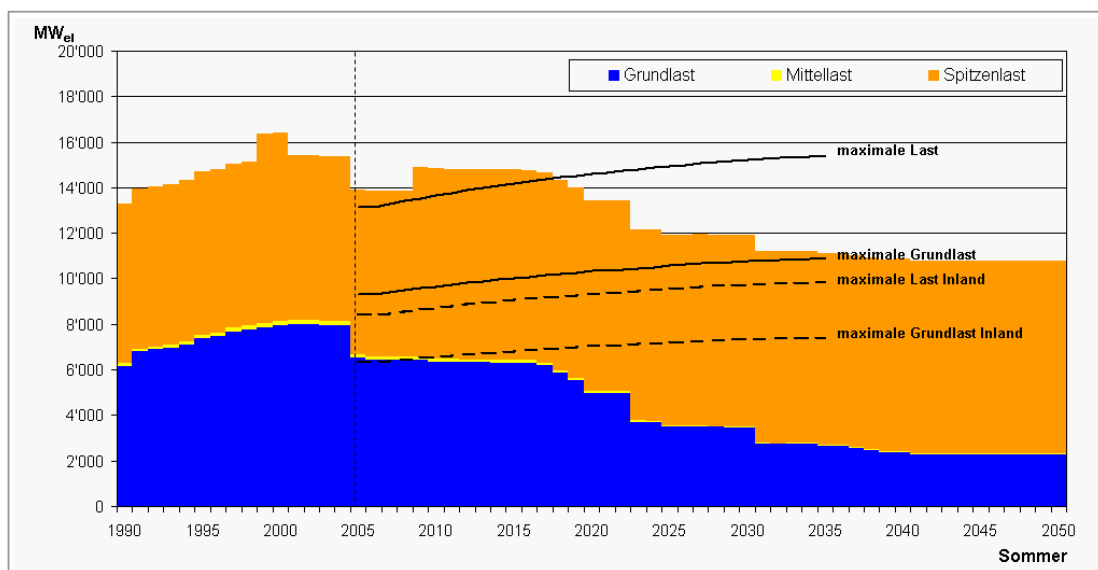
3.5 Ergebnisse in ausgewählten Szenarien- und Variantenkombinationen

Analog zur Wintersituation werden hier Ergebnisse für verschiedene Szenarien- und Variantenkombinationen gezeigt. Hierbei wird jeweils bei der Leistungsnachfrage die Inlandsnachfrage und die entsprechende Leistung mit Erfüllung der Exportverpflichtungen dargestellt. Modelliert werden jeweils der Ausfall der beiden grössten Kraftwerkseinheiten (k-2).

Bestehender Kraftwerkspark:

Figur 12 stellt die Situation am bestehenden Kraftwerkspark ohne Zubau, allerdings mit Importen, dar. Die Nachfrage entspricht Szenario I.

Figur 12: **Bestehender Kraftwerkspark ohne Zubau, Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}**



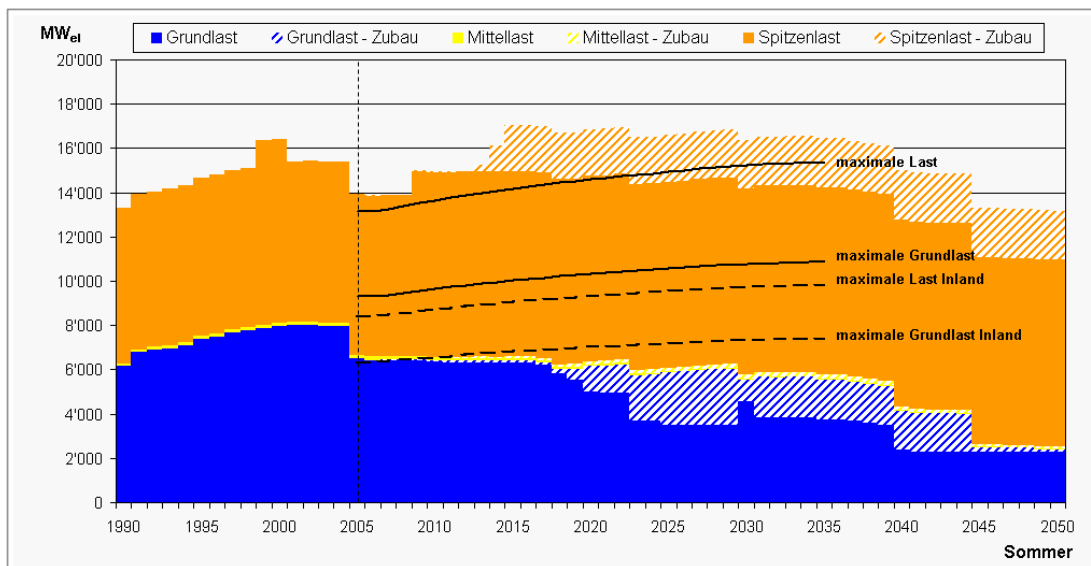
Quelle: Prognos AG

Das sommerliche Grundlastmanko bleibt im Fall mit Exporten (maximale Grundlast) bis zirka 2017 knapp unter der „zulässigen“ Grenze von 3.5 GW. Danach wird die Belastung der Speicher kritisch. Die Maximallast zeigt ein analoges Bild: Ab 2017 kann die maximale Last mit Exportverpflichtungen aus der zur Verfügung stehenden Leistung (inklusive Importe!) nicht mehr gedeckt werden.

3.5.1 Szenario I Variante A

Variante A ist in diesem Falle gegenüber der Winter-Extremsituation insofern verändert, als die neuen Importe, die zur Lückendeckung in den Jahren bis 2030 benötigt werden, auch in der Extremsituation im Sommer zur Verfügung stehen (siehe Figur 13).

Figur 13: **Szenario I Variante A: Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}**



Quelle: Prognos AG

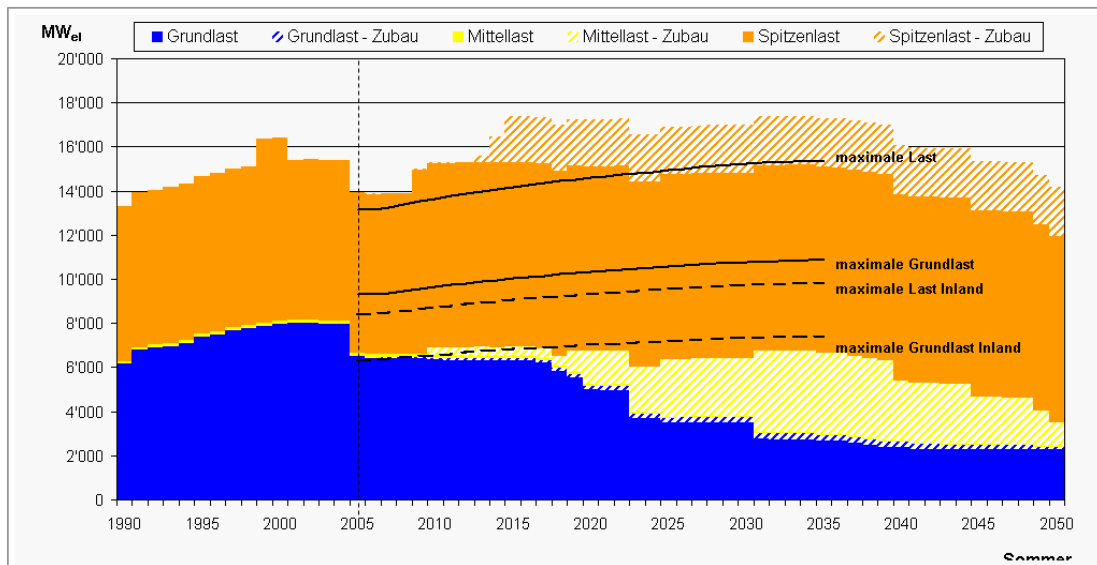
Das Grundlastmanko übersteigt im Jahr 2022 die kritische Schwelle von 3.5 GW, reduziert sich wieder leicht bis 2030, übersteigt die kritische Schwelle nochmals im Jahr 2031, und wächst danach weiter. Die maximale Last kann mit den neuen Importen und den Kraftwerksneubauten gedeckt werden. Da in diesem Falle die neuen Grundlastkapazitäten bis 2030 (weiss-blau schraffierte Fläche) Importe sind, lässt sich auch die Situation der rein inländischen Versorgung (keine Importe, keine Exporte) ablesen: Das inländische Grundlastmanko kommt in 2029 knapp an die kritische Schwelle und bleibt danach knapp darunter.

3.5.2 Szenario I Variante C

Die Lückendeckung der Variante C in Szenario I führt zu einem Zubau von sieben Blöcken Gas-Kombikraftwerken. Diese sind in der sommerlichen Hitzewellen wie die Kernkraftwerke aufgrund von möglichen Engpässen bei den Kühlkapazitäten gegebenenfalls Leistungsreduktionen um bis zu 15% an den Tagesspitzen (Mittagszeit) unterworfen.

Die Leistungsbilanz ist in Figur 14 dargestellt.

Das Grundlastmanko überschreitet zwischen 2025 und 2030 knapp die kritische Schwelle von 3.5 GW. Die maximale Last kann während der gesamten Betrachtungsperiode bereitgestellt werden.

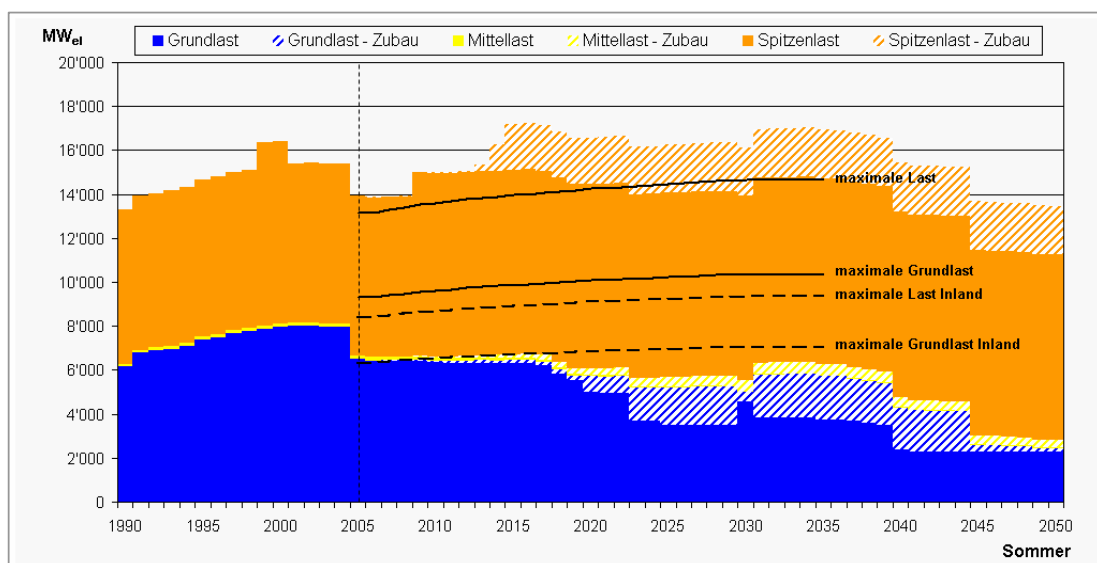
Figur 14: Szenario I Variante C: Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

Quelle: Prognos AG

3.5.3 Szenario II Variante A

In Szenario II ist die Nachfrage gegenüber Szenario I während des gesamten Betrachtungszeitraums reduziert (in 2035 um 5.1%), die Politikstrategie führt zu einem Zubau von 5.7 TWh Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Quellen. Die stochastisch anfallenden Quellen Wind und Photovoltaik werden nicht mit Leistungsbeiträgen für die Extremsituationen angerechnet. In 2030 und 2031 werden zur Lückenschliessung wiederum zwei Kernkraftwerke zugebaut; die verbleibende Lücke bis 2030 wird mit zunehmenden neuen Importen gedeckt. Diese werden für die sommerliche Extremsituation als verfügbar angenommen. Die Leistungssituation ist in Figur 15 abgebildet.

Zwischen 2022 und 2030 ist das Grundlastmanko grösser als die zulässige Grenze von 3.5 GW. Die maximale Last weist während des Betrachtungszeitraums keine Engpässe auf.

Figur 15: Szenario II Variante A: Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

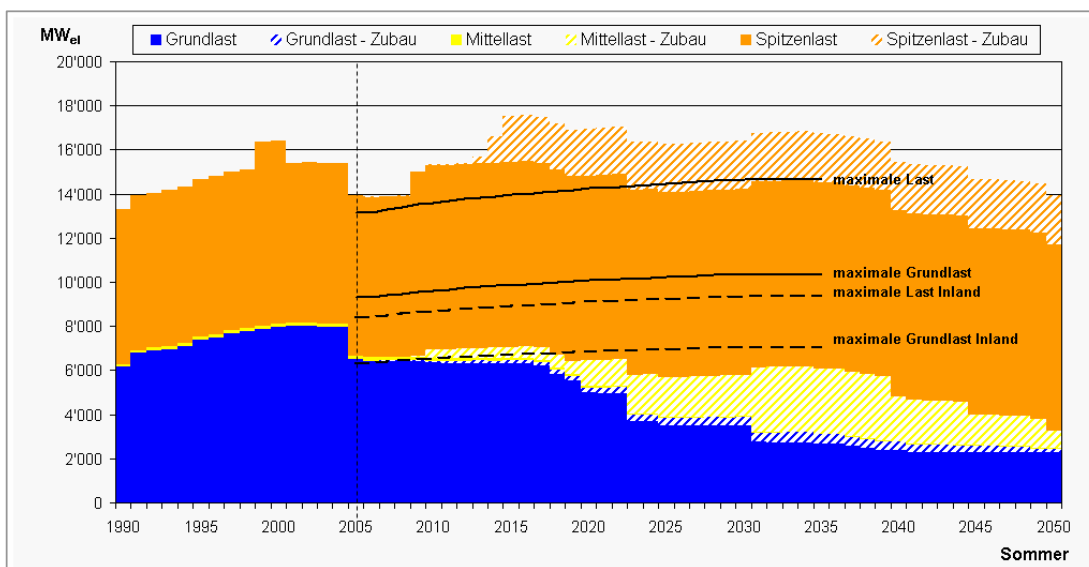
Quelle: Prognos AG

3.5.4 Szenario II Variante C

In Szenario II werden in der Variante C bis 2035 für Gas-Kombikraftwerksblöcke entsprechend der Entwicklung der Stromlücke zugebaut. In der sommerlichen Extremsituation erfahren sie in den Mittagszeiten aufgrund der begrenzten Kühlkapazitäten Leistungseinbußen von bis zu 15%. Die Situation ist in Figur 16 dargestellt.

Das Grundlastmanko übersteigt zwischen 2022 und 2030 den sicheren Schwellenwert 3.5 GW. Die Gesamtlast ist während der gesamten Betrachtungsperiode gewährleistet.

Figur 16: Szenario II Variante C: Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

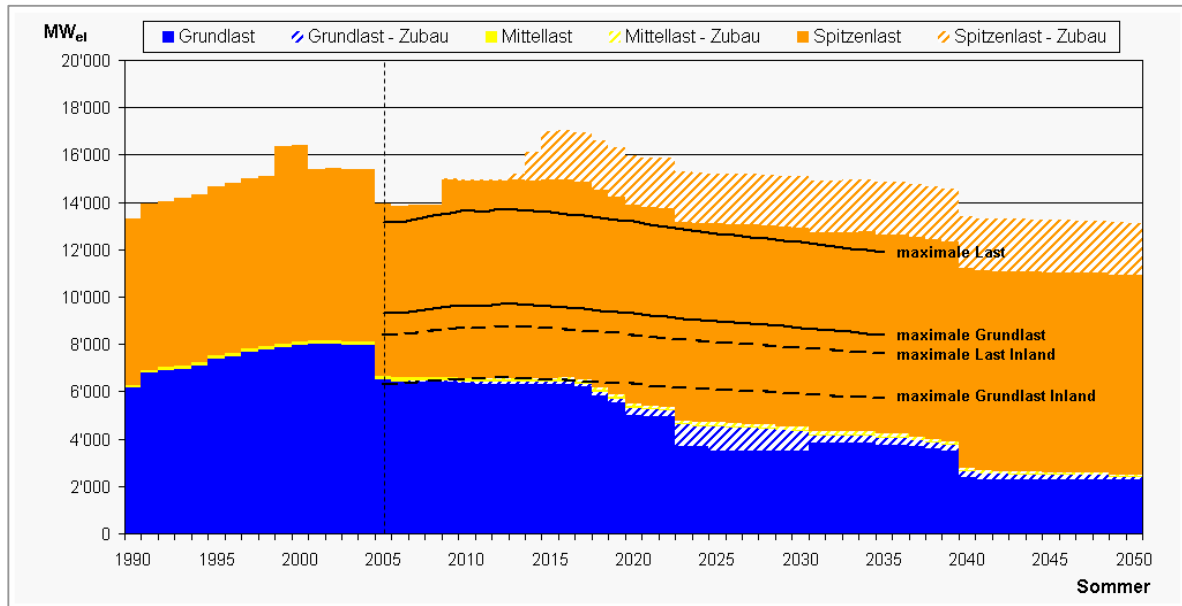


Quelle: Prognos AG

3.5.5 Szenario IV Variante A

In Szenario IV sinkt die Elektrizitätsnachfrage ab 2018 ab, um in 2035 nahezu das Niveau von 2000 zu erreichen. In Variante A wird in 2030 nur mehr ein KKW-Block mit der Leistung von 1'600 MW zugebaut; dieser ermöglicht aufgrund der Überdeckung der Lücke Exporte (Figur 17).

Das Grundlastmanko sinkt trotz neuer Importe knapp unter den kritischen Schwellenwert von zirka 3.5 GW und bleibt im weiteren zeitlichen Verlauf nahezu konstant an dieser Grenze. Die Maximallast ist in der gesamten Betrachtungsperiode gewährleistet.

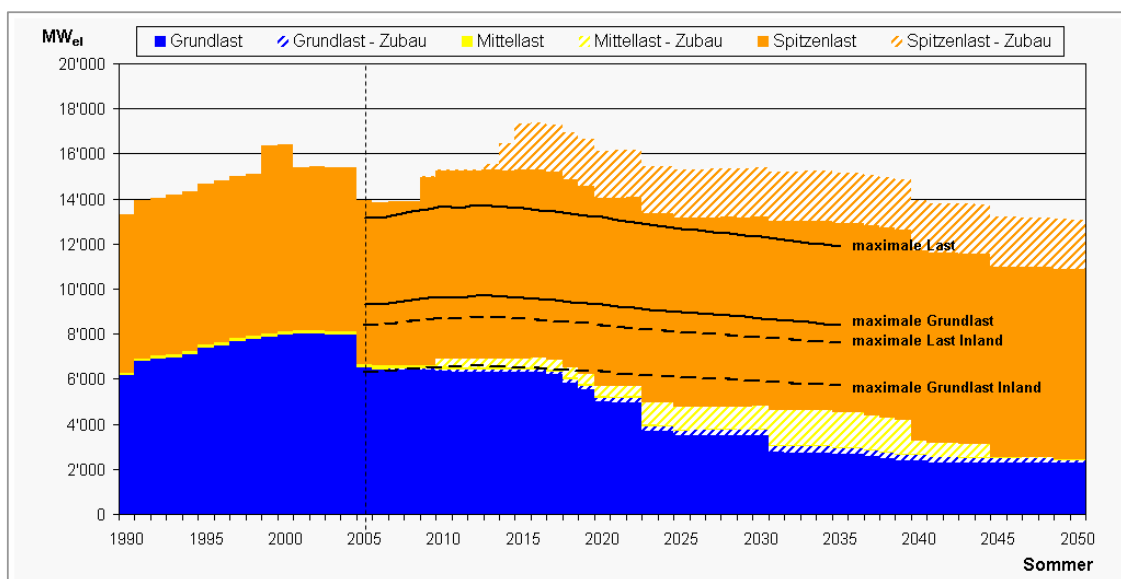
Figur 17: Szenario IV Variante A: Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

Quelle: Prognos AG

3.5.6 Szenario IV Variante C

In Szenario IV werden in Variante C drei Gas-Kombikraftwerksblöcke zugebaut. Die Hitzewellen-Extremsituation, die vom Ausfall der jeweils grössten Kraftwerkseinheit sowie Leistungseinbussen bei den thermischen Kraftwerken gekennzeichnet ist, wird in Figur 18 dargestellt.

Das Grundlastmanko überschreitet in 2022 die kritische Schwelle von 3.5 GW und reduziert sich danach wieder leicht, bleibt jedoch im Bereich dieses Schwellenwerts. Die Maximallast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden.

Figur 18: Szenario IV Variante C: Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

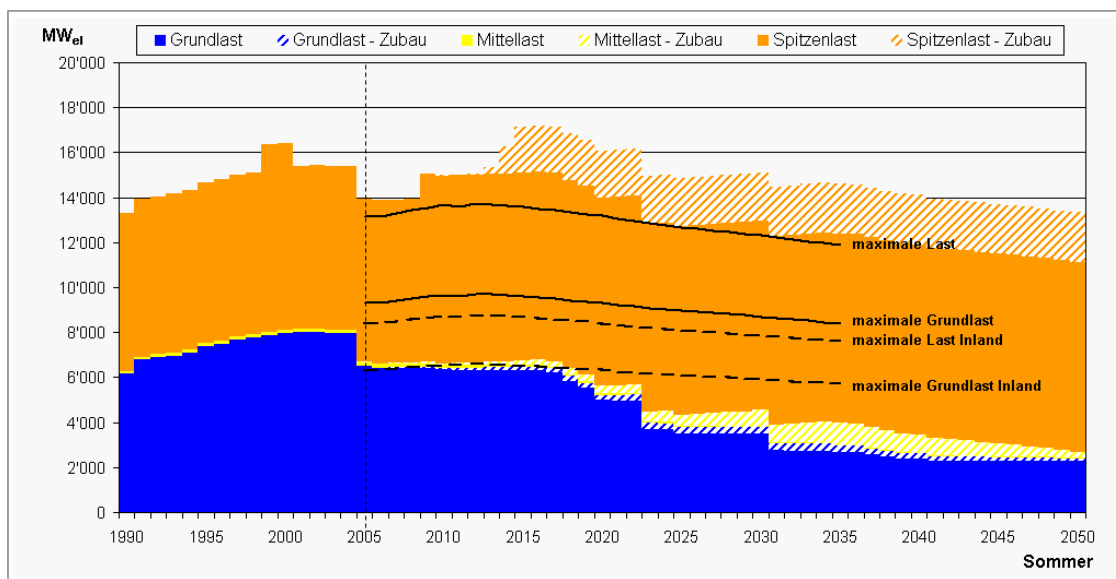
Quelle: Prognos AG

3.5.7 Szenario IV Variante D

In Variante D wird für Szenario IV die Lücke mit WKK-Kapazitäten gefüllt, die bis zu 11.5 TWh im Jahr produzieren. Diese sind auf die winterliche Wärmelast ausgelegt; das Sommer/Winter-Verhältnis beträgt 30/70. Die Extremsituation (k-2) ist in Figur 19 dargestellt.

Das Grundlastmanko überschreitet in 2022 den kritischen Schwellenwert von 3.5 GW und bleibt innerhalb des Betrachtungszeitraums darüber. Die maximale Last ist gedeckt.

Figur 19: Szenario IV Variante D, Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

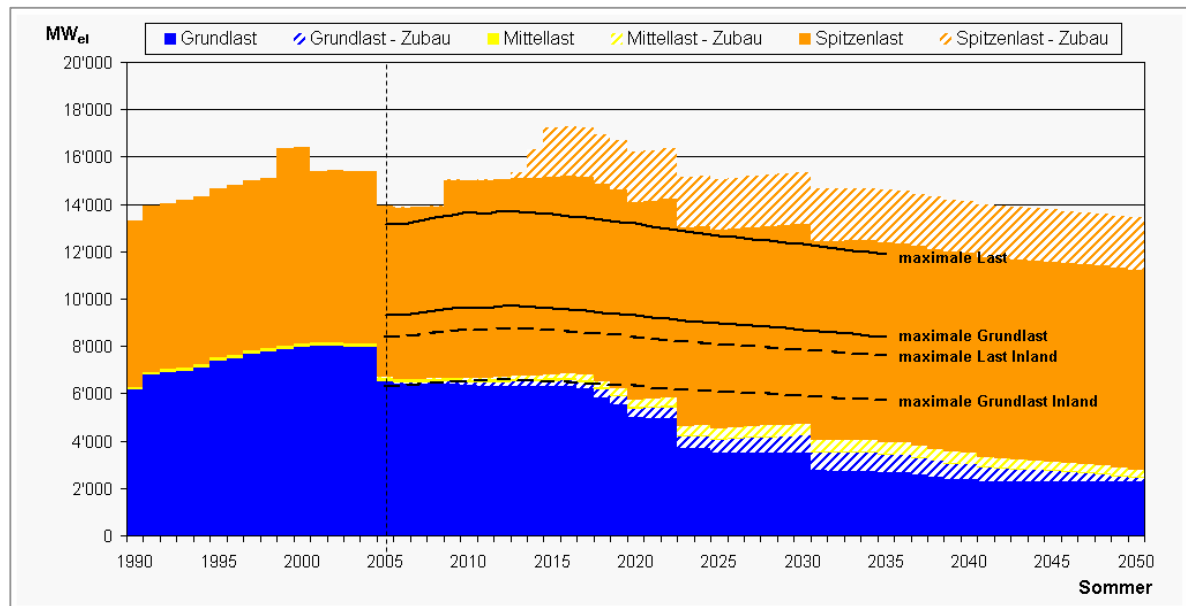


Quelle: Prognos AG

3.5.8 Szenario IV Variante E

In Variante E werden 10.3 TWh neue erneuerbare Energien zugebaut sowie 1.0 TWh Grosswasserkraft. Hiervon werden wiederum die stochastisch anfallenden Leistungen nicht in die Leistungsbilanz der Extremsituation eingerechnet. Die gekoppelt betriebenen Kapazitäten (Holz, Biogas) sind wie die fossilen WKK-Anlagen auf die Winter-Wärmelast ausgelegt und haben Winter-Sommer-Verhältnisse zwischen 70/30 und 55/45. Die Extremsituation ist in Figur 20 dargestellt.

Das Bild ist ähnlich wie in Variante D: Das Grundlastmanko überschreitet im Jahr 2022 die kritische Grenze und oszilliert bis zum Ende des Betrachtungszeitraums um diese. Die Maximallast ist gesichert.

Figur 20: Szenario IV Variante E, Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

Quelle: Prognos AG

4 Schlussfolgerungen

Bei der Betrachtung des bestehenden Kraftwerksparks ohne Zubau zeigt sich, dass ein leistungsmässiger Engpass in der Grundlast bereits vor der rechnerischen Stromlücke auftritt. Dies ist vor allem der Annahme des Ausfalls der Importe während der Kältewelle geschuldet, die zu einer starken Belastung der Speicher führt.

Grundsätzlich erscheinen die Varianten A (und entsprechend auch G) mit Importen als Übergangstrategie in der Kältewellsituation als die am stärksten gefährdeten. Hier kann in den Szenarien I und II beim Ausfall des grössten KKW-Blocks und der Importe die Gesamtleistungsnachfrage in den Jahren 2022-2030 nicht gesichert werden. Auch das Grundlastmanko übersteigt in dieser Zeit die kritische Schwelle von 4.1 GW, innerhalb derer die Belastung der Speicher noch als „einigermassen verträglich“ angesehen werden kann. Wenn in diesen Szenarien und Varianten die Kältewelle in den Jahren 2022-2030 jeweils spät im Jahr kommt, können die Engpässe spürbar werden und müssten mit einem Spitzenlastmanagement aufgefangen werden. Dies ändert sich selbst mit der stark reduzierten Nachfrage in Szenario IV nicht grundsätzlich. Die Situation entschärft sich in denjenigen Varianten, in denen entlang der Lücke zugebaut werden kann. Die Nachfragereduktion in den Szenarien III (hier nicht gezeigt) und IV entschärft die Situation (ausser in den Varianten A und G) deutlich. Das starke Grundlastmanko in der Kältewelle liegt vor allem am „Klumpenrisiko“ der grossen (bestehenden und in der Variante A auch der neuen) Kernkraftwerke.

Dem Problem könnte mit verschiedenen Strategien begegnet werden:

- Verstärkte Redundanz auf der Seite der Kraftwerkskapazitäten;
- Sicherung gewisser Importkapazitäten auch für Extremsituationen: Hierbei handelt es sich sowohl um aber auch Verfügbarkeits- als auch um Vertragsfragen;
- Verändertes aktives unterjähriges Speicher- und Lastmanagement;
- In der Extremsituation: aktives Spitzenlastmanagement durch Lastverschiebungen und Lastabwürfe.

Die Extremsituationen im Sommer führen am bestehenden Kraftwerkspark ohne Zubau im Vergleich zur Wintersituation erst später zu einem Gesamtleistungsproblem (2017 statt 2012). Der Grund dafür liegt einerseits in den erhöhten Leistungen und Verfügbarkeiten der Laufwasserkraftwerke, andererseits an den weiterhin verfügbaren Importmöglichkeiten.

In allen Szenarien und Varianten zeigt sich aufgrund der Situation mit dem Ausfall zweier grosser Kraftwerksblöcke ein differenziertes Bild, welches interpretationsbedürftig ist:

Die Maximallast kann in allen Szenarien auch mit der Erfüllung der Exportverpflichtungen gewährleistet werden. Dies liegt einerseits an den vorhandenen grossen Speicherkapazitäten (Leistungsseite), andererseits am Einbezug der Leistung der Bezugsrechte.

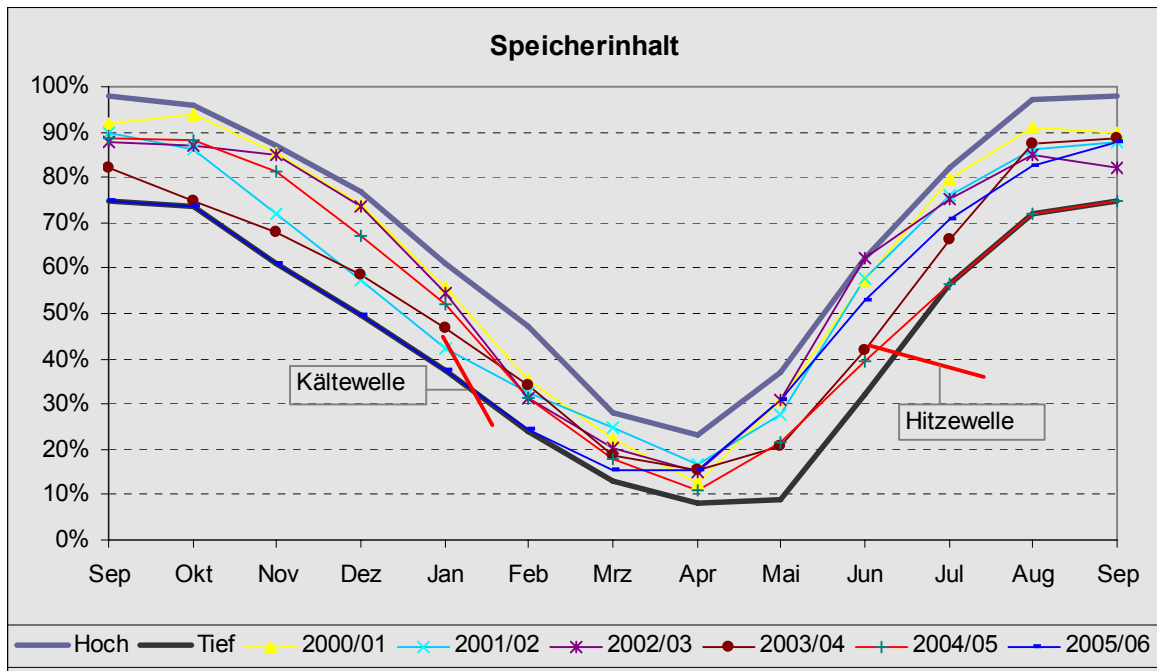
Das Grundlastmanko überschreitet in allen Szenarien und Varianten ab 2022 (Abschaltung von Beznau II und Mühleberg) den Schwellenwert von 3.5 GW, der zu erheblichen und in den zeitlichen Folgen schwer abschätzbaren Belastungen der Speicher führt. Dieses ist allerdings annahmenabhängig: In den modellierten Grundlastkapazitäten sind lediglich die Bezugsrechte (mit zirka 2 GW) enthalten. Die sommerlichen Importe, insbesondere für nächtliche Pumpprozesse und Lastverschiebungen, beinhalten zum Teil einen höheren Leistungs- und Arbeitsanteil. An dieser Stelle könnte wiederum ein Ausgleich mit Importen geschaffen werden, der die Situation etwas entschärft.

Insbesondere in den Varianten D und E (und auch beim autonomen Zubau der fossilen und regenerativen WKK in den Szenarien I und II) kann eine Strategie der verstärkten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung zur Entschärfung beitragen: Unter solchen Bedingungen tragen die WKK-Anlagen zur sommerlichen Kühlung bei und haben ein ausgeglicheneres Sommer/Winter-Verhältnis mit höheren Volllaststunden.

Abschliessend soll noch darauf hingewiesen werden, dass die Belastung der Speicher in der Hitzewelle trotz der eingerechneten Zuflüsse mit zirka 2.5 TWh weitaus höher ist als in der Kältewelle mit zirka 1.5 TWh. Dies liegt vor allem an der Dauer der Belastungssituation (zwei Wochen Kälte, fünf Wochen Hitze).

In Figur 21 ist die Belastung der Speicher durch die Kälte- und Hitzewelle in das Verlaufsdiagramm des Speicherinhalts im hydrologischen Jahr eingezeichnet. Die äusseren Linien zeigen den jeweils maximalen und minimalen Speicherinhalt in der Schwankungsbreite der hydrologischen Jahre 1972/1973-2004/2005. Die innerhalb dieses Korridors eingezeichneten Linien zeigen unterjährige Speicherverläufe der hydrologischen Jahre 2000/2001 bis 2005/2006. Die kurzen dicken roten Linien zeigen die Speicherbelastungen aus den Simulationen. Die Start- und Endpunkte sind jeweils die Ausgangs- und Endbedingungen der Simulationen. Die Länge und Steigung der Linien zeigt, wie viel Arbeit beziehungsweise prozentualen Speicherinhalt die jeweilige Extremsituation in Anspruch nimmt. Eine zeitliche Verschiebung der Extremsituation kann durch eine einfache Parallelverschiebung der Linien innerhalb des Korridors (horizontal für den Startzeitpunkt, vertikal für den füllungsgrad des Startzeitpunkts) visualisiert werden. Hieran wird deutlich, dass sich ein spätes Auftreten einer Extremsituation in einer Kältewelle, beispielsweise Mitte bis Ende März dramatisch auswirken könnte, wenn die Speicher ohnehin bereits ihren niedrigsten Füllstand erreicht haben. Ebenfalls wird deutlich, dass die Extremsituation der Hitzewelle den Speicherinhalt deutlich unter das langjährige jahreszeitliche Minimum absinken lässt. Wenn gemäss der Modellannahmen also die sommerlichen Exportverpflichtungen aus den Speichern gedeckt werden sollen, ist nach der Beendigung der Extremsituation ein verändertes Speichermanagement durchzuführen, um entsprechende Speichererholungen zu ermöglichen. Das bedeutet konkret, dass eine Zeitlang – möglicherweise während mehrerer Jahre – mehr Arbeit importiert werden muss, um die Auffüllung aus den Zuflüssen zu ermöglichen. Auch wenn die Gesamtlast zunächst gesichert ist, erscheint es sinnvoll, dieses Problem – auch im Zusammenhang mit den Speicherzuflüssen in Abhängigkeit von klimatischen und Witterungsbedingungen – vertieft zu untersuchen und soweit als möglich für solche Extremsituationen Bewältigungsstrategien zu entwickeln.

Figur 21: **Verlauf des Speicherinhalts im hydrologischen Jahr, Speicherbelastung in den Extremsituationen Hitze- und Kältewelle gemäss Speichersimulationen**



Datenquelle: BFE [1], [2], [3], Grafik: Prognos AG

Literaturverzeichnis Exkurs 12

- [1] BFE, Elektrizitätsstatistiken (1961) / 2000-2005.
- [2] BFE, internes statistisches Datenmaterial (stündliche Lastflüsse).
- [3] Piot, M. (BFE 2006 a): Simulationsergebnisse für Speichereinsatz bei Extremsituationen (internes Arbeitspapier, August 2006).
- [4] Kirchner A., Piot M., Rits V., 2006: „Versorgungssicherheit I“ – Präsentation am 27.06.2006, Arbeitsgruppe Energieperspektiven.
- [5] Kirchner A. Rits, V., Prognos AG 2004/2005/2006: „Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots, Arbeitsbericht I zuhanden der AG Energieperspektiven, Szenario I: Voraussetzungen, Basisvarianten, Sensitivitäten“, Nov. 2005, und weitere Arbeitsdokumente.

13. Exkurs: Risiken

Michel Piot, Bundesamt für Energie

1 Einleitung

In den Perspektivarbeiten des Bundesamtes für Energie werden szenarienabhängig Auswirkungen auf die Umwelt, Wirtschaft und Versorgungssicherheit dargestellt. Jeder dieser drei Bereiche weist charakteristische Risiken auf: Bei der Umwelt sind es die Auswirkungen einer Klimaänderung und eines Unfalls bei einer Grosstechnologie insbesondere bei Kernkraftwerken; im Bereich der Wirtschaft vor allem Preisrisiken und bei der Versorgungssicherheit Risiken der Abhängigkeit gegenüber Drittstaaten und der jederzeitigen Verfügbarkeit von Energie und Elektrizität. In der Studie „Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035“ der Stiftung „Risiko-Dialog“ wird szenarienabhängig die Risikowahrnehmung von Interessenvertretern aus Wirtschaft und Politik dargestellt (siehe Exkurs 14). Weitere Studien zum Thema Risiko sind im Rahmen der Energieperspektiven nicht durchgeführt worden. In diesem Exkurs werden nebst einigen Grundlagen bereits bestehende Studien zu Risikoanalyse, -wahrnehmung und -bewertung zugesammengefasst.

Als Risiken werden mögliche Folgen von Handlungen und Ereignissen bezeichnet, die im Urteil einer überwiegenden Zahl von Menschen als unerwünscht gelten beziehungsweise Gefährdungen beinhalten. Dazu zählen zunächst unmittelbar fassbare Schäden an Gesundheit, Leben und Lebensgrundlagen. Darüber hinaus wird nachfolgend von der Annahme ausgegangen, dass auch solche Folgen von Handlungen dann von der überwiegenden Zahl der Menschen als unerwünscht angesehen werden, wenn sie der Menschheit als Ganzes heute oder in Zukunft in Erwartung einen Schaden zufügen. In beiden Fällen ist die Frage nach Risiken eng mit der Ethik verbunden, die als philosophische Disziplin allein auf dem Prinzip der Vernunft aufbaut und als Ziel die Erarbeitung von allgemeingültigen Normen und Werten hat.

Implizit liegen solchen Risiko- und Schadensbegriffen die normativen Setzungen zugrunde, dass alle Menschen gleichermassen ein Recht auf Schutz ihrer Unversehrtheit haben und dass das Überleben der Menschheit als solcher sowie die Aufrechterhaltung ihrer Entwicklungsmöglichkeiten, gegebenenfalls auch der technischen Zivilisation, ein legitimes Gattungsinteresse ist. Aus diesen Setzungen sind die Forderungen der Verteilungs- und Zugangsgerechtigkeiten, die Verantwortung gegenüber künftigen Generationen ableitbar. Ethische Fragen werden insbesondere dann wichtig, wenn solche Menschen oder Gruppen von Handlungs- oder Ereignisfolgen geschädigt werden können, die nicht im Gegenzug von solchen Handlungen profitieren. Vertiefte Diskussionen zur Ableitung entsprechender Kriterien, insbesondere zur Gerechtigkeitsfrage, finden sich in Quellen [15] und [16]. Die prominentesten Beispiele solcher Fragen sind grosse Kernkraftunfälle sowie die Folgen des anthropogenen Klimawandels.

Bei Anwendung dieser Prinzipien auf den Bereich des Energieversorgungssystems sind nebst elementaren menschlichen Bedürfnissen wie Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit auch allgemeine Wertvorstellungen, wie Langfristigkeit (Verantwortung gegenüber zukünftigen Generationen), Sozialverträglichkeit und Verteilungsgerechtigkeit, zu berücksichtigen. Diese Bedürfnisse und Wertvorstellungen decken die Nachhaltigkeitskriterien nach Brundtland ab. Risiko wird deshalb nachfolgend als unerwünschte Folge von Handlungen oder Ereignissen in Bezug auf Menschen, Menschengruppen oder Lebensgrundlagen im erweiterten Sinne der oben genannten normativen Setzungen und Prinzipien aufgefasst und mit Hilfe eines Schadensmasses ausgedrückt. Dabei kann das Schadensmass unterschiedlich interpretiert werden. Bei der Risikoanalyse werden die Risiken objektiviert betrachtet, was nicht heisst, dass über die Resultate einer Risikoanalyse Einigkeit bestehen muss. Bei einer Risikowahrnehmung wird das Risiko anhand subjektiver Kriterien qualifiziert. Aus der Risikoanalyse und der Risikowahrnehmung kann eine Risikobewertung vorgenommen werden. Wenn es darum geht, Risiken finanziell zu quantifizieren, kann aus einer Risikoanalyse eine Monetarisierung vorgenommen

werden, ausgehend von der Risikowahrnehmung wird eine Zahlungsbereitschaft bestimmt. Einen Überblick über dieses Vorgehen gibt Figur 1. Details zu den Begrifflichkeiten werden in Kapitel 2 erläutert.

Verwandt mit dem Begriff Risiko sind die externen Kosten. Allgemeiner spricht man von externen Effekten und versteht darunter die unmittelbaren Auswirkungen der ökonomischen Aktivitäten eines Wirtschaftssubjektes auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte, ohne dass eine adäquate Kompensation erfolgt. Je nach Wirkungsrichtung lassen sich positive externe Effekte, das heisst externe Nutzen, und negative externe Effekte, das heisst externe Kosten, unterscheiden (Quelle: [10]). Studien zu externen Kosten wurden zahlreiche erstellt. Anhang B in Quelle [1] liefert dazu eine gute Übersicht. Zwar können externe Kosten einen Anhaltspunkt für quantifizierbare Risiken geben, doch sind dabei zwei wesentliche Unterschiede zu erwähnen:

- Es gibt quantifizierbare Risiken, die in den anlagespezifischen Kostenberechnungen bereits internalisiert sind, so zum Beispiel Haftpflichtfragen während des Baus von elektrischen Anlagen. Damit sind solche Risiken in den Kostengrundlagen berücksichtigt, nicht aber in den externen Kosten.
- Der Bau eines Speicherkraftwerkes beinhaltet als Risiken unter Umständen unter anderem einen Verlust an Kulturland und an Artenvielfalt. Während der Verlust an Kulturland, als produktive Fläche, quantifiziert werden kann und somit allfällige externe Kosten angegeben werden können, ist dies beim Verlust der Artenvielfalt nicht möglich, da die „Auswirkungen auf die Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte“ weder qualitativ noch quantitativ angegeben werden können.

Damit ist ersichtlich, dass Fragen nach den externen Kosten und Risiken zwar verwandt sind, sich aber letztlich doch stark voneinander unterscheiden, so dass in diesem Exkurs ausschliesslich auf das Risikothema eingegangen wird.

Als weiterführende Literatur sei an dieser Stelle auf Quelle [2] verwiesen. Darin wird in Ergänzung zu obigen Abgrenzungsfragen nebst dem Ansatz der Zahlungsbereitschaft – willingness to pay – auch der Ansatz der willingness to accept diskutiert.

2 Risikobegriffe

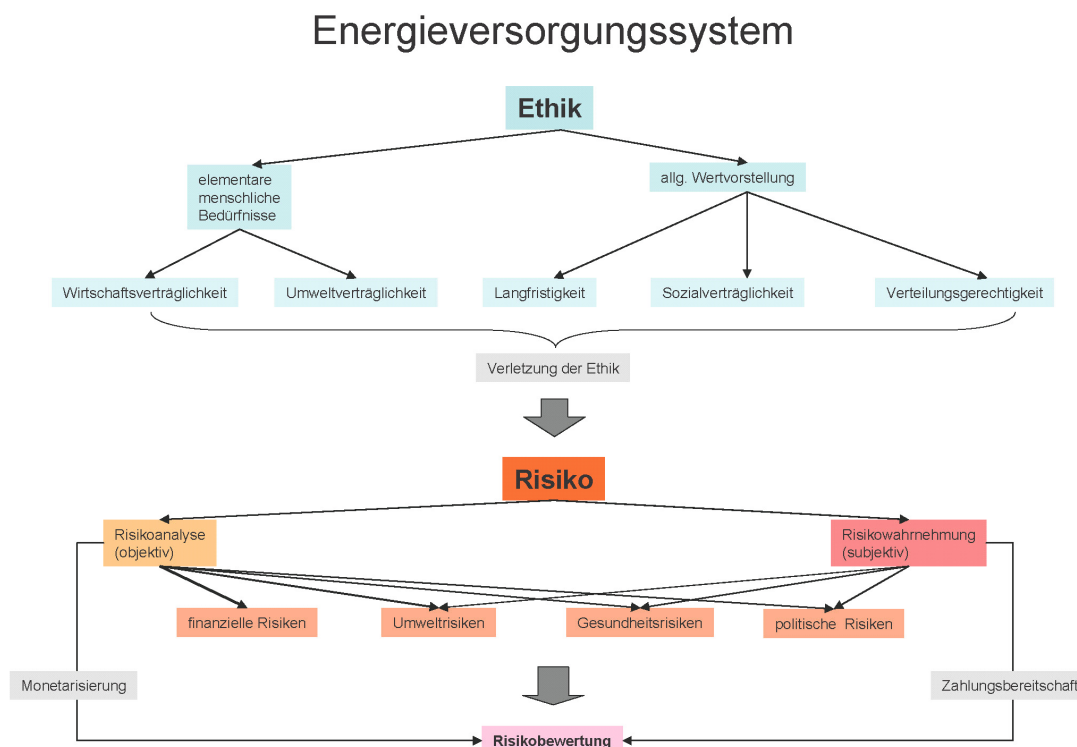
Das nachfolgende Kapitel ist eine Zusammenfassung von Quelle [16] und soll in Kurzform Hintergrundinformationen zur Terminologie der Risikobegriffe geben.

2.1 Risiko, Schadensausmass, Eintrittswahrscheinlichkeit

Unter Risiken werden mögliche Folgen von Handlungen bezeichnet, die im Urteil der überwiegenden Zahl der Menschen als unerwünscht gelten. Dabei stehen vier Kernfragen im Vordergrund:

- Was sind erwünschte und was sind unerwünschte Folgen;
- Wie lassen sich diese Folgen vorhersagen oder wenigstens intersubjektiv gültig abschätzen? (Vorhersagbarkeit der Folgen);
- Welche Möglichkeiten gibt es, Risiken in bestimmte Risikoklassen einzuteilen? (spezielle Charakteristika der Risiken);
- Welche Kombination und welche Verteilung von erwünschten und unerwünschten Folgen legitimieren die Ablehnung oder Zustimmung zu einer riskanten Handlung? (Risikoakzeptanz: welche unerwünschten Folgen sind für die Gesellschaft noch tragbar und welche nicht?).

Figur 1: Übersicht über die Einbettung von Risiken im Energieversorgungssystem



Quelle: [15] mit eigenen Erweiterungen

Um die Fragen insbesondere nach Risikoklassen und die Kombination von erwünschten und unerwünschten Folgen zu beantworten, erweist es sich als zielführend, allen voran zwei Begriffe zu definieren: das Schadensausmass und die Eintrittswahrscheinlichkeit, während andere risikorelevante Aspekte ausgeblendet werden. Dabei handelt es sich um eine Verallgemeinerung der Angaben von relativen Häufigkeiten von unerwünschten Ereignissen. Auf der Basis von Erfahrungen aus der Vergangenheit und der Modellierung der Zukunft wird versucht, begrenzte Prognosen über zukünftige Ereignisse zu erstellen.

- Unter „Schaden“ wird eine von der überwiegenden Zahl der Menschen intuitiv als negativ bewertete Auswirkung einer menschlichen Aktivität oder eines Ereignisses verstanden. Als Schadens- oder Gefährdungspotenzial gilt die Summe der möglichen Schäden, die durch eine Aktivität oder durch ein Ereignis ausgelöst werden könnten.
- Es gibt keine eindeutige Methode zur Bestimmung von Eintrittswahrscheinlichkeiten. Der Begriff Risiko wird dagegen auf die Schadensereignisse angewandt, bei denen Informationen oder auch nur Spekulationen über die relative Häufigkeit dieses Ereignisses über die Zeit vorliegen, der genaue Zeitpunkt des Ereignisses oder zumindest das Ausmass von zyklischen Ereignissen aber ungewiss bleiben. Tritt ein Ereignis immer wieder zu einem bestimmten Zeitpunkt ein (etwa Ebbe und Flut oder Jahreszeitenwechsel), ist dies ein sicheres Ereignis.

2.2 Risikoanalyse und Risikowahrnehmung

- Die Risikoanalyse verwendet wissenschaftliche Methoden mit dem Ziel, möglichst realitätsgetreu die Eintrittswahrscheinlichkeiten von konkreten Schadensfällen oder die Wahrscheinlichkeitsfunktion von Schadensausmassen auf der Basis von Beobachtungen, Modellierung und Szenario-bildung zu bestimmen.

- Die Risikowahrnehmung braucht sich dagegen nicht an den stringenten Kriterien der Risikoanalyse auszurichten. Risikowahrnehmung beruht weitgehend auf persönlichen Erfahrungen, vermittelten Informationen und intuitiven Einschätzungen.

Die Risikoanalyse, die dem naturwissenschaftlich-technischen Risikokzept entspricht, hat die Risikowahrnehmung weitgehend ausgeklammert und beschränkt sich im wesentlichen auf Sach-, Gesundheits- und Umweltschäden. Die psychologische und sozialwissenschaftliche Risikoforschung hat die Grundlage dafür geschaffen, dass auch die gesellschaftliche Risikoerfahrung erfasst und zum Teil erklärt werden kann. Was eine Gesellschaft als Risiko aufgreift oder wahrzunehmen vorgibt, steht deshalb nicht unbedingt im unmittelbaren Zusammenhang mit der Höhe des Risikos, definiert durch Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmass.

Die Beschäftigung mit der Risikowahrnehmung ist aus mehreren Gründen wichtig:

- Menschen richten ihr Verhalten nach ihrer Wahrnehmung und nicht nach wissenschaftlichen Risikomodellen aus.
- Die meisten Menschen sind nicht indifferent gegenüber Verteilungsmustern von Schäden über Zeit und Raum. Ob eine Risikoquelle 1'000 Menschen auf einen Schlag oder 1'000 Menschen kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum schädigt, ist in der Wahrnehmung der meisten Menschen keineswegs das gleiche. Ein typisches Beispiel dafür ist die Wahrnehmung eines selten auftretenden Flugzeugabsturzes mit vielen Todesopfern gegenüber täglich auftretenden Strassenverkehrsoffern. Empirische Studien zur Risikowahrnehmung haben regelmässig gezeigt, dass Risiken technischer Grossunfälle im Bewusstsein der meisten Menschen überrepräsentiert sind, während alltägliche Risiken systematisch unterschätzt werden. Insbesondere ist das mögliche Schadensausmass im Bewusstsein stärker präsent als die Eintrittswahrscheinlichkeit.

2.3 Risikobewertung

Risikobewertung bezeichnet Verfahren, die ein bestehendes Risiko hinsichtlich Akzeptanz und Zumutbarkeit für die Gesellschaft als ganzes oder für Gruppen der Gesellschaft beurteilen. Dabei werden die Abschätzungen und Ergebnisse der Risikoanalyse gemeinsam mit den durch empirische Studien erfassten Risikowahrnehmungen als Informationsbasis für eine rationale Abwägung herangezogen. Beide Informationen sind wichtige Bestandteile der Risikobewertung. Im einzelnen sollte die Risikobewertung folgende Grundsätze beachten:

- Technisch-naturwissenschaftliche Risikoanalysen sind hilfreiche und notwendige Instrumente einer rationalen Risikopolitik. Nur mit ihrer Hilfe lassen sich relative Risiken miteinander vergleichen und Optionen mit dem geringsten Erwartungswert von Schäden auswählen. Sie sind jedoch nicht alleinige Richtschnur.
- Risikoeigenschaften wie Eintrittswahrscheinlichkeit, Schadenspotenzial, Wahrnehmbarkeit, temporale Aspekte, Begrenzbarkeit der Folgen, direkte/indirekte Auswirkungen und Irreversibilität der Folgen sind wesentliche Merkmale der Risikowahrnehmung. Ihr universeller Charakter ermöglicht eine gemeinsame Orientierung gegenüber Risiken und schafft eine Basis für Kommunikation. Dieser Wahrnehmungsprozess kann und soll auch in der Risikobewertung Verwendung finden.
- Die verschiedenen Dimensionen des intuitiven Risikoverständnisses sind zu erfassen und zu messen. Risikowahrnehmung kann aber kein Ersatz für einen rationalen Umgang mit Risiken sein. Man sollte nicht die Bewertung von Risiken zum alleinigen politischen Massstab ihrer Akzeptanz machen.
- Selbst wenn man die besten wissenschaftlichen Erkenntnisse für alle Dimensionen gesammelt hätte (was in der Realität kaum möglich ist), ist damit die Entscheidung über technische Optionen noch lange nicht möglich. Abwägungen zwischen Optionen setzen immer normative Gewichtungen

(Teil unserer gesellschaftlichen und kulturellen Strukturen, der die menschlichen sozialen Aktivitäten reguliert) zwischen den unterschiedlichen Zielen voraus. Wenn es auch klare Regeln für die Messung und Behandlung stochastischer Phänomene gibt, so liegt es in der Natur der Wahrscheinlichkeitsaussagen, dass sich daraus sehr unterschiedliche, sogar diametral entgegengesetzte Handlungsanweisungen ableiten lassen.

Unterschiedliche Risikopräferenzen führen dazu, dass sich die Frage nach der Akzeptanz des Risikos nicht eindeutig lösen lässt und sorgen damit für grosse politische Sprengkraft. Menschen verhalten sich in unterschiedlichem Mass risikofreudig oder -scheu:

- Der Hazardeur ist auf die Folgen fixiert, die ihm den grössten Gewinn versprechen, selbst wenn die Wahrscheinlichkeit für deren Eintreten gering ist.
- Ängstliche Naturen starren wie gebannt auf die Folgen, die besonders grosse Verluste mit sich bringen können, auch wenn deren Eintreffen höchst unwahrscheinlich ist.
- Kühle Rechner werden die Wahrscheinlichkeiten mit den Verlust- und Gewinnzahlen multiplizieren und diejenige Option auswählen, die ihnen den grössten Erwartungsnutzen versprechen.

2.4 Risikokonzept

Wie obige Begrifflichkeiten zeigen, ist es wesentlich, alle Teilaspekte der Risiken in einem ausgewogenen Verhältnis miteinander zu kombinieren. Um diesem Aspekt gerecht zu werden, wird in [16] ein Risikokonzept vorgeschlagen, das fünf Elemente umfasst:

- Ein ideales Verständnis von Risiko, das den objektiven Grad der Gefährdung widerspiegelt;
- Eine naturwissenschaftlich-technische Risikoabschätzung, die auf der Basis von Beobachtung und Modellbildung eine möglichst genaue Kenntnis der relativen Häufigkeiten von Schadensereignissen gemittelt über Zeit und Raum anstrebt, wobei diese Modellbildung mit zahlreichen Unsicherheiten verbunden sein kann;
- Eine allgemeine Risikowahrnehmung, die auf einer intuitiven Risikoerfassung und deren individueller oder gesellschaftlicher Bewertung beruht;
- Eine intersubjektive Risikobewertung, die auf einem oder mehreren Verfahren der rationalen Urteilsfindung über ein Risiko in Bezug auf dessen Akzeptabilität beziehungsweise Zumutbarkeit für die Gesellschaft als Ganzes oder bestimmter Gruppen und Individuen beruht;
- Ein ausgewogenes Risikomanagement, das die geeigneten und angemessenen Massnahmen und Instrumente zur Reduzierung, Steuerung und Regulierung von Risiken je nach Risikotyp zusammenfasst.

3 Energiespezifische Risiken

Der Energieartikel (Art. 89) der Bundesverfassung verlangt von Bund und Kantonen eine "im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch". Die drei Pfeiler Gesellschaft, Umwelt und Wirtschaft bilden auch die Grundlage der Nachhaltigkeitsdefinition von Brundtland.

Es bietet sich an im Bereich Gesellschaft Gesundheits- und soziopolitische Risiken zu unterscheiden, im Bereich Umwelt ökologische Risiken und im Bereich Wirtschaft finanzielle Risiken. Die vorgestellten Risiken werden jedoch nicht quantifiziert.

Es werden zwei Risikoklassen unterschieden:

- Typ I: Gesellschaftsrisiken, Umweltrisiken, finanziellen Risiken und politische Risiken;
- Typ II: "Wertschöpfungsstufen-Risiken". In Anlehnung an Quelle [12] werden folgende Wertschöpfungsstufen unterschieden: Energiebereitstellung, Systembetrieb, Übertragung (Transport), Verteilung, Detailhandel, Grosshandel.

Bei der weiteren Aufteilung der Typ I-Risiken ist zu unterscheiden zwischen Primär- und Sekundärrisiken. Als Primärrisiken werden unmittelbare Folgen einer Handlung bezeichnet, während Sekundärrisiken Risiken sind, die aus Primärrisiken abgeleitet werden können. Als Primärrisiken kommen alle Bereiche der Nachhaltigkeit in Frage, bei Sekundärrisiken nur finanzielle Risiken.

Beispiele:

- Primärrisiken: Gesundheitsrisiken als Folge eines möglichen Betriebsunfalles, ökologische Risiken wie Klimaerwärmung als Folge von Treibhausgasemissionen, finanzielle Risiken als Folge von Stromhandel oder Kraftwerk-Zubau;
- Sekundärrisiken: finanzielle Risiken als Folge von möglichen Gesundheitsrisiken (Folgen für das Gesundheitssystem durch Atembeschwerden bedingt durch den Ausstoss von Luftschadstoffen).

Um die verschiedenen Risiken in einem Energiesystem zu qualifizieren, werden als erstes mögliche Typ I-Risiken im Bereich Gesellschaft, Umwelt, Wirtschaft und Politik benannt, um danach (siehe Kapitel 3.5 und Anhänge 1-4) die Typ I- mit den Typ II-Risiken zu verbinden.

3.1 Gesellschaftsrisiken

Als Gesellschaftsrisiken werden nachfolgend Gesundheits- und soziopolitische Risiken unterschieden.

Gesundheitsrisiken beinhalten die Verletzung von körperlichem, seelischem und sozialem Wohlbefinden und können weiter unterteilt werden nach:

- heilbaren Verletzungen, Krankheiten und dauernder Invalidität;
- unmittelbaren Todesfällen, solchen nach längerer Krankheit oder nach jahrzehntelanger symptomfreier Latenzzeit;
- Missbildungen verursachende Schäden und Veränderungen am Erbgut;
- Angst, psychischen Stress, der zur Einschränkung der Handlungsfähigkeit und zur Arbeitsunfähigkeit führen kann.

Soziopolitische Risiken: Versorgungssicherheit, Auslandabhängigkeit, Terrorismus, Proliferation, Zugänglichkeit zu Energie beziehungsweise zu energieabhängigen Dienstleistungen (Zwei- oder Mehr-Klassen-Gesellschaft).

3.2 Umweltrisiken

Ökologie ist die Lehre der Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt.

Aus Energiesystemsicht beinhalten Umweltrisiken somit Emissionen und Immissionen vor allem durch Treibhausgase (Klimaänderung), Luftschadstoffe, Belastungen von Böden und Wasser und Landschaftsveränderungen.

3.3 Finanzielle Risiken

Risiken können zum Teil monetarisiert werden. Die grosse Unsicherheit besteht allerdings in der Einschätzung des finanziellen Risikos einer bestimmten Handlung, die mit Risiken verbunden ist. Finanzielle Risiken können als Folge unmittelbaren Handelns oder als Folgewirkung eines Primärrisikos auftreten. Bei den nachfolgenden Aufstellungen werden nur finanzielle Primärrisiken betrachtet.

Ein wichtiges finanzielles Primärrisiko ist zum Beispiel die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die sowohl im Energie- als auch im Elektrizitätssektor teuer ist. Gleichzeitig ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Nichtgewährleistung der Versorgungssicherheit zu noch höheren finanziellen Ausfällen führen kann.

3.4 Politische Risiken

Unter politischen Risiken werden Risiken verstanden, die auf eine blockierte Energiepolitik, unzureichende Kommunikation zwischen Interessensgruppen und das Fehlen von langfristigen Entscheidungen zurückzuführen sind. Diese werden ausführlich im Exkurs 14 diskutiert.

Als Beispiel sei erwähnt, dass es klar ist, dass die fossilen Ressourcen beschränkt sind und somit ausgehen werden, unsicher ist aber der Zeitpunkt. Die heutige Debatte thematisiert leider vor allem die Frage nach dem "Wann" statt vielmehr die Frage nach dem "Wie weiter" nach dem fossilen Zeitalter.

3.5 Bemerkungen

In den Anhängen 1-4 sind Übersichten zu möglichen Risiken in Form von Kreuztabellen mit Typ I- und Typ II-Merkmalen angefügt. Diese Darstellungen erheben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, sondern sollen vielmehr die Vielfalt der zu unterscheidenden Risiken aufzeigen. Um eine Vergleichbarkeit von Risiken zu erhalten, ist es sinnvoll, eine nutzungsgewichtete Grösse zu verwenden, im Energiebereich bei Gesundheitsrisiken Todesfälle pro GWh oder bei finanziellen Risiken CHF pro GWh.

Im weiteren wird auch keine Wertung vorgenommen. Die zeitliche Dimension, die in solchen statischen Betrachtungen verloren geht, ist ebenfalls von Bedeutung. So sind zum Beispiel in Bezug auf die allgemeinen Wertvorstellungen Fragen über die Langzeitauswirkungen gewisser Risiken entscheidend und auch der Beurteilung von möglichen Schäden die in ferner Zukunft entstehen können im Vergleich zu Bedrohungen, die unmittelbar bevorstehen können.

4 Studien zu Risiken im Energiebereich

Umfassende Studien, in denen für das gesamte Energiesystem sowohl Risikoanalysen als auch die Risikowahrnehmung und eine Risikobewertung durchgeführt werden, gibt es keine. Vielmehr werden zu Einzelthemen Analysen und Studien durchgeführt, die für sich interessant sind, aber Vergleiche mit anderen Studien meist erschweren oder verunmöglichen, da die Fragestellung und die Voraussetzungen beziehungsweise Annahmen nicht vergleichbar sind. Dies führt in der Regel dazu, dass je nach Standpunkt die Studien umstritten sind. Nachfolgend wird ausdrücklich keine Wertung über die Qualität der Studien vorgenommen.

Bezugnehmend auf Figur 1 werden einige Arbeiten nach Risikoanalyse, -wahrnehmung und -bewertung aufgelistet und kurz zusammengefasst:

- Risikoanalyse:
 - Risiken von Energieversorgungssystemen (Quelle: [4]);
 - Severe Accidents in the Energy Sector (Quelle: [5]);
 - WHO: Health effect of the Chernobyl accident: an overview 2006 (Quelle: [17]).
- Risikowahrnehmung:
 - Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035 (Quelle: [6]);
 - Marginale Zahlungsbereitschaft für eine erhöhte Internalisierung des Risikos von Kernkraftwerken (Quelle: [18]);
 - Zahlungsbereitschaft für die Verhinderung einer globalen Klimaerwärmung (Quelle: [11]).
- Risikobewertung:
 - Katarisk (Quelle: [7], [8], [9]).

4.1 Risikoanalyse

4.1.1 Risiken von Energieversorgungssystemen

Die Studie „Risiken von Energieversorgungssystemen“ (Quelle: [4]) wurde von A. F. Fritzsche im Rahmen der Expertengruppe Energieszenarien (EGES) im Jahre 1988 durchgeführt und untersucht Risiken von Energiesystemen zur Stromerzeugung. Sie wurde als Literaturübersicht konzipiert.

Der Bericht beschränkt sich auf Gesundheitsrisiken aufgeteilt in Risiken für Berufsleute und für die übrige Bevölkerung. Dabei werden innerhalb der Erzeugungstechnologien Erkrankungs-, Todesfall- und Unfallrisiken unterschieden und nach Wertschöpfungsstufen aufgeteilt, begonnen beim Abbau der Rohstoffe bis zur Stilllegung der Kraftwerke beziehungsweise bis zur Endlagerung der Abfälle. Bei dieser Arbeit handelt es sich in erster Linie um eine reine Risikoanalyse, weshalb als Vergleichsgrösse die Anzahl Erkrankungs-, Todes- oder Unfälle pro Gigawattjahr angegeben wird. In einem Zusatzkapitel werden die Risiken von seltenen Grossunfällen betrachtet, was der Idee der Risikowahrnehmung nahekommt.

Die Quantifizierung von Gesundheitsrisiken ist schwierig, weil für zahlreiche Technologien keine umfassenden Untersuchungen existieren und es sich bei Unfällen im Energiesystem in den meisten Fällen um seltene Ereignisse handelt, so dass eine statistische Analyse erschwert wird. Während die Auswirkungen eines Kernkraftwerkunfalls am häufigsten untersucht wurden, fehlen für die Wasserkraftnutzung solche Untersuchungen weitestgehend. Dabei ist insbesondere auch zu berücksichtigen, dass die Sicherheitsvorschriften und Sicherheitsvorkehrungen in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich sind, so dass Analogschlüsse vom Studienland auf die Schweiz schwierig sind. Aus diesem Grund werden im letzten Teil der Arbeit anhand konkreter Energieoptionen für die Schweiz die Risiken entsprechend des Stromverbrauchs und der Angebotsvarianten aufsummiert und erlauben damit Vergleiche zwischen den Szenarien.

Was die quantitativen Resultate der Studie anbelangt, werden diese an dieser Stelle nicht zitiert und zwar aus mehreren Gründen:

- Die Studie ist bereits knapp 20 Jahre alt. Seither hat die Diskussion über Risiken erst richtig eingesetzt, was zur Folge hat, dass die Mess- und Beurteilungsmethoden sich verbessert haben;

- Bei den erneuerbaren Energien wie Wind, Biomasse und Geothermie wurden technologisch wesentliche Fortschritte erzielt. Somit dürften die Abschätzungen aus dieser Studie heute keine Gültigkeit mehr haben.
- Die Berücksichtigung von Gesundheitsrisiken ist wichtig aber aus heutiger Sicht sind in Bezug auf die ethischen Grundsätze gemäss Figur 1 auch Fragen der Umwelt mitzuberücksichtigen.

4.1.2 Severe Accidents in the Energy Sector

Das Paul Scherrer Institut (PSI) hat die Datenbank ENSAD (Energyrelated Severe Accident Database) über weltweit schwere Unfälle im Energiebereich erstellt und diese im Jahre 1998 in einer umfassenden Arbeit vorgestellt (Quelle: [5]).

Als schwerer Unfall wird ein Ereignis definiert, bei dem mindestens eines der nachfolgenden Kriterien eintritt:

- Mindestens 5 Todesfälle;
- Mindestens 10 Verletzte;
- Mindestens 200 Evakuierte;
- Ein weit reichendes Verbot des Verzehrs von Lebensmitteln;
- Eine Freisetzung von mindestens 10'000 Tonnen Kohlenwasserstoffen;
- Die Säuberung einer Land- oder Wasserfläche von mindestens 25 km²;
- Wirtschaftliche Schäden von mindestens 5 Millionen USD (Preisstand 2000).

Damit werden in dieser Arbeit alle Nachhaltigkeitskriterien mitberücksichtigt, was gegenüber der ersten Studie zu wesentlich umfassenderen Aussagen genutzt werden kann. In Quelle [13] hat das PSI eine Zusammenfassung publiziert, der auch die nachfolgenden Figuren 2 und 3 entnommen wurden. In Figur 2 werden die relativen Anteile der Unfalltodesopfer pro Element der Wertschöpfungskette nach Energieträger ausgewiesen. Daraus wird ersichtlich, dass bei Kohle, Wasserkraft und Kernenergie die Risiken auf jeweils eine Wertschöpfungsstufe konzentriert sind, während beim Erdöl und Erdgas die Risiken gleichmässiger über die verschiedenen Stufen auftreten. Von den 18'400 Einträgen bis ins Jahr 2000 sind rund 3'100 als schwere Unfälle deklariert, wovon knapp 2'100 mit fünf oder mehr Todesfällen. Davon ereigneten sich rund 75 Prozent in Nicht-OECD-Ländern. Die schweren Unfälle haben trotz Technologieverbesserungen im Energiebereich seit den späten sechziger Jahren zugenommen, parallel zum Bevölkerungswachstum und dem steigenden Energieverbrauch. Katastrophen in hoch entwickelten Ländern führen häufig zu immensen wirtschaftlichen Schäden, wobei nur vergleichsweise wenige Todesopfer zu beklagen sind, während es in weniger entwickelten Ländern tendenziell umgekehrt ist. Um bei den Kernkraftwerken Risiken für die Bevölkerung abzuschätzen, hat das PSI ein „Probabilistic Safety Assessment“ (PSA, siehe Figur 3) durchgeführt. Dieses Verfahren wird in Quelle [5] beschrieben.

Das Gros der Unfälle in den fossilen Umwandlungsstufen ereignen sich nicht im Kraftwerk, sondern in anderen Gliedern der Energiekette, während die Wasserkraft nur Unfälle im Bereich Staudamm/Reservoir kennt. Bei den fossilen Energieträgern ist Flüssiggas am unfallträchtigsten, aber auch Erdöl und Kohle schneiden bedeutend schlechter ab als Erdgas.

Die Arbeit des PSI nimmt keine Risikobewertung vor, da die Risikowahrnehmung weder beurteilt noch taxiert wird. Da aber gemäss Quelle [16] die Wahrnehmung des Risikos nicht unabhängig von der Risikoanalyse ist und sich deshalb auf Dauer nur die Risikowahrnehmungen durchsetzen, die sich mit

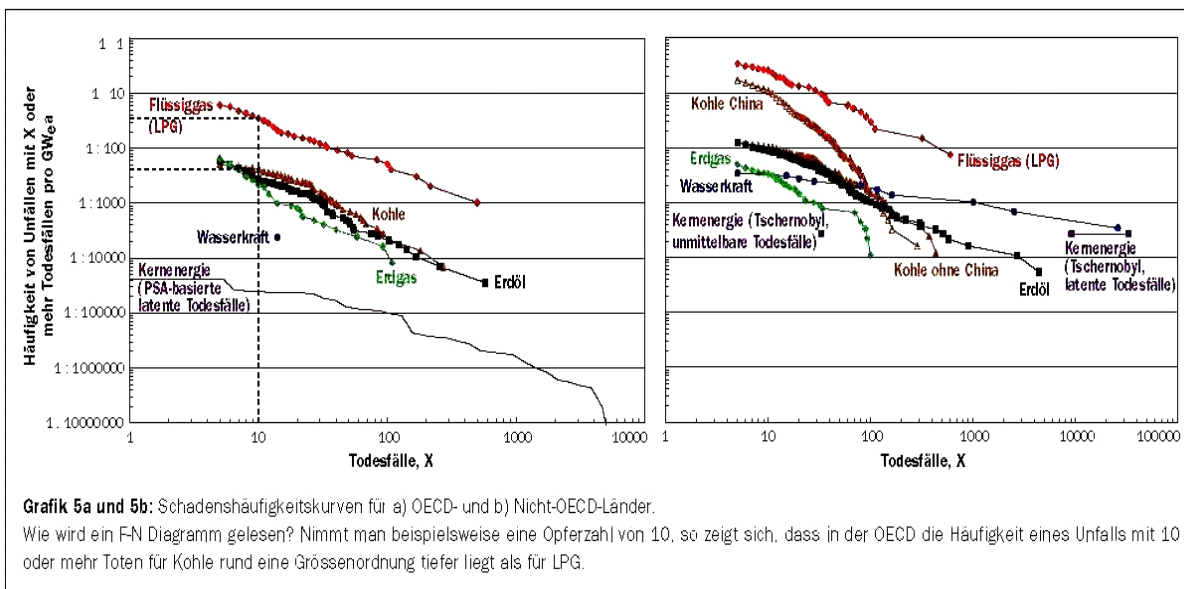
der Erfahrung von realen Schäden decken, könnte diese umfassende Datenbank als wichtigste Arbeit für eine weiterführende Diskussion auch zur Risikowahrnehmung und Risikobewertung dienen.

Figur 2: **Relative Anteile der Unfalltodesopfer in der Wertschöpfungskette**

	Kohle	Erdöl	Erdgas	Wasserkraft	Kerneergie
Exploration und Förderung/Aufbereitung	Explosionen und Feuer in Kohlebergwerken	Bohrlochausbrüche, Unfälle auf Bohrplattformen auf See	Bohrlochausbrüche, Unfälle auf Bohrplattformen auf See		
Fertransport		Tankerunfälle auf See	Pipelineunfälle		
Verarbeitung/Speicherung		Prozessunfälle in Raffinerien und Tankfarmen			
Regionale/Lokale Verteilung		Umkippen und Kollisionen von Tanklastzügen	Pipelineunfälle		
Kraftwerke oder Heizungen			Prozessunfälle	Überlauf oder Bruch des Staudamms	Kernschmelze mit grosser Freisetzung von Radioaktivität
Abfallbehandlung/-entsorgung					
	0–5%	5–15%	15–30%	30–60%	60–100%

Quelle: [13]

Figur 3: **Schadenshäufigkeiten für OECD- (links) und Nicht-OECD-Länder (rechts)**



Quelle: [13]

4.1.3 Studie der Weltgesundheitsorganisation zum Unfall von Tschernobyl

Am 26. April 1986 ereignete sich in Tschernobyl als Folge einer Kernschmelze und Explosion im Kernreaktor Tschernobyl Block 4 eine Katastrophe. Nach der Katastrophe hatten hunderttausende Helfer, sogenannte „Liquidatoren“, einen provisorischen Betonmantel um den explodierten Reaktor errichtet, der inzwischen an vielen Stellen eingerissen ist und einzustürzen droht. Die Weltgesundheitsorganisation (Quellen: [14], [17]) hat einen Bericht erstellt, in dem drei Personengruppen unterschieden werden:

- Liquidatoren: rund 600'000 Feuerwehrleute und Aufräumarbeiter aus allen Teilen der Sowjetunion.
- Stark exponierte Personengruppe der Bevölkerung: gut 600'000 Personen. Diese Gruppe hat, aufsummiert über die letzten 20 Jahre etwa eine Verdoppelung der Dosis gegenüber der natürlichen Strahlung aufgenommen.
- Schwach exponierte Personengruppe der Bevölkerung: rund fünf bis sechs Millionen Personen.

Gesundheitliche Schadensbilder

Es können verschiedene Krankheitsbilder auftreten:

- Akute Strahlenkrankheit;
- Schilddrüsenkrebs: es wurde eine deutliche Zunahme festgestellt, insbesondere bei Personen, die im Zeitpunkt des Unfalls Kinder oder Jugendliche waren. In Weissrussland, Russland und der Ukraine sind in dieser Bevölkerungsgruppe seither knapp 5'000 Erkrankungen gemeldet worden. Ein Zusammenhang mit der Strahlung von Tschernobyl gilt als gesichert;
- Leukämie und andere Krebsarten: die Ergebnisse sind für eine gesicherte Aussage noch nicht ausreichend. Die WHO hat vor allem die von Hiroshima und Nagasaki her bekannten Dosis-Wirkungs-Beziehungen abgeschätzt, wie viel strahlenbedingte Krebstodesfälle eintreten können. Für 200'000 Liquidatoren sind dies 2'200, für 135'000 Evakuierte aus der 30 km Zone 160 und für 270'000 Bewohner des stark kontaminierten Gebietes 1'600, zusammen also 3'960. Für diese insgesamt rund 600'000 stark exponierten Personen ist, unabhängig von der Strahlung eine gesamte Krebstodeszahl von rund 120'000 Personen zu erwarten;
- Erbschäden: Mit den vorliegenden Untersuchungen ist es der WHO nicht gelungen, einen strahlenbedingten Einfluss auf Fruchtbarkeit, Anzahl der Totgeburten, Häufigkeit von Missbildungen Neugeborener sowie allgemeine Gesundheit, Überlebenschancen und Intelligenz von Kindern strahlenexponierter Eltern nachweisen zu können;
- Katarakte (Grauer Star): Trübungen der Augenlinse bei Personen mit hohen Dosen wurden festgestellt;
- Herzkreislauferkrankungen: Erfahrungen aus der Strahlentherapie haben gezeigt, dass ionisierende Strahlung mit hohen Dosen Herzkreislauferkrankungen auslösen kann. Bei russischen Liquidatoren wurde eine eindeutige Zunahme beobachtet;
- Psychologische Effekte: Unsicherheit, Umsiedelung, Entwurzelung, gesellschaftliche Stigmatisierung, sinkender Lebensstandard, Angst vor gesundheitlichen Folgen und dergleichen mehr haben zu erheblichem psychischem Stress mit negativen Auswirkungen auf die Gesundheit geführt. Alkohol und Tabakkonsum haben deutlich zugenommen und die Selbstmordrate ist gravierend gestiegen. Es sind diese psychologischen Effekte, die Tschernobyl zum bisher grössten Industrieunfall in der Menschheitsgeschichte machen. Diese Todesfälle überwiegen die Strahlenopfer um ein Vielfaches.

Während obige Betrachtungen auf Individualdosen beruhen, wird vor allem in Quelle [3] darauf hingewiesen, dass auch Kollektivdosen zu berücksichtigen sind. Kollektivdosen sind die Summe der Individualdosen aller einer Strahlung ausgesetzten Personen innerhalb eines bestimmten Bereichs. Gemäss Quelle [3] könnten diese Kollektivdosen, dessen glaubwürdigste Schätzung gemäss diesem Bericht 600'000 Personen-Sievert beträgt und die zu 36 Prozent auf die Bevölkerung von Weissrussland, der Ukraine und Russland entfallen, zu 53 Prozent auf das übrige Europa und 11 Prozent auf die übrige Weltbevölkerung, weitere rund 30'000-60'000 zusätzliche Todesfälle fordern.

4.2 Risikowahrnehmung

4.2.1 Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035

Diese Studie wird integral als Exkurs 14 publiziert (Quelle: [6]). Deshalb wird an dieser Stelle nicht weiter darauf eingegangen.

4.2.2 Marginale Zahlungsbereitschaft für eine erhöhte Internalisierung des Risikos von Kernkraftwerken

Die Untersuchung „Marginale Zahlungsbereitschaft für eine erhöhte Internalisierung des Risikos von Kernkraftwerken“ (Quelle: [18]), die von Prof. Zweifel am sozialökonomischen Institut der Universität Zürich durchgeführt wurde, „setzte sich zum Ziel herauszufinden, wieviel die schweizerischen Stimmbürger zusätzlich über den Strompreis für eine erhöhte finanzielle Sicherheit bei einem schweren nuklearen Unfall zu zahlen bereit sind.“

Diese Fragestellung wurde mit dem Ansatz der marginalen Zahlungsbereitschaft untersucht. Dabei kamen die Studiennehmer zum Schluss, „dass die marginale Zahlungsbereitschaft für mehr finanzielle Sicherheit durch erhöhte Versicherungsdeckung über den geltenden Betrag von 1 Mrd. CHF hinaus eindeutig von Null verschieden ist; mehr als die Hälfte der Befragten ist bereit, 0.12 Rp. pro kWh und mehr dafür zu bezahlen. Die marginale Zahlungsbereitschaft sinkt jedoch mit zunehmender Versicherungsdeckung ab und erreicht noch vor der vollen Deckung den Nullwert.“

In einem Kommentar zur Studie hält Prof. Borner vom Institut für angewandte Wirtschaftsforschung der Universität Basel fest, „dass die Studie nicht die marginale Zahlungsbereitschaft für die Reduktion des Risikos eines Schadensfalls, sondern die marginale Zahlungsbereitschaft für die Versicherungsdeckung für private finanzielle Schäden ermittelt.“ Daraus schliesst er, dass „die Studie wenig bis kaum relevant ist für das, was die Menschen wirklich bewegt. Wenn ganze Landstriche für lange Zeit unbewohnbar würden, interessiert es mich wenig, ob mein Auto und meine Fensterscheiben versichert waren!“

4.3 Risikobewertung

4.3.1 Katarisk: Katastrophen und Notlagen in der Schweiz; Eine Risikobeurteilung aus Sicht des Bevölkerungsschutzes

Das Bundesamt für Zivilschutz hat eine vergleichende Übersicht über die Katastrophen und Notlagen in der Schweiz aus dem Jahre 1995 überarbeitet, aktualisiert und ergänzt (Quellen: [7], [8], [9]). Alle Berichte sind unter www.katarisk.ch erhältlich (Stand Oktober 2006). In einer Risikoanalyse wurden die Gefahren bezüglich ihrer Häufigkeit und des erwarteten Schadensausmasses anhand von Schadenindikatoren beschrieben und quantifiziert. Die Risikobewertung berücksichtigte sodann die Zahlungsbereitschaft der Gesellschaft zur Verhinderung von Schäden sowie eine Risikoaversion gegenüber Grossereignissen. Mit dem Aversionsfaktor wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die

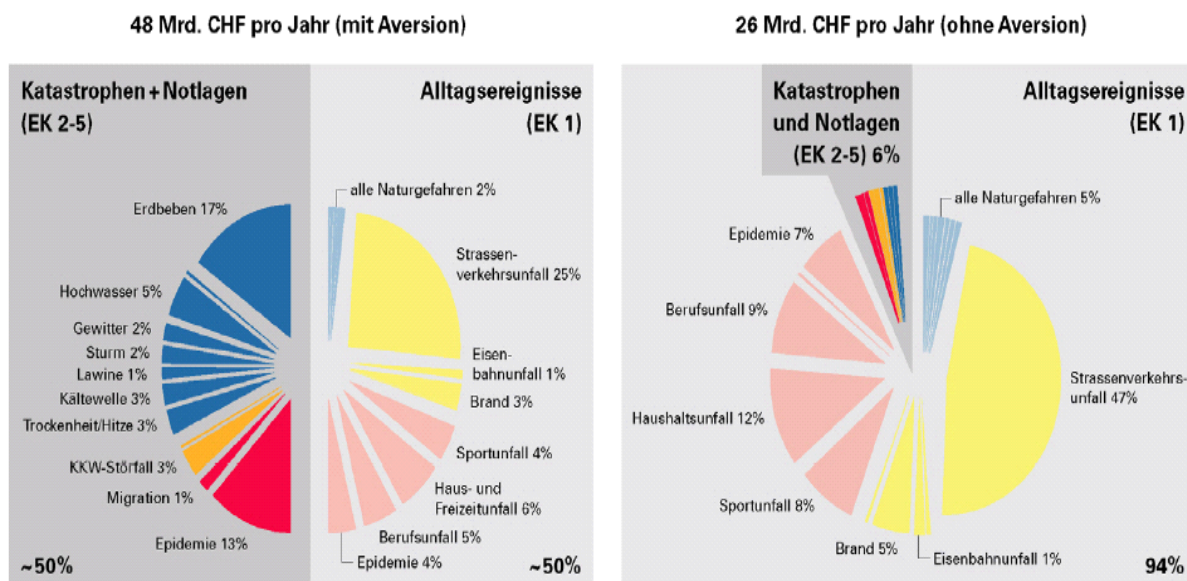
Risikoaversion in Abhängigkeit von der Schwere des Ereignisses zunimmt. In der Katarisk-Studie wurde eine exponentielle Zunahme unterstellt.

Als technische Gefahren aus dem Energiebereich wurden der

- „Notfall bei Stauanlagen“: Versagen mit Bruch oder Überflutung von Talsperren, welche mindestens 10 m Stauhöhe über Niederwasser des Gewässers beziehungsweise über Geländehöhe aufweisen oder bei wenigstens 5 m Stauhöhe einen Stauraum von mehr als 50'000 m³ abschliessen. Solche Ereignisse sind unter anderem auch infolge von Fels- und Bergstürzen in einen Stausee denkbar;
- „KKW-Störfall“: Unfälle mit einer Freisetzung radioaktiver Substanzen. Freisetzen infolge eines Naturereignisses werden im Schadensbild der entsprechenden Naturgefahr berücksichtigt.

Figur 4 zeigt auf, wie sich das gesamte monetarisierte Risiko über die Ereignisklassen, ohne und mit der Berücksichtigung einer Aversion gegenüber Katastrophen und Notlagen zusammensetzt – aufgeschlüsselt auf Alltagsereignisse sowie Katastrophen und Notlagen. Der Anteil der Risiken infolge Katastrophen und Notlagen am Gesamtrisiko schwindet ohne die Berücksichtigung der Aversion auf unter 10 Prozent. Das gesamte monetarisierte Risiko mit Aversion ist rund zweimal grösser als ohne Aversion.

Figur 4: **Zusammensetzung des monetarisierten Risikos in Alltagsereignisse und Katastrophen und Notlagen mit und ohne Aversion**



Quelle: [7]

4.4 Andere Studien

Nachfolgend werden noch zwei Studien erwähnt, die nur am Rande einen Zusammenhang zum Thema Risiken im Energiebereich aufweisen. Deshalb wird darauf nicht weiter eingegangen:

Zahlungsbereitschaft für die Verhinderung einer globalen Klimaänderung (Quelle: [11]);

Verbesserte Deckung des Nuklearrisikos zu welchen Bedingungen? (Quelle: [19] mit Koreferaten).

5 Schlussfolgerungen

- Das Betreiben von Energiesystemen ist mit Risiken verbunden;
- Die Einschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit von Unfällen ist schwierig. Je mehr Fachwissen vor allem über die Technologien und Funktionsweise der einzelnen Systemkomponenten vorhanden ist, desto besser kann diese Eintrittswahrscheinlichkeit abgeschätzt und beurteilt werden, um verlässliche Abschätzungen machen zu können;
- Die Abschätzung des Schadensausmasses von Unfällen ist mit grossen Unsicherheiten verbunden. Diese Unsicherheiten nehmen tendenziell mit der Höhe des Schadensausmasses zu;
- Die Monetarisierung von Risiken ist ein Versuch, unterschiedliche Risikoarten vergleichbar zu machen. Dabei ist die Festsetzung von Risiko-Vermeidungskosten in Form von Zahlungsbereitschafts-Beiträgen eine Schlüsselgrösse gleichzeitig aber nicht objektivierbar;
- Bereits bei der Risikoanalyse bestehen zwischen einzelnen Studien grosse Unterschiede. Es erstaunt deshalb nicht, dass unter Berücksichtigung von zusätzlichen Elementen der Risikowahrnehmung die Risikobewertung, je nach Technologie, Bandbreiten aufweist, die keine grosse Aussagekraft mehr haben;
- Literaturübersichten haben den Vorteil, dass sie sich auf breite Grundlagen abstützen können. Die Auswahl der darin berücksichtigten Arbeiten ist allerdings nicht immer transparent und die Resultate nicht immer plausibel und vergleichbar;
- Risiken zu Kernenergieunfällen sind am besten dokumentiert und werden gleichzeitig am kontroversesten diskutiert. Innerhalb des Energiesystems ist die Eintrittswahrscheinlichkeit eines grossen Unfalls im Vergleich zu anderen Technologien klein, aber das Schadensausmass ist gross. Die Risikoanalyse kann diese Differenzierungen nicht vornehmen, weshalb die Risikowahrnehmung von Bedeutung ist;
- Grundlagenarbeiten sind auf dem Gebiet der Risikoanalyse für alle Technologien notwendig. Ebenso wichtig ist es, dieses Wissen so aufzubereiten, dass es für die Bevölkerung möglich ist, dieses in ihre Risikowahrnehmung und -beurteilung zu integrieren.

Literaturverzeichnis Exkurs 13

- [1] Ecoplan: Energieperspektiven 2035 – Volkswirtschaftliche Auswirkungen. Bern 2007.
- [2] Ewers Hans-Jürgen, Klaus Rennings: Abschätzung der Schäden durch einen sogenannten „Super-Gau“. Prognos-Schriftenreihe „Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung“ Basel 1992.
- [3] Fairlie Ian, David Sumner: The other report on Chernobyl (TORCH) An independent scientific evaluation of health and environmental effects 20 years after the nuclear disaster providing critical analysis of a recent report by the international atomic energy agency (IAEA) and the world health organisation (WHO). Berlin, Brussels, Kiev 2006.
- [4] Fritzsche A. F.: Risiken von Energieversorgungssystemen. Expertengruppe Energieszenarien Schriftenreihe Nr. 21. Bern 1988.
- [5] Hirschberg Stefan, G. Spiekermann, R. Dones: Severe Accidents in the Energy Sector. PSI Bericht Nr. 98-16. Villigen 1998.
- [6] Holenstein Matthias: Risikowahrnehmung und Thesen zur Debatte Energieperspektiven 2035 Übersicht zur Risikowahrnehmung von Interessensvertretern. Stiftung Risiko-Dialog, St. Gallen 2006.
- [7] Katarisk: Katastrophen und Notlagen in der Schweiz: Ergebnisse der Risikobewertung. Bern 2004.
- [8] Katarisk: Katastrophen und Notlagen in der Schweiz: Erläuterung der Methode. Bern 2004.
- [9] Katarisk: Katastrophen und Notlagen in der Schweiz: Grundlagen und Informationen zur Risikobewertung: Angaben pro Gefahrenart. Bern 2004.
- [10] Krewitt Wolfram, B. Schломann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Stuttgart 2006.
- [11] Ledergerber Elmar, W. Ott, R. Iten, D. Peter, B. Jäggin: Zahlungsbereitschaft für die Verhinderung einer globalen Klimaänderung. Bundesamt für Energiewirtschaft. Bern 1994.
- [12] Plaut: Vorprojekt Marktmodelle (Schlussbericht). BFE. Bern 2003.
- [13] PSI: Schwere Unfälle im Energiebereich. Energie-Spiegel. Villigen 2005.
- [14] Roth Eike: Tschernobyl: Die IAEA spricht von 56, Greenpeace von 93000 Todesopfern. Wer hat Recht?. Energie-Fakten. 2006.
- [15] Streffer et. al: Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung. De Gruyter. Berlin 2005.
- [16] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltrisiken (WBGU): Welt im Wandel: Strategien zur Bewältigung globaler Umweltrisiken. Springer. Berlin 1999.
- [17] WHO. Health effect of the Chernobyl accident: an overview. 2006.
- [18] Zweifel Peter, Yves Schneider: Marginale Zahlungsbereitschaft für eine erhöhte Internalisierung des Risikos von Kernkraftwerken. BFE. Bern 2002.

- [19] Zweifel Peter, Roland Umbricht: Verbesserte Deckung des Nuklearrisikos zu welchen Bedingungen? BFE. Bern 2002.

Anhang 1: Übersicht über die einzelnen Prozesse des Energieversorgungssystems

Tabelle 1:	Abbau, Rohstoffe (Primärenergieträger)	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Strom	---	---	---	Bau und Betrieb von Kraftwerken (Turbine, Generator, Transformator)	Systemdienstleistungen, Kraftwerkabruf, Koordination von Kraftwerks- und Übertragungsnetzinvestitionen	Planung, Bau und Betrieb von Übertragungsnetzen (Hoch- und Höchstspannung) zum Transport von Strom über weite Distanzen	Planung, Bau und Betrieb von Verteilnetzen (Nieder- und Mittelspannung) zur regionalen und lokalen Verteilung von Strom	Kauf und Verbrauch von Strom der Endverbraucher (Licht, elektrische Geräte, Elektroheizungen)	Handel, Ein- und Verkauf von Strom in grossen Mengen (Spot- und Terminhandel)
Wärme	---	---	---	Bau und Betrieb von Anlagen (WKK, KVA, ARA)	---	---	Fernwärmenetze	Kauf und Verbrauch von Wärme der Endverbraucher (Heizungen)	Handel, Ein- und Verkauf von Heizöl in grossen Mengen
Treibstoff	---	Bau und Betrieb von Erdölraffinerien	---	---	---	Treibstofftransport	<ul style="list-style-type: none"> • Tankstellennetz • Kauf von Treibstoff (Land-, Wasser-, Luftverkehr) 	Verbrauch von Treibstoff (Land-, Wasser-, Luftverkehr)	Handel, Ein- und Verkauf von Treibstoff in grossen Mengen

Tabelle 2: Energieträger									
	Abbau, Rohstoffe (Primärenergieträger)	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Fossile Energieträger									
Erdöl	Rohölgewinnung on- und offshore (Prospektion, Tiefbohrung, Bau und Betrieb von Ölforde-rungsanlagen)	Erdölraffination (Destillation, Crack- und andere chemi-sche Prozesse)	Öltransport (Eisenbahn, Schiff, Stras-se, Pipeline)	Bau und Betrieb des Ölkraftwerks			Tankstellennetz	Installation und Betrieb von Ölhei-zungen	Rohöl, Heizöl, Benzin, Diesel
Erdgas	Erdgasgewinnung on- und offshore (Prospektion, Tiefbohrung, Bau und Betrieb von Gasfor-derungsanlagen)	Gasverarbeitung (Trocknung, Reini-gung, Beimischung Odoriermittel)	Gastransport (Pipeline, Schifftransport [LNG])	Bau und Betrieb des Erdgaskraft-werks			Tankstellennetz	Installation und Betrieb von Gashei-zungen, Gaskochherd	Erdgas, LNG
Kohle (Braun- und Steinkohle)	Kohlengewinnung, Kohlenförderung (Berg- und Tagbau)	<ul style="list-style-type: none"> • Kohlenaufberei-tung (brechen, sortieren und sonstige Aufbe-ereitung) • Entsorgung der Verbrennungs-rückstände 	Kohlentrans- port (Eisen- bahn, Schiff, Lastkahn, Strasse, Pipe- lines [Koh- lestaub in Wasser])	Bau und Betrieb des Kohlekraft- werks					Braunkohle, Steinkohle

	Abbau, Rohstoffe (Primärenergieträger)	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Nuklear	Uranerzförderung (Berg- und Tagbau, in situ)	<ul style="list-style-type: none"> • Uranverarbeitung: Erzaufbereitung, Konversion, Anreicherung, Umwandlung, Herstellung von UO₂-Pillen, Fabrikation von Brennstoffelementen) • Wiederaufbereitung des Brennstoffs (Abtrennung von Restbestandteilen an spaltbarem Material) • Nukleare Entsorgung (Beseitigung aller in den verschiedenen Prozessstufen laufend entstehenden radioaktiven Abfälle, Demontage und endgültige Stilllegung aller in diesem Zyklus verwendeten technischen Anlagen.) 	Nukleare Transporte	Bau und Betrieb des Kernkraftwerks					

	Abbau, Rohstoffe (Primärenergieträger)	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Erneuerbare Energieträger									Zertifikatehandel EE
Wasser	---	---	Zuflüsse, Bau und Betrieb von Stollen, Leitungen	Bau und Betrieb Staumauern, Zentralen Lauf-, Speicher-, Umwälzwerke					
Geothermie (Wärme und Strom)	---	---	---	Bau und Betrieb Hot Dry Rock (Wärme, Strom)				Installation und Betrieb Erdwärmesonde mit Wärmepumpe (Wärme)	
Wind	---	---	---	Bau und Betrieb On- und Offshoreanlagen	Netzintegration (stochastisches Windaufkommen)				
Biomasse (Wärme, Strom, Treibstoff)	Gewinnung Biomasse (Waldholz)	---	Transport unbearbeitete Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Vergärung (Treibstoff) • Vergasung: Fischer-Tropsch Verfahren (Treibstoff) • Bau und Betrieb Biogasanlagen: Vergärung, Verbrennung (Strom) 		Treibstofftransport		<ul style="list-style-type: none"> • Installation und Betrieb Holzheizungen (Wärme) • Treibstoffverbrauch 	
Photovoltaik (Strom)	Gewinnung von Silizium	Produktion von Photozellen	---	---	Netzintegration (Einspeisung von Strom ins Netz)			Installation und Betrieb Photozellen	
Solarthermie (Wärme)	---	---	---	---					
Brennstoffzellen									

Niederspannung: bis 1 kV; Mittelspannung (1 kV bis 30 kV); Hochspannung (30kV bis 150 kV); Höchstspannung (über 150 kV)

Anhang 2: Übersicht über Gesundheitsrisiken im Energieversorgungssystem

Abkürzungen: R: Risiko, GR: Gesundheitsrisiko, ER: Erkrankungsrisiko, UR: Unfallrisiko, TR: Todesfallrisiko; BL: Berufsleute, B: Bevölkerung

Tabelle 3: Risiken nach Energieträger									
	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Fossile Energieträger									
Erdöl	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Prospektion, Tiefbohrungen, Bau und Betrieb von Ölförderungsanlagen, Off- und Onshore. 	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Raffinationsprozesse 	R für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Strasse, Eisenbahn, Schiff, Pipeline. 	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Bau und Betrieb von Ölkraftwerken ER für B: <ul style="list-style-type: none"> • Emission von SO₂ und Staub, Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) • Radioaktivität von Schweröl. 				R: <ul style="list-style-type: none"> • Installation und Betrieb von Ölheizungen 	
Erdgas	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Prospektion, Tiefbohrungen, Bau und Betrieb von Gasförderungsanlagen. Off- und Onshore. 	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Gasverarbeitung: Trocknung, Reinigung und Beimischung eines Odoriermittels 	R für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Gastransport (Pipeline, Schifftransport [LNG]) 	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Bau und Betrieb von Ölkraftwerken. ER für B: <ul style="list-style-type: none"> • Emission von SO₂, PAK. • Radiologische Emissionen 				R: <ul style="list-style-type: none"> • Installation und Betrieb von Gasheizungen, Gaskochherd 	

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Kohle (Braun- und Steinkohle)	<p>R für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • UR: Mechanisierung im Tag- und Bergbau • TR: Bestrahlung durch radioaktive Gase Radon und Thoron. • ER: Pneumokoniose¹ 	<p>UR für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Brechung, Sortierung und sonstiger Aufbereitung der Kohle. 	<p>R für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Be- und Entladen oder Rangieren. <p>R für B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • UR beim Landtransport für die Bevölkerung 	<p>UR für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bau und Betrieb des KW <p>R für B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emissionen chemischer Schadstoffe betroffen: • CO₂: Klimaänderung, Veränderung der Vegetation, Ansteigen des Meeresspiegels. • SO_x, NO_x (Reizgase), Flugstaub: Erkrankungen der Atemwege. • CO: beeinträchtigt Sauerstoffversorgung des menschlichen Organismus. PAK: krebserregend und mutagen. • Spuren vieler Schwermetalle: karzinogen, teratogen und wahrscheinlich auch mutagen. • Abgase von Kohle-KW radioaktiv: Risiko unklar. 					

¹ Erkrankung des Respirationstraktes. Diese, durch den Staubgehalt der Luft bedingte Krankheit, ist nicht tödlich, macht die Lunge aber sehr empfänglich für andere Krankheiten (chronische Bronchitis, Tuberkulose) insbesondere im Zusammenhang mit dem Rauchen.

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Nuklear	<p>R für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tag-, Bergbau und In-situ • Pneumokoniose • Gammastrahlung <p>R für B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhte Radonemissionen 	<p>Uranverarbeitung R für BL (Erzaufbereitung, Konversion, Anreicherung, Brennelementfabrikation):</p> <ul style="list-style-type: none"> • UR: Uranverarbeitung • TR: Krebserkrankungen <p>TR für B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Krebserkrankungen <p>Wiederaufbereitung R für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emissionen von langlebigem Tritium, Krypton, Kohlenstoff, Jod <p>Nukleare Entsorgung R für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unfälle und Strahlenexposition bei Abfallbehandlung und Stilllegung <p>R für B</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strahlenrisiken 	<p>R für BL und B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Radiologische Gefahren durch Transporte bestrahlter Brennstoffelemente vom KW zur Wiederaufbereitungs- oder Entsorgungsanlage 	<p>R für BL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bau und Betrieb des KW • Bestrahlung des Betriebspersonals • Risiko der Bevölkerung durch routinemässige Emission radioaktiver Stoffe <p>GR für B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Austritt radioaktiver Strahlung 					

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Erneuerbare Energieträger									
Wasser	---	---	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Zuflüsse, Bau und Betrieb von Stollen, Leitungen 	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Materialbeschaffung • Talsperrenbau • Transporte • KW-Betrieb 					
Geothermie (Wärme und Strom)	---	---	---	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Bau und Betrieb Hot Dry Rock (Wärme, Strom) 				UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Installation und Betrieb Erdwärmesonde mit Wärmepumpe (Wärme) 	
Wind	---	---	---	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Materialbeschaffung Kraftwerk, Speicher • Zellenfabrikation • Transporte • KW Bau, Installation, Betrieb; Entsorgung 	Netzintegration (stochastisches Windaufkommen)				

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Biomasse (Wärme, Strom, Treibstoff)	R für BL: Gewinnung Biomasse (Waldholz)	---	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Transport unbearbeitete Biomasse 	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Vergärung (Treibstoff) • Vergasung: Fischer-Tropsch Verfahren (Treibstoff) • Bau und Betrieb Biogasanlagen: Vergärung, Verbrennung (Strom) ER für B: <ul style="list-style-type: none"> • Emissionen Staub, SO_x, NO_x, CO beim Betrieb 		UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Treibstofftransport 		UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Installation und Betrieb Holzheizungen (Wärme) • Treibstoffverbrauch 	
Photovoltaik (Strom)	R für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Gewinnung von Silizium 	R für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Produktion von Photozellen 	---	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Materialbeschaffung Kraftwerk, Speicher • Zellenfabrikation • Transporte • KW Bau, Installation, Betrieb; Entsorgung UR für B: <ul style="list-style-type: none"> • Transportunfälle Immissionen bei der Materialbeschaffung und Entsorgung (SO₂, Staub) 				UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Installation und Betrieb Photovoltaikzellen 	

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Solarthermie	---	---	---	UR für BL: <ul style="list-style-type: none"> • Materialbeschaffung • Fabrikation • Kraftwerk, Speicher • Bau und Betrieb des KW UR für B: <ul style="list-style-type: none"> • Immissionen bei der Materialbeschaffung 					
Brennstoffzellen									

Anhang 3: Übersicht über Umweltrisiken im Energieversorgungssystem

(Landschaftsbildeingriffe werden nicht namentlich erwähnt, sind allerdings bei allen Technologien mehr oder weniger enthalten)

Tabelle 4: Risiken nach Energieträger									
	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel/ Verbrauch	Grosshandel / Börse
Fossile Energieträger									
Erdöl	Auslaufen von Öl	Brand in Raffinerie	Öltankerunfall, Pipelinebau, -defekt	Verbrennung (CO ₂): Klimaveränderung					
Erdgas	Entweichen von Gas		<ul style="list-style-type: none"> • Pipelinebau, -defekt • LNG-Schiffsunfall 	Verbrennung (CO ₂): Klimaveränderung					
Kohle (Braun- und Steinkohle)	Absenkung Boden			Verbrennung (CO ₂): Klimaveränderung					
Nuklear		Aufbereitsanlage, Entsorgung		Reaktorzwischenfall		Netze: <ul style="list-style-type: none"> • Elektrosmog • Ökosystemveränderungen 			

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel/ Verbrauch	Grosshandel / Börse
Erneuerbare Energieträger						Netze: • Elektrosmog • Ökosystemveränderungen			
Wasser			Ökosystemveränderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Staumauerbruch • Ökosystemveränderungen durch Landschaftseingriff • Überschwemmung, Schwall und Sunk 					
Geothermie (Wärme und Strom)									
Wind									
Biomasse (Wärme, Strom, Treibstoff)									
Photovoltaik (Strom)		Entsorgung							
Solarthermie (Wärme)									
Brennstoffzellen									

Elektrosmog: Sammelbezeichnung für alle technisch erzeugten elektrischen und magnetischen Felder.

Anhang 4: Übersicht über finanzielle Risiken im Energieversorgungssystem

Tabelle 5: Risiken nach Energieträger									
	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung: ändernde gesetzliche Grundlagen, fehlende Diversifikation, veränderter Spread Peak-Bandenergie	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Fossile Energieträger									
Erdöl	<ul style="list-style-type: none"> Fehleinschätzung der verfügbaren Reserven Politische Versorgungssicherheit 	Überangebot Raffineriekapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> Pipelinebau Steigende Transportkosten 	Erdölpreis				Versorgungsengpass Heizöl, Benzin	Steigende Preise auf dem Weltmarkt, Koppelung Öl- und Gaspreis, Spekulation: Futures, Optionen
Erdgas			<ul style="list-style-type: none"> Pipelinebau Steigende Transportkosten 	Gaspreis				Brand	
Kohle (Braun- und Steinkohle)									
Nuklear		Steigende Anreicherungs-, Trennkosten, Entsorgungskosten		Bauzinsen		<ul style="list-style-type: none"> Netzinstabilität Blackout 	Versorgungsqualität	Kurzschluss, Brand	Spekulation im Stromhandel: Futures, Optionen, Spreadsspekulation Peak-Base

	Abbau, Rohstoffe	Umwandlung (Fuel Cycle)	Transport	Erzeugung: ändernde gesetzliche Grundlagen, fehlende Diversifikation, veränderter Spread Peak-Bandenergie	Systembetrieb	Übertragung, Transport	Verteilung	Detailhandel / Verbrauch	Grosshandel / Börse
Erneuerbare Energieträger					Gewährleistung Netzstabilität				
Wasser				<ul style="list-style-type: none"> • Restwasserbestimmung • Bauzinsen • trockene Jahre 					
Geothermie (Wärme und Strom)				Forschungsausgaben					
Wind				Stochastisches Windaufkommen					
Biomasse (Wärme, Strom, Treibstoff)									
Photovoltaik (Strom)	Siliziumknappheit			Unwirtschaftlichkeit, stochastische Sonneneinstrahlung					
Solarthermie (Wärme)				stochastische Sonneneinstrahlung					
Brennstoffzellen	Fehlende Forschungserfolge								

Weitere Stichworte:

- Wetter: erneuerbare Energien (Wind, Photovoltaik und Wasser) sind wetterabhängig.
- Terrorismus, Krieg: Risiken existieren weltweit, in instabilen Regionen sind sie allerdings (momentan) grösser als etwa in der OECD
- Versorgungssicherheit: höher, je diversifizierter die Energieversorgung nach einzelnen Energieträgern. Kleine Erzeugungsanlagen erhöhen tendenziell die Versorgungssicherheit
- Marktmacht: Risiko, das auf allen Wertschöpfungsstufen auftreten kann. Je diversifizierter ein Markt, desto kleiner ist die Gefahr von Marktmacht
- operationelle Risiken: permanentes Risiko, kann sich nicht nur finanziell sondern auch auf Umwelt und Gesundheit auswirken
- externe Kosten: Literaturzusammenfassung von Ecoplan
- graue Energie
- Materialtransport

14. Exkurs: Risikowahrnehmung

Matthias Holenstein: Stiftung Risiko-Dialog St. Gallen

1 Einführung

1.1 Ausgangslage

Das Bundesamt für Energie (BFE) erarbeitet bis Ende 2006 im Auftrag des Bundesrates die „Energieperspektiven 2035“. Sie sollen auf Basis von vier Szenarien die Optionen für eine langfristige Energiepolitik der Schweiz aufzeigen. Dabei stehen verschiedene energiepolitische Ziele in einem Spannungsfeld: Sicherheit für Mensch und Umwelt, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Wirtschaftsverträglichkeit und Sozialverträglichkeit. Diese Spannungsfelder prägen auch die öffentliche Debatte über Energiefragen. Die Interessensvertreter aus Wirtschaft, Wissenschaft, Umweltorganisationen etc. nehmen die damit verbundenen Risiken unterschiedlich wahr. Die differenzierte Kenntnis dieser Risikowahrnehmungen und deren Hintergründe sind wichtig, um die Energieperspektiven auszugestalten. Dieses Wissen gibt Hinweise auf Konsens- respektive Dissensthemen in der zukünftigen politischen Debatte und fördert das Verständnis für die unterschiedlichen Beurteilungen durch die Interessensvertreter. Gegenseitiges Verständnis wiederum ist die Basis für eine mögliche dialogische Lösungsfindung in der Energiepolitik. Dieser Exkurs ist eine Kurzfassung. Der vollständige Bericht inklusive detaillierten Anhängen ist bei der Stiftung Risiko-Dialog (<http://www.risiko-dialog.ch>) verfügbar.

1.2 Ziel und Methode

Ziel dieser Studie ist es, eine Übersicht zu den Risikowahrnehmungen der einzelnen Interessensgruppen zu erarbeiten und deren Hintergründe zu analysieren.

Dazu wurden leitfadengestützte qualitative Interviews mit 14 Vertreterinnen und Vertretern aus Wirtschaft, NGO, Politik, Wissenschaft und Medien geführt. Es handelt sich um eine qualitative, nicht repräsentative Studie. Die Auswahl der Interviewpartner soll den Einbezug der wesentlichen Argumente sicherstellen und ist im Anhang dokumentiert. Den Interviewpartnern wurde vorgängig eine Zusammenfassung der Energieperspektiven zugestellt. Die Leitfragen der Interviews waren:

- i) Welche Risiken werden identifiziert?
- ii) Wie werden die Risiken wahrgenommen und
- iii) welches sind die dahinter liegenden Überlegungen?

Im Vordergrund standen dabei die Energieperspektiven. Viele der Antworten bezogen sich auf die aktuellen Energiedebatten insgesamt und rundeten damit das Bild ab. Die Interviews wurden mittels qualitativer Inhaltsanalyse ausgewertet. Die summarischen Resultate wurden den Interviewpartnern zur Validierung zugestellt und die Ergänzungen in die Auswertung integriert.

Mit der Analyse der Interviews wurde zum einen inhaltlich geklärt, wo Konsens respektive Dissens in der Identifikation und Wahrnehmung der Risiken innerhalb der Energieperspektiven besteht (Kapitel 2). Zum anderen wurde auf Basis der Theorien des Soziologen Luhmann zur funktionalen Differenzierung der Gesellschaft herausgearbeitet, auf welchen Einstellungen, Motivationen, „Logiken“ die Wahrnehmungen der einzelnen Interessensgruppen basieren (Kapitel 3). Darauf aufbauend wurden Thesen erarbeitet, welche die aktuelle Debatte zur Energieversorgung charakterisieren (Kapitel 4).

1.3 Ergebnisse und Bericht

Die Ergebnisse dieser Studie wurden am 23. August 2006 im Forum Energieperspektiven präsentiert und diskutiert. Der vorliegende Bericht dokumentiert die gewonnenen Erkenntnisse. Er richtet sich an das BFE, die Forumsteilnehmer und die Interviewpartner. Als Anstoss für die Debatte über die Risiken, die mit den Energieperspektiven verbunden sind, wird er zudem öffentlich publiziert.

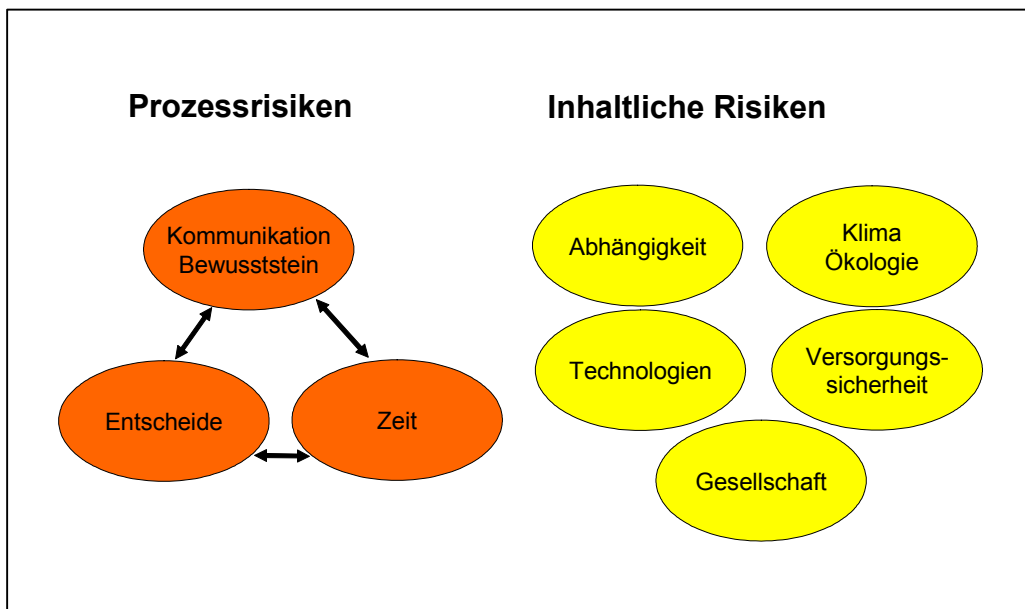
2 Risikowahrnehmung

Die Energieperspektiven sollen langfristige energiepolitische Optionen für die Schweiz aufzeigen. Es geht dabei nicht nur um die Wahl von bestimmten Energiesystemen sondern auch um die Gesamtstrategie im Umgang mit Energie. Der Begriff „Risiko“ wurde in den Interviews bewusst nicht eingeschränkt, um den Interessensvertretern grösstmögliche Freiheit zu lassen, aus ihrer Sicht Risiken zu definieren. So identifizierten die Interessensvertreter sowohl Risiken des Prozesses (wie wird eine Strategie entwickelt und umgesetzt), als auch Risiken auf der inhaltlichen und technologischen Ebene.

Die identifizierten Risiken wurden zu 8 Clustern zusammengefasst, die zunächst in der Übersicht dargestellt und zur Orientierung mit einer fortlaufenden Nummer versehen sind. Im Unterkapitel „Die einzelnen Risikocluster“ folgt eine detailliertere Beschreibung der Cluster mit Nennung der einzelnen Risiken. In den umrandeten Textboxen sind jeweils die Argumente, mit welchen die Interessensvertreter die Risiken erläuterten, dargestellt. Sie sind im Sinne einer Aufzählung bewusst stichwortartig zusammengefasst.

2.1 Übersicht der identifizierten Risiken

Figur 1: Identifizierte Risikocluster



Für fast alle Interessensvertreter waren die Prozessrisiken dominant und wurden häufig als Erstes erwähnt. Sie umfassen drei Cluster, die eng miteinander verbunden sind:

- Unzureichende Kommunikation zwischen den Interessengruppen und mit der Bevölkerung sowie mangelndes Bewusstsein in der Gesamtgesellschaft für Energiefragen (1)
- Schwierigkeit, rechtzeitig langfristige Entscheide in einer Zeit des kurzfristigen Denkens zu treffen (2)

- Blockierte Energiepolitik durch ideologische Konfrontation und nicht gefällte komplexe Entscheide (3)

Die inhaltlichen Risiken lassen sich zu folgenden fünf Clustern zusammenfassen:

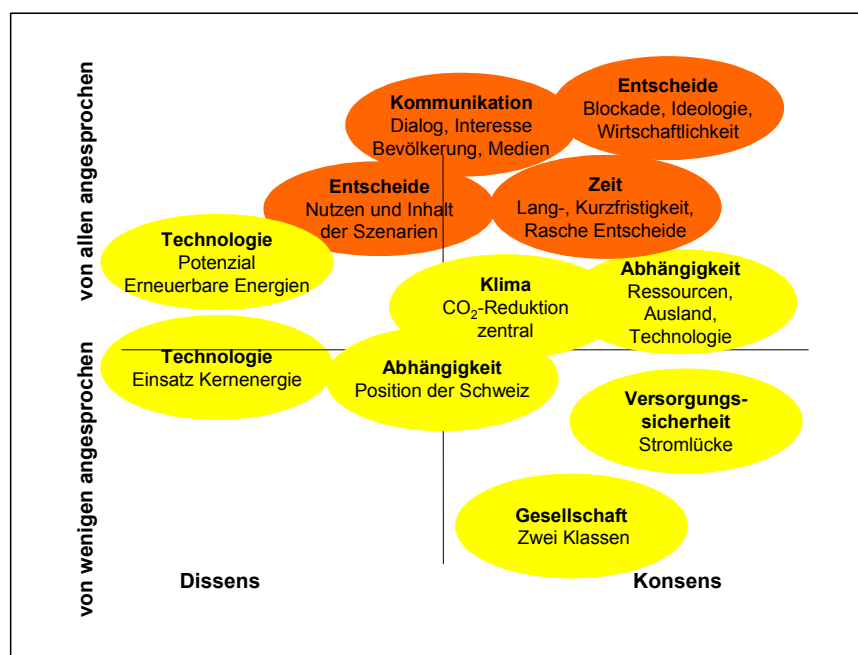
- Abhängigkeit der schweizerischen Energieversorgung vom Ausland, von endlichen Ressourcen und von einzelnen Technologien (4)
- Risiken für das Klima und die Ökologie durch den Betrieb von Energiesystemen (5)
- Risiken einzelner Technologien wie beispielsweise der Atomkraft (6)
- Risiko, dass die Versorgungssicherheit als Basis für gesellschaftliche Entwicklung und wirtschaftliches Wachstum in Frage gestellt wird (7)
- Risiken für die Gesellschaft, wie etwa eine Teilung in zwei Klassen, eine die Energie vermag und eine, die sie sich nicht leisten kann (8)

Die Cluster wurden entsprechend der obigen Aufzählung in ihrer Wichtigkeit priorisiert – basierend auf den Aussagen in den Interviews und einem Ranking, das rund ein Drittel der Interviewpartner in der Validierungsrunde vorgenommen hat. Daraus geht insbesondere hervor, dass:

- die Prozessrisiken stärker betont werden als die inhaltlichen Risiken und
- die Abhängigkeits- und Klimarisiken für alle Interessensvertreter wichtig waren.

Welche Risiken von allen, beziehungsweise den meisten Interessensvertretern oder nur vereinzelt respektive im Dissens oder Konsens erwähnt wurden, zeigt Figur 14. Auffallend ist, dass die Risiken der Kernenergie keinen bedeutenden Platz in den Interviews einnahmen, was möglicherweise ein Hinweis ist, dass dieses Thema als heikel in der Diskussion erachtet wird.

Figur 2: **Dissens und Konsens in der Übersicht**



2.2 Die einzelnen Risikocluster

Die Risikocluster sind aus mehreren einzelnen Argumentationen entwickelt worden, die sich um dasselbe übergeordnete Thema drehen.

2.2.1 Risikocluster Kommunikation und Bewusstsein (1)

Die Umsetzung der Energieperspektiven ist aus inhaltlichen Gründen, mangelnder Kommunikation und ungenügender Verankerung der Energiepolitik in der Bevölkerung gefährdet:

- Die schwierige Planbarkeit und Steuerbarkeit für einen so langen Zeithorizont ist ein grundsätzliches Problem der Energieperspektiven.
- Mangelnde Kommunikation kann die Energiepolitik gefährden. Die Medien berichten unzureichend über die Energiepolitik.
- Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiethematik verhindert objektive Lösungen.
- Ohne eine Bewusstseins- und Verhaltensänderung ist keine neue Energiepolitik mit tieferem Verbrauch möglich.

Es werden aber auch Chancen gesehen: Die Szenarien sind eine Chance für die Energiedebatte. Sie sind gut gemacht. Eine erfolgreiche Kommunikation der Energieperspektiven bei der Bevölkerung kann eine breite öffentliche Diskussion über Energie fördern.

- Die langfristige Zukunft ist grundsätzlich schwierig steuer- und kontrollierbar.
- Der mangelnde Einbezug der sozialen Auswirkungen und die angezweifelte Unabhängigkeit der Szenarien stellen die Energieperspektiven in Frage.
- Die Diskussion zwischen den Interessengruppen über die Energieperspektiven ist ungenügend. Die Publikation von noch nicht abgeschlossenen Zwischenberichten ist kritisch, da diese missbraucht werden können.
- Die Chancen und Risiken werden subjektiv wahrgenommen, was die Entwicklung unberechenbar macht.
- Energie ist kein Thema in der Bevölkerung. Es ist kein Bewusstsein vorhanden (da Energie billig ist und immer verfügbar). Eine Verhaltensänderung der Bevölkerung und Wirtschaft ist nötig, aber schwierig herbeizuführen. Die Menschen denken nicht in einem 20-Jahres-Horizont. Der Effizienzsteigerung steht die zunehmende Gerätepenetration gegenüber.

2.2.2 Risikocluster Zeit (2)

Die Langfristigkeit energierelevanter Entwicklungen erschwert in einer Zeit des kurzfristigen Denkens eine adäquate Energiepolitik:

- Die Langfristigkeit energierelevanter Entwicklungen erschwert adäquate Entscheide.
- Um Chancen nutzen zu können, ist Planungssicherheit zentral.
- Kurzfristiges Denken gefährdet zukunftsfähige langfristige Lösungen.

Baldige Entscheide für eine Strategie und bestimmte Energietechnologien lassen noch Handlungsspielraum offen, der sich ansonsten immer mehr einschränkt. Die Schweiz hat gute Chancen im Be-

reich der Forschung und Innovation. Das Marktpotenzial für erneuerbare Energien soll genutzt werden.

- Entscheide in der Energiepolitik werden die kommenden Generationen betreffen. Veränderungen in der Gesellschaft brauchen Zeit. Das Erreichen von Zielen ist aufgrund der relativ kurzen Zeit in Frage gestellt. Zugleich verändern sich die Rahmenbedingungen laufend.
- Rasche Entscheide für Energiesysteme mit langer Planungs- und Bauzeit sind nötig für eine rechtzeitige Realisation. Es braucht Planungssicherheit, damit langfristige Investitionen in Technologien möglich sind.
- Die Politik denkt kurzfristig und die Gesellschaft ist am aktuellen Nutzen interessiert. Die Politik hinkt den schnellen Veränderungen der Energiewirtschaft und der Technologie hinterher. Die Förderung von erneuerbaren Energien ist jetzt nötig, damit rechtzeitig Wirkung erzielt werden kann.

2.2.3 Risikocluster Entscheide (3)

Die Energiepolitik ist durch ideologische Konfrontationen, fehlende Entscheide und ungeklärte Zielkonflikte blockiert:

- Die Energiepolitik ist blockiert. Es werden keine Lösungen gefunden.
- Ungelöste Zielkonflikte und Tabuthemen verhindern Lösungen.
- Die Energieperspektiven scheitern, da kein grundsätzlicher Richtungsentscheid gefällt wird.
- Die Energieperspektiven schaden der Politik und den Behörden, falls internationale Klimazusagen nicht eingehalten werden können und kein Mehrwert gegenüber früheren Szenarien ersichtlich ist.
- Die Szenarien werden inhaltlich in Frage gestellt.
- Anreize für Investitionen und Innovationen sind gering.

- Gründe für die Blockade sind: ideologische Grabenkämpfe, fehlende Gesamtkonzeption, mangelndes europäisches Denken, unterschiedliche Risikoeinschätzung, Patt-Situation in der Kernenergie, Lobbying gegen neue Technologien und Akteure und fehlende Rahmenbedingungen für neue Energien.
- Günstigere/sichere versus saubere Energie, Strommarktliberalisierung versus Regulierung. Die zunehmende Mobilität ist ein Tabuthema.
- Es fehlen übergeordnete Entscheidungskriterien. Der politische Prozess und die Umsetzung sind unklar. Es gibt keine übergeordneten langfristigen Klimaziele. Es besteht ein Risiko, den Entscheid für eine Strategie zu verschleppen.
- Internationale Klimaziele können gegebenenfalls nicht eingehalten werden. Es wurden schon früher ähnliche Energieszenarien ohne bedeutende Fortschritte diskutiert.
- Die Annahmen zu erneuerbaren Energien und zum Erdölpreis sind umstritten. Es fehlt die Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Effekte und Nutzen-Risiko-Überlegungen für die Bevölkerung. Der Fokus liegt zu stark auf dem Bereich Strom.
- Energiepreise sind tief und die Marktbedingungen sowie mangelnde Liberalisierung bieten wenig Anreiz für Innovation.

2.2.4 Risikocluster Abhängigkeit (4)

Die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen, spezifischen Ländern und bestimmten Technologien macht unsere Gesellschaft verletzlich:

- Das Funktionieren der westlichen Gesellschaft ist grundsätzlich stark von Energie abhängig. Insbesondere ist die Gesellschaft stark von fossilen Ressourcen abhängig.
- Die Abhängigkeit von Importen von Energieressourcen aus dem Ausland macht die Schweiz verletzlich.
- Die Abhängigkeit von bestimmten Technologien ist risikoreich.
- Die politische Abhängigkeit der Schweiz vom Ausland steigt.

Hohe Erdölpreise können auch eine Chance sein, da sie erneuerbare Energien konkurrenzfähig machen, das Bewusstsein für Energie stärken, Investitionen in Energieeffizienz steigern und damit insgesamt die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen vermindern. Die Schweiz hat zudem die Chance, vermehrt auf einheimische Energieträger zu setzen und die für die Schweiz spezifisch nutzbaren erneuerbaren Energien in einen europäischen Verbund einzubringen.

- Unsicherheit in der Versorgung ist somit ein grosses Risiko, beispielweise aufgrund des schwankenden Erdölpreises. Diese Abhängigkeit muss reduziert werden.
- Es gibt einen wachsenden Bedarf nach Energie von China und Indien. Die Erölreserven befinden sich in politisch instabilen Regionen. Die Preisvolatilität ist bei allen Energieträgern vorhanden. Insgesamt wird die Abhängigkeit unterschätzt.
- Diversifikation in verschiedene Energieformen und Forschung/Investition für Alternativen sind nötig.
- Die Wirkung von internationalen Entwicklungen (zum Beispiel Konflikten) ist direkt in der Schweiz spürbar. Die politische Abhängigkeit von erdölproduzierenden Staaten steigt. Die Energiepolitik findet auf europäischer Ebene statt. Isolierte Entscheide für die Schweiz machen keinen Sinn. Je nach Strategie werden international zugesicherte Klimaziele in Frage gestellt.

2.2.5 Risikocluster Klima und Ökologie (5)

Die Energienutzung unserer Gesellschaft ist eine zentrale Gefahr für Umwelt und Klima:

- Die Energieproduktion und -nutzung stellt ein Risiko für das Klima dar.
- Die Energieversorgung kann die Ökosysteme gefährden.

- Die Energie ist ein Schlüsselaspekt in der Umweltthematik. Unser Energieverbrauch ist zu hoch. CO₂-Emissionen werden allgemein als Klimaproblem akzeptiert. Je nach Strategie ist das Erreichen von Klimazielen in Frage gestellt. Ein weiteres Risiko besteht darin, dass Klimaveränderungen durch vermehrte Naturkatastrophen zu zusätzlichen Schäden an Energieinfrastrukturen führen können.
- Die Übernutzung von Ressourcen und zu grosse Emissionen durch Energiesysteme sind eine Gefahr für die Ökosysteme (zum Beispiel Schadstoffe in der Luft). Die Energieproduktion mit veralteter Technik durch aufstrebende Länder bringt zusätzliche Probleme.

2.2.6 Risikocluster Technologien (6)

Risiken werden auch in einzelnen Technologien gesehen. Sie werden von den Interessensvertretern jedoch kontrovers wahrgenommen:

- Risiken und Akzeptanz der Kernenergie sind zwischen den Interessensvertretern umstritten.
- Auch erneuerbare Energien bergen Risiken und sind konfliktträchtig.

Die Kernenergie bietet auch Chancen (CO₂-freie Stromproduktion, Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und so weiter). Die erneuerbaren Energien ihrerseits bieten Chancen für Forschung, Export von Technologien und ein Marktpotenzial für Biomasse.

- Die Risiken im Betrieb von Kernkraftwerken bis hin zur Endlagerung werden von den einzelnen Interessensvertretern verschieden beurteilt. Es ist unklar, ob eine Akzeptanz für neue Kernkraftwerke in der Bevölkerung vorhanden ist. Die Endlagerung gilt als ungelöstes Problem in der Energiepolitik. Die Einflussnahme und die mangelnde Kommunikation seitens der Kernenergiebranche werden kritisiert.
- Möglicherweise verpasst die Schweiz ein gutes Geschäft mit erneuerbaren Energien. Die Potenziale der erneuerbaren Energien sind umstritten. Es gibt nicht zu unterschätzende Projektrisiken zum Beispiel der Geothermie. Die Grosswasserkraftwerke haben zudem Nutzungskonflikte mit Gewässer- und Landschaftsschutz

2.2.7 Risikocluster Versorgungssicherheit (7)

Die Versorgungssicherheit muss ein zentrales Element der Energiepolitik sein:

- Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird eine immer grössere Herausforderung.
- Sie ist zentral für Bevölkerung und Wirtschaft.

- Die nationale und internationale Stromlücke muss geschlossen werden. Allgemein wird die Energieversorgung als Prozess von der Produktion bis zum Kunden immer komplexer (beispielsweise aufgrund der Versorgungsnetze). Der Umgang mit Ausfällen der Energieversorgung und deren ökonomischen Risiken ist zu lernen.

2.2.8 Risikocluster Gesellschaft (8)

Energiepolitik kann zur Zweiklassengesellschaft und zu gesellschaftlichen Konflikten führen:

- Energiepolitik kann zu einer Zweiklassengesellschaft führen, weil sich nicht mehr alle Energie leisten können.
- Energiefragen können Konflikte in der Gesellschaft auslösen.

- Hohe Energiepreise würden Energie und damit auch die Mobilität zu einem Privileg für vermögende Personen machen. Es stünden weniger staatliche Ressourcen für andere Infrastrukturen zur Verfügung, was zur Veränderung in der Siedlungsstruktur führen könnte (freie Wahl des Wohnorts ist aus Kostengründen nicht mehr möglich).
- Konflikte bestehen bei Übertragungsleitungen und dem Landschaftsschutz. Es gibt Befürchtungen um „Elektrosmog“. Das ethische Prinzip der Fairness (was wir dürfen, dürfen die anderen auch) gilt auch für die internationale Energiepolitik.

2.3 Die einzelnen Szenarien

Die Interessensvertreter wurden auch nach Risiken befragt, die sie mit den einzelnen Szenarien verbinden. Viele Aussagen decken sich mit den obigen Risikoclustern. Folgende Elemente ergänzen die Risikocluster und charakterisieren die einzelnen Szenarien.

2.3.1 Szenario I: Weiter wie bisher (Referenzszenario)

Das Szenario I geht vom Vollzug der bereits in Kraft gesetzten Instrumente des Energiegesetzes aus (zum Beispiel energieEtikette für Geräte und Personenwagen). Diese Instrumente werden moderat dem technischen Fortschritt angepasst, wie er sich durch die Marktkräfte entwickelt. Die Interessensvertreter sehen darin folgende Risiken und Chancen:

- Der zunehmende Energieverbrauch in Szenario I verstärkt die Abhängigkeit der Schweiz von Energiesystemen und Importmöglichkeiten weiter. Die Schweiz kann keine führende Rolle im Bereich Forschung und Innovation übernehmen.
- Die „Laissez-faire“-Einstellung überlässt viel Verantwortung dem Markt. Energieeffizienz wird zu wenig gefördert. Die Freiwilligkeit von Massnahmen reicht nicht aus, um neue Wege in der Energiepolitik zu gehen.
- Das Szenario I ignoriert die ökologischen Probleme und die Risiken der Energieversorgung auf das Klima. Dies kann zu ökologischen Schäden führen, die ihrerseits beispielsweise zu verändertem Tourismus und so auch zu ökonomischen Katastrophen führen können. Das Szenario wird der Verantwortung gegenüber der nächsten Generation nicht gerecht.

2.3.2 Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft

Das Szenario II bedeutet eine Verschärfung der energieverbrauchsbezogenen Vorschriften für Gebäude, Fahrzeuge und Geräte sowie die Einführung von Förderprogrammen und einer CO₂-Abgabe auf Brennstoffen. Aus den Interviews ergeben sich folgende Risikowahrnehmungen:

- Das Szenario II wird ähnlich eingeschätzt wie das Szenario I. Allerdings fallen die Beurteilungen etwas schwächer aus. So wird beispielsweise die verstärkte Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft auch als Chance gesehen, doch meistens als nicht ausreichend beurteilt, um die gesetzten Ziele zu erreichen.
- Unklar bleibt auch der Ausgestaltungsprozess für die Zusammenarbeit, um alle gesellschaftlichen Akteure (zum Beispiel die Konsumenten) in die Energiepolitik einzubeziehen.
- Der Ansatz einer verstärkten Kooperation kombiniert mit wirtschaftlichen Anreizen und einer verstärkten Kommunikation wird begrüsst, um beispielsweise die grossen Energiesparpotenziale zu nutzen.

2.3.3 Szenario III: Neue Prioritäten

Im Szenario III definiert die Politik neue Ziele, Prioritäten und Instrumente, um eine CO₂-Reduktion von 20 Prozent bis ins Jahr 2035 zu erreichen, den Pro-Kopf-Energieverbrauch zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Die Interessensvertreter sehen folgende Risiken und Chancen:

- Als grösstes Risiko in Szenario III wird die schwierige politische Umsetzung gesehen. Insbesondere sind die notwendigen Abgaben schwierig durchsetzbar. Es fehlen wirtschaftliche Anreize für die Realisierung.
- Von vielen Interessensvertretern wird das Szenario III als realistisch, zukunftsgerichtet und auf klare Ziele ausgerichtet gesehen. Es ergeben sich Chancen für einen Technologie- und Innovationsschub.
- Der mögliche Anteil der erneuerbaren Energien in der Schweiz, der wirtschaftlich nutzbar ist, wird von einem Teil der Interessensvertreter als eher limitiert eingeschätzt. Damit stellt sich die Frage, ob im Szenario III eine kostengünstige und sichere Energieversorgung möglich ist.
- Dem Szenario III wird eine gewisse Halbherzigkeit vorgeworfen: Zwar stimmt die Richtung, um beispielweise die Kyoto-Ziele zu erreichen. Es bleibt aber unklar, wie der weitere energiepolitische Weg aussehen soll und ob die gewählten Instrumente zur Klimapolitik tauglich sind.
- Zudem stellt sich die Frage, ob nicht zu stark auf die erneuerbaren Energie gesetzt wird und dabei die Energieeffizienz und das Energiesparen vernachlässigt werden.

2.3.4 Szenario IV: Übergang zur 2000-Watt-Gesellschaft

Das Szenario IV definiert einen Übergang zur 2000-Watt-Gesellschaft, das heisst die Reduktion des Pro-Kopf-Verbrauchs an Energie auf rund einen Drittel gegenüber heute. Die Interessensvertreter sehen darin folgende Chancen und Risiken:

- Fast alle Interessensvertreter nennen das Szenario IV (oder Szenario III) als Wunschscenario, in dem sie und ihre Kinder leben möchten, da Ressourcen geschont, die CO₂-Emissionen reduziert und Innovation ermöglicht werden können. Das Bewusstsein für Energie müsste im Szenario IV massiv gesteigert werden, was einen anderen Umgang mit Energie bewirken würde.
- Für viele Interessensvertreter ist die 2000-Watt-Gesellschaft eine Vision, auf die hingearbeitet werden soll. Offen bleibt, ob sie als Ziel bis ins Jahr 2035 angestrebt werden kann und soll: Die Schwierigkeiten in der politischen Realisierung aufgrund von Eigeninteressen, Lobbying etc. und die Notwendigkeit von Verhaltensänderung in der gesamten Gesellschaft (zum Beispiel im Bereich der Mobilität) werden als sehr grosse Herausforderungen eingeschätzt.
- In Szenario III und IV verbleiben Risiken, auch wenn weitgehend auf erneuerbare Energien gesetzt wird: Projektrisiken der neuen Technologien, technische Risiken beispielweise von Staudämmen etc.

2.4 Konsens und Dissens in der Risikowahrnehmung

2.4.1 Konsens

Bei der Wahrnehmung der Risikocluster und der Szenarien stimmen die Interessensvertreter häufig überein, auch wenn sich die Gewichtung jeweils leicht unterscheidet.

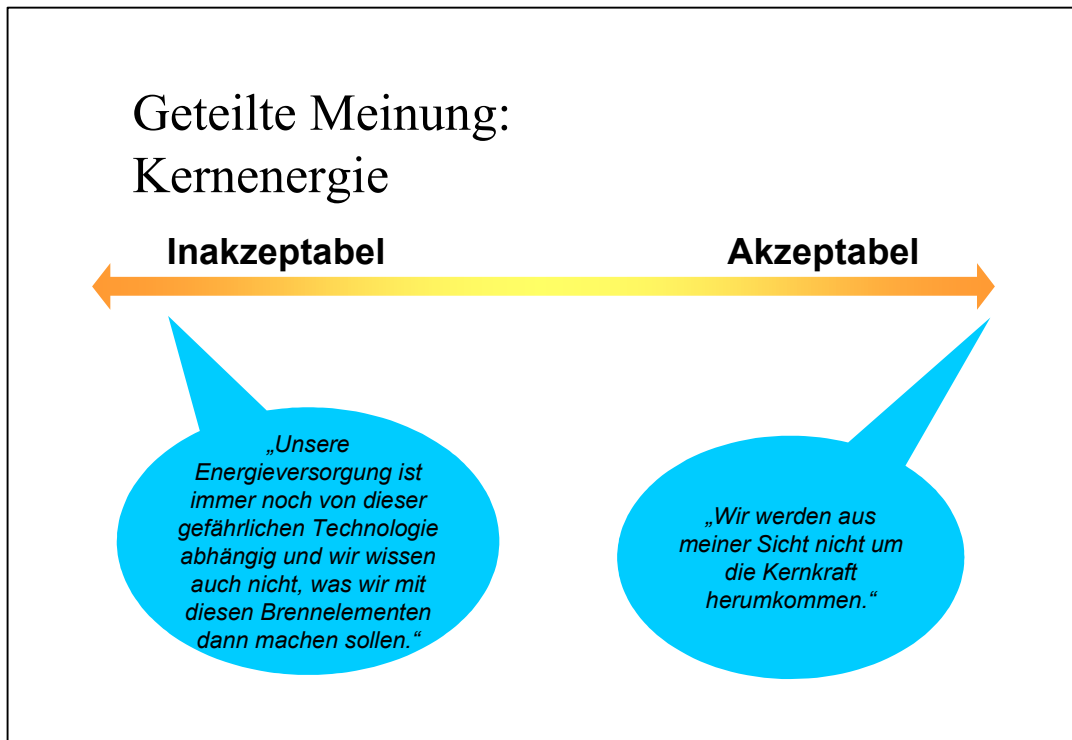
Insgesamt lassen sich aufgrund der Interviews die folgenden Konsenselemente in der Risikowahrnehmung der Energieperspektiven feststellen:

- Die Langfristigkeit der Thematik Energieversorgung macht eine Richtungsentscheidung schwierig, da die Zukunftsentwicklung nur sehr schwer abschätzbar ist und Konsequenzen des Handelns sich erst viel später zeigen.
- Eine Entscheidung zur zukünftigen Energieversorgung ist dringend notwendig, um Klimaziele zu erreichen, eine Versorgungslücke zu vermeiden, Chancen für Innovation zu nutzen und Investitionssicherheit für neue Anlagen zu erhalten. Es gibt Ängste, mit den Entscheidungen und Veränderungen zu spät zu sein, um die gewünschte Wirkung zu erzielen.
- Der Ölpreis, die Kosten für Energie allgemein und die Versorgungssicherheit sind für alle Interessensvertreter zentrale ökonomische und gesellschaftliche Themen. Die Schweiz ist zudem energiepolitisch vernetzt mit dem Ausland. Das schafft Abhängigkeiten und Risiken.
- Es gibt übereinstimmend Hoffnung, dass Technologien mithelfen, die Energieprobleme zu lösen (Energieeffizienz, neue Produktionstechnologien).
- Die Bevölkerung weiss wenig zum Thema Energie und interessiert sich auch nicht besonders dafür. Es gibt kein gesellschaftliches Bewusstsein und kein Interesse für Energie, da Energie bisher immer günstig und sicher verfügbar war. Für die Bevölkerung stehen zurzeit auch keine politischen Entscheidungen an.
- Information allein ändert menschliches Verhalten nicht. Ebenso funktioniert Freiwilligkeit beispielsweise im Sinne von Sparappellen nicht. Es braucht Anreize, um die Energienutzung zu verändern.

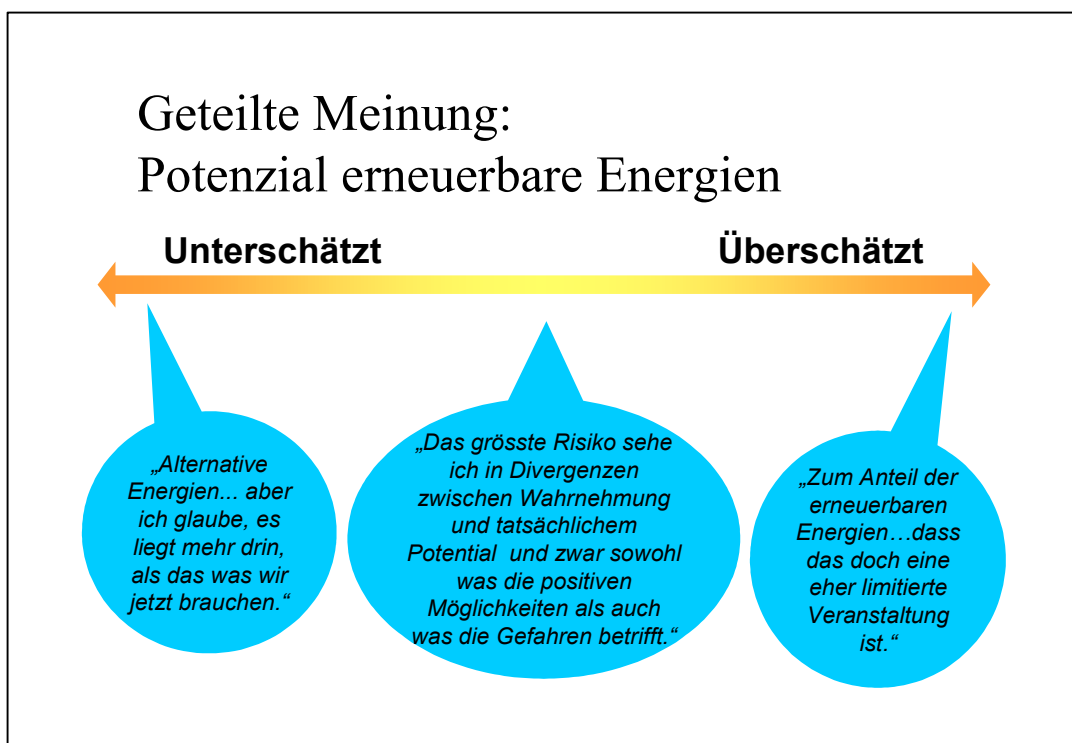
2.4.2 Dissens

Aus den Interviews ergeben sich jedoch auch Spannungsfelder und Dissens in der Risikowahrnehmung. Drei davon werden im Folgenden vertieft dargestellt, da sie in den Interviews dominant waren und oft angesprochen wurden. Dies ist ein Hinweis, dass sie auch die zukünftige politische Debatte mitprägen werden. Ein weiteres Dissensthema war beispielsweise, welche Szenarien zu erhöhten Energiepreisen führen werden und was die gesellschaftlichen Auswirkungen davon sind.

Die Risiken der Kernenergie werden von den Interessensvertretern sehr bipolar wahrgenommen (siehe Figur 3, Zitate jeweils in Anführungszeichen): Von den Gegnern werden die inakzeptablen Risiken aus dem Betrieb für Mensch und Umwelt in den Vordergrund gerückt und auf die politisch ungelöste Endlagerungsfrage hingewiesen. Die Befürworter sehen in der Atomkraft eine unverzichtbare Energieform, die mit akzeptablen und beherrschbaren Risiken eine CO₂-freie Stromproduktion ermöglicht.

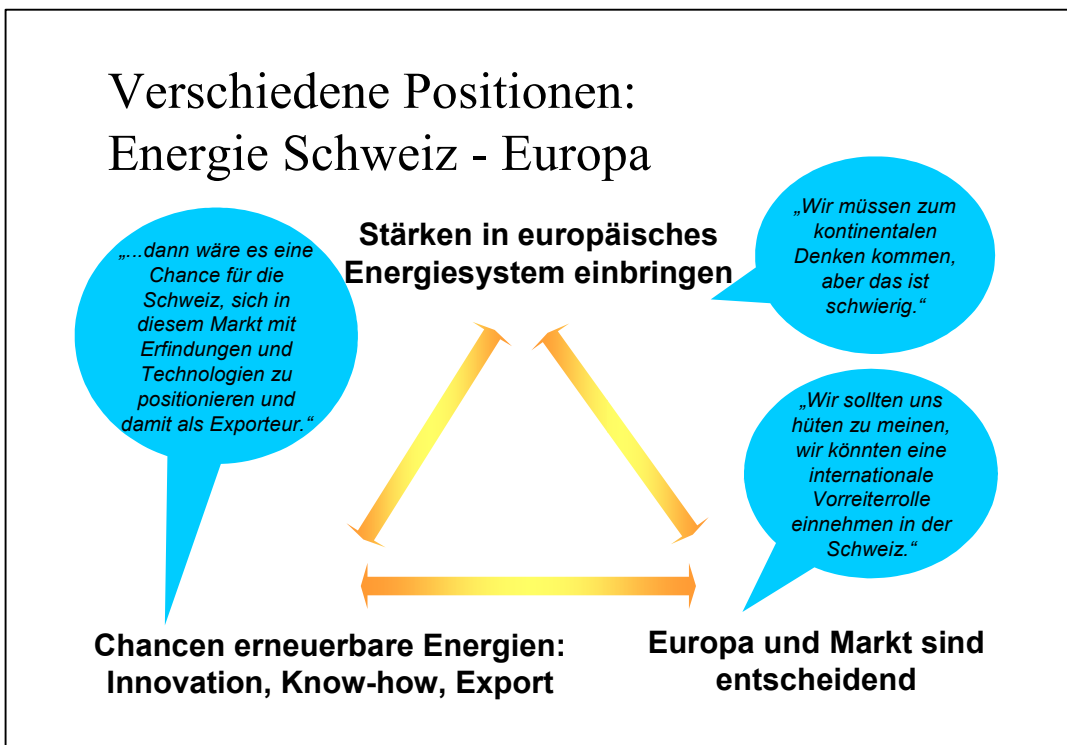
Figur 3: **Geteilte Meinungen Kernenergie**

Das Potenzial der erneuerbaren Energie wird ebenfalls sehr unterschiedlich eingeschätzt (siehe Figur 4). Sie sind sowohl Hoffnungsträger für Innovation und umweltfreundliche Stromproduktion als auch eine Technologie, die überschätzt wird, was wirtschaftlich nutzbare Potenziale angeht.

Figur 4: **Geteilte Meinungen: Potenzial erneuerbare Energien**

Welche Rolle soll die Schweiz energiepolitisch im europäischen Kontext einnehmen (siehe Figur 5)? Drei Argumentationslinien zeichnen sich aufgrund der Interviews ab: 1) Die Schweiz kann sich durch Nutzen der Chancen von erneuerbaren Energie profilieren (Know-how, Exportchancen). 2) Jedes Land bringt in einen europäischen Verbund seine Spezialitäten und eigene Energieproduktion ein. 3) Die Schweiz muss sich ins internationale Gefüge einfügen und darf nicht eine Vorreiterrolle (zum Beispiel für die effizienteste Energie) spielen, weil sie dann nicht mehr marktfähig wäre.

Figur 5: **Verschiedene Positionen: Energie Schweiz-Europa**



2.5 Fazit aus der Risikowahrnehmung

Es ist charakteristisch für eine solch fortgeschrittene Konfliktdebatte, dass ein grosser Konsens herrscht, was die Probleme des Prozesses (keine Entscheide, keine adäquate Kommunikation und so weiter) anbetrifft. Die Frage, wie im Konflikt um die Energiezukunft weiter vorangegangen werden soll, beschäftigt alle. Alle wünschen sich ein Vorwärtskommen. Dieser Konsens darf aber nicht darüber hinweg täuschen, dass auf der konkreten Ebene von Zielen und Technologien teilweise grosser Dissens besteht.

Interessant ist, dass alle Interessensvertreter grosse Hoffnung auf Technologie setzen. Welche Technologien dies sein sollen, ist aber umstritten. Eine allgemeine Technologiefeindlichkeit war aus den Interviews nicht zu erkennen.

Dass die Thematik Atomkraft bei der Frage nach Risiken in den Energieperspektiven keinen grösseren Raum einnahm, ist ebenfalls erstaunlich. Inhaltlich unterscheiden sich hier die Risikowahrnehmungen am deutlichsten. Möglicherweise ist dies ein Indiz, dass die Debatte aus unterschiedlichen Motiven zurzeit nicht geführt werden möchte.

3 Unterschiedliche Brillen

3.1 Einleitung und Theorierahmen

Chancen und Risiken in den Energieperspektiven werden von den Interessensvertretern teilweise unterschiedlich wahrgenommen. Hinter diesen unterschiedlichen Sichtweisen („Brillen“) stehen verschiedene Denkmuster beziehungsweise Wertorientierungen. Sie zeigen sich auch in anderen Debatten rund um technologische Neuerungen wie beispielsweise in der Gen-, Bio- oder Nanotechnologie.

Gemäss dem Soziologen Niklas Luhmann hat sich die moderne Gesellschaft in verschiedene funktionale Teilsysteme wie Wirtschaft, Politik, Wissenschaft etc. ausdifferenziert. Jedes Teilsystem entwickelt dabei je eine spezifische „Logik“, wie es die Welt wahrnimmt. Die einzelnen Teilsysteme schauen damit durch verschiedenen Brillen auf die Risiken und kommen daher zu verschiedenen Beurteilungen von Risiken. Das Wissen um diese Brillen fördert das gegenseitige Verständnis zwischen den Interessensvertretern und unterstützt damit die Diskussion.

3.2 Unterschiedliche Brillen auf die Energieperspektiven

Die verschiedenen gesellschaftlichen Teilsysteme mit ihrer Logik spiegeln sich auch in den Interviews mit den Interessensvertretern wider. Für diese Studie werden vier Teilsysteme mit Bezug auf das Thema Energie unterschieden:

- Wirtschaft umfasst alle Argumente und Beurteilungen, die sich aus einer ökonomischen Sichtweise ergeben.
- Umwelt fasst alle Bemühungen zusammen, die sich auf Ökologie und Klima fokussieren.
- Soziales System (im Folgenden kurz: Sozial) umfasst alle gesellschaftlichen und ethischen Überlegungen.
- Wissenschaft und Technik beschreiben alle Aussagen, die auf der Logik des Wissens und dessen Umsetzung basieren.

Die Zuordnung der einzelnen Interessensvertreter zu diesen vier Teilsystemen ist nicht eindeutig. Einzelne Interessensvertreter fokussieren oftmals mit verschiedenen Brillen auf ein Risikothema. So kann beispielsweise eine Person, die Umwelthanliegen vertritt, sehr wohl auch mit der ökonomischen Brille auf die Energieperspektiven schauen. Zum andern bleibt zum Teil die Frage offen, ob ein bestimmtes Argument sich beispielsweise nun stärker auf umweltspezifischen Überlegungen abstützt oder auf sozialen Überlegungen beruht.

Auf Basis der Interviewaussagen wurden die verschiedenen Denkmuster der vier definierten Teilsysteme erarbeitet und in der Tabelle 1 dokumentiert. Unterschieden wird dabei zwischen:

- Menschenbild: Welche Eigenschaften und Dynamiken werden den einzelnen Menschen und damit der Gesellschaft zugeschrieben?
- Staatsbild: Welche Rolle soll der Staat in der Gesellschaft spielen? Was soll reguliert werden?
- Einstellung zur Technologie: Wie ist das Verhältnis zur Technologie? Werden Technologien als Chancen oder Risiken für die Gesellschaft wahrgenommen?

Für jedes Teilsystem werden die gewichtigen Denkmuster und Einstellungen beschrieben, die im Einzelnen durchaus variieren können. So zeigt sich beispielsweise, dass das Menschenbild der Wirtschaft geprägt ist vom Gedanken, dass die Menschen sich primär an ihren Bedürfnissen im Alltag orientieren und das Thema „Energie“ folglich eher im Hintergrund ist. Die Einstellung der Wissenschaft

zur Technologie zeigt, dass die Wissenschaftler und Techniker der Meinung sind, dass technologisch alles machbar ist und dass einzig politische oder ökonomische Restriktionen vorhanden sind. Als weiteres Beispiel hat das System Umwelt ein Staatsbild, in dem der Staat verpflichtet ist, für Umweltanliegen einzugreifen, da gemäss dieser Sichtweise die Freiwilligkeit nicht ausreicht.

Das Menschenbild und Staatsbild als auch die Einstellung zur Technologie prägen den Blick durch die einzelnen Brillen auf die Energiedebatte. Die Tabelle 2 zeigt, wodurch die Energiedebatte für die einzelnen Teilsysteme geprägt ist:

- Hauptfokus: Was sind die Kernanliegen des Teilsystems?
- Beschreibung der Energiedebatte: Was prägt die Debatte aus Sicht des Teilsystems am stärksten?
- Emotionalität: Welche Grundstimmung und Eindrücke sind prägend für das Teilsystem?

So ist beispielsweise ersichtlich (siehe Zeile Emotionalität), dass für alle Teilsysteme Ängste bestehen (zu spät zu sein, Angst vor katastrophalen Entwicklungen etc.), aber auch Hoffnungen da sind, dass sich die Energiefrage in einer guten Weise entwickelt (neue Technologien, Fortschritte etc.)

Tabelle 1: Vier Denkmuster im Vergleich

Denkmuster	Wirtschaft	Umwelt	Sozial	Wissenschaft
Menschenbild	<ul style="list-style-type: none"> •Menschen sind bedürfnis- und alltagsorientiert •Energiepolitik ist ihnen nicht wichtig 	<ul style="list-style-type: none"> •Menschen verdrängen Risiken • Kein Wille, Klimaziele zu erreichen 	<ul style="list-style-type: none"> •Menschen sind langfristig anpassungsfähig •Es gibt Benachteiligte 	<ul style="list-style-type: none"> •Menschen/Laien sind überfordert • Sie schätzen technische Chancen/Risiken falsch ein
Staatsbild	<ul style="list-style-type: none"> •Staat gibt Rahmenbedingungen vor •Energieversorgung soll marktwirtschaftlich gestaltet werden 	<ul style="list-style-type: none"> •Staat muss eingreifen, kann nicht allein auf Freiwilligkeit zählen •Politik lässt sich immer mehr von Wirtschaft beherrschen 	<ul style="list-style-type: none"> •Staat muss Fairnessprinzip demokratisch umsetzen •Verantwortung für Zukunft 	<ul style="list-style-type: none"> •Staat hört zu wenig auf Wissenschaft / Technik •Muss Bevölkerung und Wirtschaft Vorschriften geben
Einstellung zur Technologie	<ul style="list-style-type: none"> •Technologie = Chancen •Akzeptanz für unvermeidbare Risiken schaffen 	<ul style="list-style-type: none"> •Differenzierte Einstellung: sieht Chancen in <i>neuen</i> Technologien; Risiken in Grosstechnologien wie Kernkraft 	<ul style="list-style-type: none"> •Technologie ist Mittel für faire Gesellschaft, wenn sozialverträglich eingesetzt 	<ul style="list-style-type: none"> •Technologisch ist alles machbar •Folgenabschätzung ist wichtig

Wirtschaft: „Die Leute denken nicht über 20 Jahre, sie haben ihre Probleme heute und morgen.“

Umwelt: „Ich würde sagen, es gibt einen psychologischen Effekt, einfach die Risiken nicht zu thematisieren.“

Wissenschaft: „Wenn wir beim Thema Risiko bleiben, also eine Nichtübereinstimmung der Einschätzung von Chancen und Risiken mit der Realität.“

Wirtschaft: „Aber sie [die Energiepolitik] muss natürlich so gestaltet werden, dass unsere Wirtschaft nicht beeinträchtigt wird.“

Umwelt: „Die Politik nimmt zur Kenntnis, dass der Energieverbrauch steigt und steigt, wie ein Naturgesetz, und das ist es eigentlich nicht, das könnte man ändern und müsste man auch ändern.“

Sozial: „Es braucht eine gewisse minimale Sozialverträglichkeit.“

Wissenschaft: „Man läuft Gefahr denke ich, die Politik stärker wirken zu lassen als die Wissenschaft und das ist vielleicht etwas kritisch.“

Wirtschaft: „Ich sage ja nicht, es gibt kein Risiko. Selbstverständlich gibt es eines, aber man hat eine hohe Möglichkeit der Beherrschung.“

Umwelt: „[Kleintechnologien]: Da geht heute im Strombereich die Post ab.“

Tabelle 2: Vier Sichten auf die Energiepolitik

	Wirtschaft	Umwelt	Sozial	Wissenschaft
Hauptfokus Energiepolitik	•Versorgungssicherheit zu Marktkonditionen	•Klima, Ökologie •Wechsel zu neuen Technologien	•Keine Zweiklassengesellschaft •Mitspracherecht	•Diversifikation Energienutzung •Risiken, Klima und Abhängigkeit
Beschreibung der Energie-debatte	•Ideologie-, Parteienstreit •Politik entscheidet (zu) spät •Internationale Orientierung ist wichtig	•Umweltthemen werden zu wenig wichtig genommen •Wirtschaft macht Energiepolitik, Lobbying	•Begrenzte Steuerbarkeit der Gesellschaft •Konflikt durch Eigeninteressen	•Debatte ist zu emotional und birgt sozialen Sprengstoff •Chance der Schweiz im europäischen Energiemarkt
Emotionalität	•Befürchtung, zu spät zu sein •Hoffnung auf Innovation	•Enttäuscht von Politik •Optimismus für neue Technologie	•Angst vor Katastrophen •Vertrauen in die nächste Generation	•Angst, dass Komplexität nicht verstanden und zu emotional debattiert wird •Hoffnung auf Forschung und Entwicklung

Wirtschaft: „Wir versteifen uns schon wieder in Grabenkämpfen. Mich bedrückt das auch, ich muss es offen sagen.“
 Umwelt: „Dann gibt es alle diese Energie-Player, die ein Interesse daran haben, dass sich nichts ändert.“

Wirtschaft: „Was muss unsere Gesellschaft erfahren, damit sie zu anderen Entscheidungen fähig ist?“
 Sozial: „Ich verdränge so gut wie alle anderen auch, deshalb kann ich auch gut schlafen.“

4 Thesen und Ausblick auf die Debatte

Aus der Risikowahrnehmung der Energieperspektiven und der Darstellung der unterschiedlichen Sichtweisen lassen sich Thesen für die zukünftige Debatte zur Energieversorgung ableiten. Sie geben Hinweise für die laufende Bearbeitung der Energieperspektiven und sollen gleichzeitig Denkanstöße für die Gestaltung weiterer Dialoge zur Energiezukunft geben.

Energie ist derzeit kein Thema in der Gesellschaft:

- Die bisher günstige und immer verfügbare Energie ergibt keine Notwendigkeit, sich als Bürger mit dem Energiethema zu beschäftigen. Die blockierte politische Debatte zu wesentlichen Fragen der Energiepolitik (beispielsweise zur Endlagerung von radioaktiven Abfällen) löst auch keine Diskussion in der Gesellschaft aus.
- Nur politische Entscheide (Abstimmungen, öffentliche politische Debatte) oder ein aussergewöhnliches Ereignis (zum Beispiel ein grossflächiger Blackout) können die nötige Aufmerksamkeit bekommen und damit das Interesse wecken und eine breite Debatte anstossen.

Alle warten auf ein Ereignis, das die Entscheidung, wie es weiter gehen soll, abnimmt. Energie ist derzeit kein Thema in der Gesellschaft:

- Die Verantwortung, eine zukünftige Strategie im Energiebereich festzulegen, wird von zu vielen Interessensvertretern „delegiert“: an zukünftige Generationen, an den Markt, an die europäische Politik etc.
- Ein Richtungsentscheid kann durch verschiedene Ereignisse ausgelöst werden: Energiekrise, Kriege, Umweltkatastrophe, soziale Spannungen etc. Diese werden das Bewusstsein für Energiefragen stärken und die Gesellschaft zu Entscheiden bewegen.

Die energiepolitische Debatte wird aus Angst vor der Emotionalität vermieden:

- Die Konflikte in der Energiedebatte sind weit fortgeschritten und sehr von Beziehungen und Emotionen geprägt. Dies kann auch eine Erklärung für die trügerische Einigkeit über die Prozessrisiken sein.
- Der Verlauf von emotionalen Debatten ist schwierig vorhersehbar und kaum steuerbar. Dies kann Ängste bei den Akteuren auslösen, was zu Vermeidungsverhalten führen kann. Das Motto lautet: „Wir wollen ganz sachlich bleiben.“

Alle ahnen, dass die Debatte zur Nutzung von Kernenergie geführt werden muss. Niemand will es tun. Dieser Konflikt wird auch von den Energieperspektiven nicht gelöst:

- Die Risikowahrnehmung der Nutzung von Atomkraft ist sehr unterschiedlich und mit einer langen Konfliktgeschichte behaftet. Die Meinungen sind auch in der Bevölkerung geteilt.
- Die Debatte birgt sozialen Sprengstoff, vor dem sich die meisten fürchten, weil die Dynamik nicht steuerbar ist. Deshalb will niemand diese Debatte aktiv lancieren und führen, auch wenn klar ist, dass es für die weitere Energiepolitik ein zentrales Thema ist.

Es findet ein Generationenwechsel bei Technologien und Schlüsselpersonen im Energiebereich statt:

- Neue Technologien und Personen bei den relevanten Akteuren bringen für die Energiedebatte sowohl Chancen als auch Risiken. Es können sich neue Optionen eröffnen (zum Beispiel durch Nutzung neuer Technologien), aber auch Konflikte entstehen (zum Beispiel durch die Konkurrenz von alter und neuer Technologie).

- Dies birgt zum einen die Chance einer Deblockierung der Debatte und zum anderen das Risiko der weiteren Verhärtung.

Aus diesen Thesen lassen sich als Ausblick auf die weitere Debatte die folgende Hinweise ableiten:

- Zurzeit gibt es wenig Interesse und Motivation für einen breiten öffentlichen Dialog. Es gibt jedoch einen Konsens bei den Interessensvertretern, dass die Prozessrisiken angegangen werden müssen. Somit ist denkbar, dass – gerade in der Zeit eines Generationenwechsels – in einem ersten Schritt die „Spielregeln“ für den Dialog zwischen den Interessensvertretern ausgehandelt werden: Welche Varianten der Deblockierung werden gesehen? Welche Rahmenbedingungen müssten dafür verändert werden? Wie könnte der Prozess gestaltet werden? Wer ist wie einzubeziehen? Welche Strategievarianten stehen zur Diskussion?
- In einem zweiten Schritt könnte die Bevölkerung bei konkreten Fragen einbezogen werden. Dieser Dialog müsste aufgrund der fortgeschrittenen Konfliktphase stark strukturiert, systematisch aufgebaut und moderiert werden.
- Ein weiteres wichtiges Thema – im Dialog mit der Bevölkerung – ist die Frage nach einem neuen Kernkraftwerk in der Schweiz. Dieses Thema wird die Energiedebatte auf jeden Fall emotional mitprägen. Eine Nicht-Beachtung dieses Konfliktthemas könnte die Diskussion eher blockieren als fördern. Bei dieser Diskussion sind die Entwicklungen im Ausland einzubeziehen.

Literaturverzeichnis Exkurs 14

Bei der Erstellung dieses Berichts wurde unter anderem die folgende Literatur verwendet:

- Eisner Manuel, Graf Nicole, Moser Peter. Risikodiskurse. Die Dynamik öffentlicher Debatten über Umwelt- und Risikoprobleme in der Schweiz. Zürich. Seismo-Verlag. 2003.
- Glasl Friedrich. Konfliktmanagement. Ein Handbuch für Führungskräfte und Berater. 2. Auflage. Haupt-Verlag. 1990.
- Krause Detlef. Luhmann-Lexikon. 3. erweiterte Auflage. Stuttgart. Lucius & Lucius. 2001.
- Luhmann Niklas. Soziologie des Risikos. 2. Auflage. Gruyter. 2003.
- Meier Katrin, Zucker Betty, Erifilidis Elleni. Mobilkonflikt. Begleitstudie zum Dialog über einen nachhaltigen Mobilfunk in der Schweiz. riskDOK, St. Gallen. 2004.
- Streffer Christian, Friedrich Gethmann Carl, Heinloth Klaus, Rumpff Klaus, Witt Andreas, Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung, Walter de Gruyter. Berlin, New York, 2005.
- Verschiedene Unterlagen des BFE und des Forums Energieperspektiven, verfügbar unter: <http://www.energie-perspektiven.ch>.

Anhang 1: Interviewpartner

Folgende der angefragten Personen konnten in den Monaten Juni und Juli 2006 interviewt werden:

- Yves Christen, Nationalrat FDP
- Stefan Engler, Regierungsrat Kanton Graubünden, CVP
- Katja Gentinetta, Avenir Suisse
- Pia Grossholz, Konsumentenforum kf
- Markus Huppenbauer, Universitärer Forschungsschwerpunkt Ethik, Uni Zürich
- Ruth Kaufmann, Interfakultäre Koordinationsstelle für Allgemeine Ökologie, Uni Bern
- Hajo Leutenegger, Wasserwerke Zug AG
- Alfred Neukom, Neue Zürcher Zeitung
- Rudolf Rechsteiner, Nationalrat SP
- Christian Rogenmoser, Schweizerischer Energierat
- Pierette Rohrbach, ehemals Fédération romande des consommateurs FRC
- Adrian Stiefel, WWF Schweiz
- Franziska Teuscher, Nationalrätin Grünes Bündnis, VCS-Zentralpräsidentin
- Alexander Wokaun, Forschungsbereich Allgemeine Energie, Paul Scherrer Institut

15. Exkurs: 2000-Watt-Gesellschaft

Lukas Gutzwiller, Bundesamt für Energie

Im vorliegenden Exkurs geht es darum, das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft darzustellen und aus der Sicht der Energieperspektiven zu diskutieren.

1 Einführung

In seinem Bericht „Strategie Nachhaltige Entwicklung 2002“ (Schweizerischer Bundesrat; März 2002, S. 24) hält der Bundesrat fest: „Das Szenario der 2000-Watt-Gesellschaft dient der Energie- und Klimapolitik als Zielvorstellung, was langfristig eine Reduktion der Treibhausgase (primär CO₂) auf nachhaltig eine Tonne pro Kopf, eine Deckung des Energieverbrauchs von 500 Watt/Kopf aus fossilen und 1'500 Watt pro Kopf aus erneuerbaren Energieträgern erfordern würde. Diese strebt der Bundesrat in den nächsten Jahrzehnten an. In dieser Hinsicht unterstützt der Bundesrat weitere Abklärungen einer bundesinternen Arbeitsgruppe, die Zwischenziele formuliert und Zuständigkeiten und Termine abklärt.“

Der Bundesrat nennt also in seiner Strategie "Nachhaltige Entwicklung" kein Zieljahr zum Erreichen der 2000-Watt-Gesellschaft.

Innerhalb des ETH-Bereichs haben sich in den letzten Jahren verschiedene Institute mit dem Thema der 2000-Watt-Gesellschaft auseinandergesetzt. Als neuere Beiträge sind neben der Energieforschungsstrategie (Boulouchos et al., 2005) insbesondere die Arbeiten unter Novatlantis (Jochem et al., 2002 und 2004.) und das Buch von Koschenz et al. (2005) zu werten. Während sich die Arbeiten von Novatlantis der Frage der technischen Effizienzpotenziale aller Anwendungen annimmt, fokussiert das Buch von Koschenz et al. auf Gebäudetechnik. Zentral bei diesen Darstellungen ist immer die Frage, mit welchen Technologien das Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft erreicht werden kann. Davon abgeleitet wird dann der Forschungsbedarf, um diese Technologien auf den Markt zu bringen. Dies ist auch das Anliegen einer Studie, welche die CORE (eidgenössische Energieforschungskommission) mit dem Bundesamt für Energie BFE 2005 durchgeführt hat (Bührer et al., 2005). Diese zeigt die Forschungslücken in den einzelnen Bereichen auf. Der wesentlichste Unterschied dieser Studien zu den Energieperspektiven des BFE ist die Zielsetzung: Während es bei den oben erwähnten Studien um die Identifizierung der zielführenden Technologien geht, werden bei den Energieperspektiven die wirtschaftlich-demografischen Rahmenentwicklungen sowie die energiepolitischen Instrumente und Kosten zur Zielerreichung untersucht.

Auf internationaler Ebene ist die IEA Studie „Energy Technology Perspectives – Scenarios and Strategies to 2050“ (IEA, 2006) zu erwähnen; diese fokussiert insbesondere auf effizientere und CO₂-freie Technologien bei der Stromproduktion wie beispielsweise Erdgas statt Kohle, Kernenergie und CO₂-Abscheidung bei Kohlekraftwerken (Carbon Capture and Sequestration). Auf der Nachfrageseite leitet die Studie den zunehmenden Energiebedarf vom IEA Energy Outlook ab und macht bezüglich Technologieentwicklung grobe Abschätzungen ohne jedoch auf die Entwicklungskosten und Forschungslücken einzugehen.

Im vorliegenden Exkurs wird die Definition der 2000-Watt-Gesellschaft entsprechend den neusten Arbeiten im ETH-Bereich dargestellt und die wichtigsten Dokumente auf kantonaler und nationaler Ebene zusammengefasst. Die 2000-Watt-Gesellschaft wird von den einzelnen Autoren keineswegs einheitlich definiert – es gibt somit nicht "die" 2000-Watt-Gesellschaft, sondern unterschiedliche Vorstellungen, wie dieser Zustand zu einem unbestimmten, in weiter Ferne liegenden Zeitpunkt erreicht werden kann. Für die Perspektivarbeiten wird davon ausgegangen, dass die 2000-Watt-Gesellschaft in der Schweiz bis 2100 erreicht werden soll; daraus werden Zwischenziele für 2035 und 2050 abgeleitet.

2 Ausgangslage

Die 2000-Watt-Gesellschaft hat zum Ziel langfristig eine nachhaltige Entwicklung zu erreichen. Darunter wird nach der Brundtland-Definition eine Entwicklung verstanden, welche die heutigen Bedürfnisse zu decken vermag, ohne zukünftigen Generationen die Möglichkeit zu schmälern, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen (Brundtland, 1987).

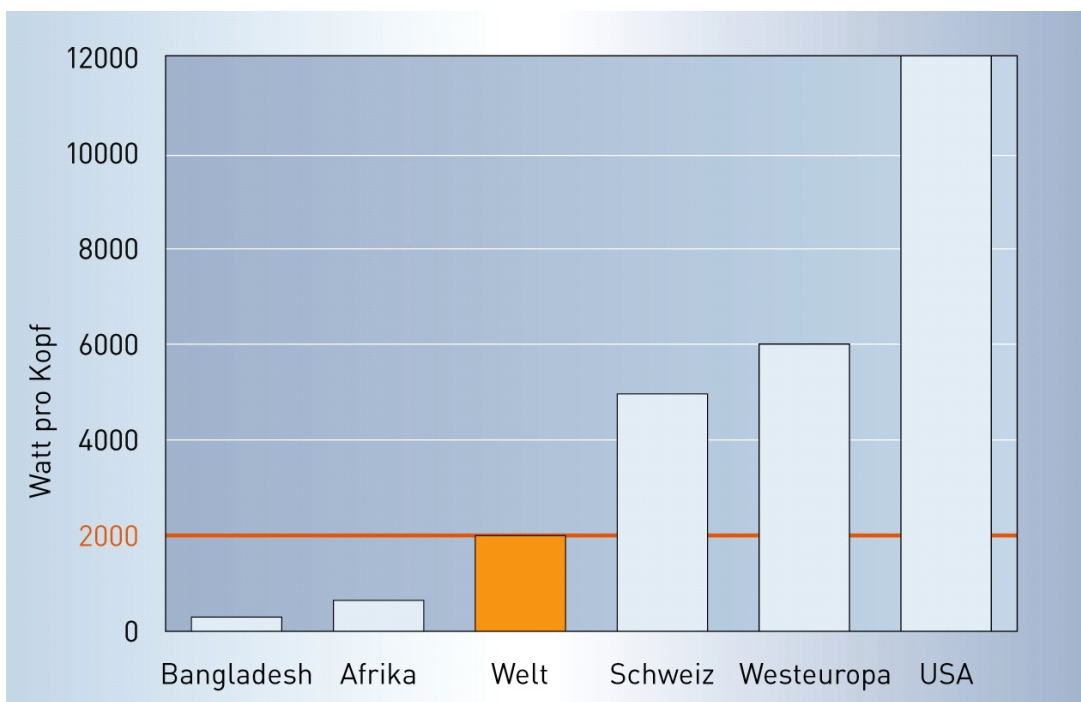
Das Aufhalten des Klimawandels ist eine der vordringlichsten Herausforderungen für eine auf Nachhaltigkeit ausgerichtete Gesellschaft. In Fachkreisen geht man davon aus, dass eine Erwärmung um 0.2 Grad Celsius pro Dekade noch keine Bedrohung der Artenvielfalt und des Ökosystems darstellt. Der dritte Zustandsbericht des "Intergovernmental Panel on Climate Change" (Third Assessment Report, IPCC, 2001) zeigt, dass eine längerfristige Stabilisierung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf 450ppm notwendig ist, damit ein solcher Temperaturanstieg in etwa eingehalten werden kann, beziehungsweise ein Anstieg um mehr als zwei Grad Celsius verhindert werden kann. Klimaforscher haben berechnet, dass bei einer Verdoppelung der vorindustriellen CO₂-Konzentration auf 550 ein Temperaturanstieg von mehr als zwei Grad Celsius mit einer Wahrscheinlichkeit zwischen 68 und 99 Prozent stattfindet (Meinshausen, 2005).

Da die Nutzung der fossilen Energieträger für den grössten Teil der anthropogenen CO₂-Emissionen verantwortlich ist, muss deshalb eine drastische Reduktion des fossilen Energieverbrauches erfolgen.

Gemäss dem Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft soll der Primärenergieverbrauch der Industrieländer auf 2000 Watt pro Person gesenkt werden. 2000 Watt bezieht sich dabei auf die durchschnittliche Dauerleistung, welche pro Kopf verbraucht wird. Diese Dauerleistung variiert im Tages- und Jahresverlauf (im Winter mehr Heizenergie, am Mittag Stromspitzen) und entspricht einem Energieverbrauch von 2 kW-Jahren pro Jahr oder (1 Jahr = 8'760 Stunden) 2 x 8'760 kWh = 17'520 kWh pro Jahr.

Damit der oben beschriebene globale Temperaturanstieg nicht überschritten wird, darf der fossile Anteil längerfristig nicht mehr als 500 Watt pro Person betragen. Die Differenz von 1'500 Watt muss demnach aus nicht fossilen das heisst „CO₂-freien“-Quellen stammen.

Figur 1: **Primärenergieverbrauch pro Kopf für verschiedene Länder**



Quelle: Novatlantis, Leichter Leben, 2004

Das wesentliche Anliegen der 2000-Watt-Gesellschaft ist es, die Klimaschutzziele gerecht auf die gesamte Weltbevölkerung zu verteilen. Deshalb wird der heutige Energieverbrauch „eingefroren“ und gleichmässig (gerecht?) auf alle Erdbewohner verteilt. Der fossile Energieverbrauch muss jedoch auf einen Viertel (rund 500 Watt entsprechend einer Tonne CO₂ pro Kopf) reduziert werden. Es entsteht also eine Pro-Kopf-Allokation von Energiebudgets wie in Figur 1 dargestellt: Der durchschnittliche Energieverbrauch pro Kopf der Weltbevölkerung beträgt 2000 Watt (dies entspricht auch dem Energieverbrauch in der Schweiz im Jahr 1960). Wie schon in Figur 1 gesehen, beträgt der Energieverbrauch in der Schweiz rund 5000 Watt und jener in der USA 12'000 Watt, während Entwicklungsländer einen sehr viel geringeren Energieverbrauch ausweisen.

Ansätze zur Quantifizierung eines möglichen Energieverbrauchsszenarios (Kesselring, Winter, 1994) greifen 1994 erstmals den Begriff einer 2000-Watt-Gesellschaft auf und postulieren deren technische Machbarkeit durch energieeffiziente Umwandlung, Minimierung von nicht erneuerbaren Ressourcen und Maximierung von erneuerbaren Energien. Ergänzend zur technischen Sichtweise kann basierend auf (Goldemberg et al., 2004) und (Suarez, 1995) gezeigt werden, dass ein Energiebedarf von 2000 Watt pro Person unter Einsatz heutiger Technologien genügt, um Wohlstand, wirtschaftliches Wachstum und eine hohe Lebensqualität zu gewährleisten.

Im Jahr 1998 wurde die Idee einer 2000-Watt-Gesellschaft in der „Strategie Nachhaltigkeit im ETH-Bereich“ aufgegriffen (ETH-Rat, 1998) und postuliert, dass diese (für die Schweiz) bis in die Mitte des 21. Jahrhunderts erreicht werden kann/soll. Spreng (Spreng et al., 2002) zeigt, dass die Limite von 63 GJ Primärenergie pro Person und Jahr oder umgerechnet 2000 Watt pro Person aus ökologischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Sicht sinnvoll ist und spricht von einem Energieverbrauchsfenster im Zeithorizont 2050-2100 (Spreng und Semadeni, 2001). Ferner wird die These aufgestellt, dass sich der Energieverbrauch pro Person als massgeblicher Indikator zur Beurteilung der Nachhaltigkeit eignet.

In seinem Jahresbericht 2005 des ETH-Rats (ETH-Rat, 2005) wird die 2000-Watt-Gesellschaft wie folgt umschrieben: "Strategisches Ziel der Energieforschung" ist die Nachhaltigkeit, wie sie im Energieartikel der Bundesverfassung definiert ist. Die damit verbundene Vision einer 2000-Watt-Gesellschaft ist eine Metapher für die Zielsetzung, das angestrebte Wirtschaftswachstum bei deutlich reduziertem Primärenergieeinsatz und drastisch reduzierten CO₂-Emissionen zu realisieren."

Da nach Einschätzung des ETH-Rats letztlich die Bevölkerung über den Erfolg nachhaltiger Energiesysteme entscheidet, haben die ETH-Institutionen ihre Vision "2000-Watt-Gesellschaft" popularisiert. Diese Maxime soll sich im Denken der Menschen verfestigen und sie für das Ziel gewinnen, den heutigen Pro-Kopf-Verbrauch an Energie bei gleich bleibender Lebensqualität langfristig auf einen Drittel zu reduzieren und einen zunehmenden Teil dieser Energie erneuerbar zu gewinnen.

Auch in dieser Formulierung des ETH-Rats wird aber nicht konkret gesagt, bis wann das obige Ziel erreicht werden soll.

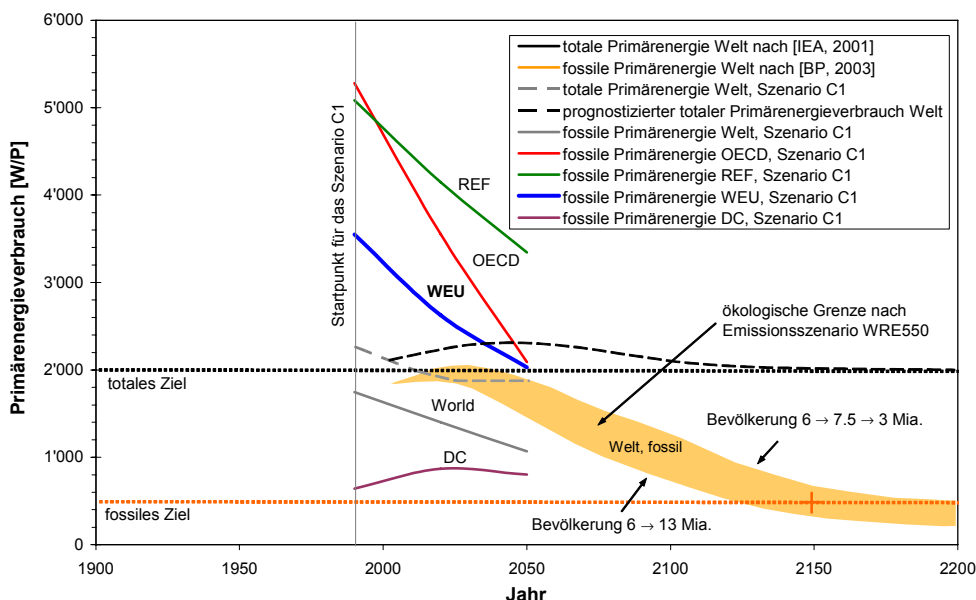
Der Verbrauch von 2000 Watt pro Kopf (oder 65 GJ pro Kopf und Jahr) entspricht etwa einem Drittel des heutigen Energieverbrauchs in Westeuropa. Autoren des ETH-Bereichs (Jochem et al., 2004) haben gezeigt, dass diese Vision technisch bis 2050 machbar ist. Natürlich ist ein Gesamtenergieverbrauch von 2000 Watt pro Kopf nicht der einzige Massstab für globale Nachhaltigkeit. Angesichts des Klimawandels wäre gemäss Energieforschungsstrategie (Boulouchos et al., 2005) ein Indikator, der auf dem Kohlenstoffausstoss pro Kopf und Jahr basiert, aussagekräftiger.

3 Energieverbrauch und CO₂-Emissionen der Weltbevölkerung

Basierend auf dem CO₂-Emissionsszenario der IPCC-Studien (IPCC, 1995 und 2001), (Nakicenovic et al., 2000), welches zu einer Stabilisierung bei 550ppm CO₂ führen, lässt sich ein weltweiter Energieverbrauch für die fossilen Energieträger ermitteln (Figur 2). Aus diesem können separate Szenarien für einzelne Grossregionen wie zum Beispiel Nordamerika, Westeuropa usw. abgeleitet werden. Diese

Aufteilung basiert auf den Energieperspektiven des World Energy Council (Nakicenovic, Grübler, McDonald, 1998). Insbesondere das dort beschriebene Szenario C1 (welches eine Reduktion der CO₂-Emissionen auf zwei Gigatonnen Kohlestoff pro Jahr im Jahr 2100 vorsieht) verfolgt ein ähnliches ökologisches Ziel wie die 2000-Watt-Gesellschaft.

Figur 2: **Maximal möglicher weltweiter Primärenergieverbrauch**



Quelle: Koschenz et al.

Figur 2 zeigt den maximal möglichen weltweiten Primärenergieverbrauch (total und fossil) pro Person unter Einhaltung des IPCC-Szenarios WRE550 (IPCC, 1995) für zwei verschiedene Bevölkerungsentwicklungen. Der Primärenergieverbrauch für den Zeitraum 1925-1999 stammt aus (Nakicenovic, Grübler, McDonald, 1998), (IEA, 2001a), (BP, 2003), (WEO, 2002). Legende: WEU = Westeuropa, DC = developing countries, WRE550= Emissionsszenario zur Stabilisierung bei 500ppm entsprechend den Autoren Wigley, Riley and Edmonds (www.dea-ccat.dk/dea-ccat/co2hlp02.htm) und wie im zweiten Sachstandbericht des IPCC verwendet.

In der internationalen Klimapolitik gilt es eine Blockade zu überwinden: Industrieländer tragen historisch gesehen die grösste Verantwortung für die globale Klimaveränderung und sollten daher einen ersten Schritt tun, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die USA als grösster Emittent und den höchsten Pro-Kopf-Emissionen (siehe Figur 1) haben das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert. Erst mit dem Beitritt Russlands waren 2005 die Anforderungen für das Inkrafttreten des Protokolls erfüllt. Ohne die USA sind allerdings auch die Entwicklungsländer zu keinen Verpflichtungen bereit. Solange die internationale Klimapolitik keinen Weg aus dieser Sackgasse findet, ist eine Einigung auf notwendige nächste Schritte kaum möglich.

Frühe Massnahmen wie das Kyoto-Protokoll sind von hoher Wichtigkeit, wenn es um eine signifikante Reduktion der Treibhausgas-Emissionen und die damit verbundene Klimastabilisierung geht. Welches sind die Anforderungen an die zukünftige internationale Klimapolitik, welche sowohl die Bedürfnisse der Entwicklungs- und Schwellenländer als auch die Nachhaltigkeitsziele der Industrieländer erfüllen? Zentral ist dabei, ob es genügt, Pro-Kopf-Ziele für die Zukunft zu formulieren oder ob zusätzlich die historischen Emissionen auch berücksichtigt werden müssen. Weiter stellt sich die Frage, welche Länder diese Massnahmen zu bezahlen haben. Zurzeit wird ein System diskutiert (Höhne, 2006), in welchem die Industrieländer verpflichtet sind, ihre Pro-Kopf-Emissionen zu reduzieren. Entwicklungsländer reduzieren ihre Emissionen auf dasselbe Niveau, aber erst verzögert und abhängig von den Massnahmen der Industrieländer. Höhne folgert, dass ein auf diesen Prinzipien basierendes System,

eventuell mit weiteren Zwischenstufen und ausgefeilterer Ausgestaltung, den Bedürfnissen der meisten Länder gerecht werden kann.

Während eine weltweite Einigung in der nächsten Dekade unerreichbar scheint, könnten gleichgesinnte Industrieländer gemeinsam mit solchen Entwicklungsländern in der Zwischenzeit den Weg für eine weltweite Einigung ebnen, indem sie demonstrieren, dass Emissionsminderungen ohne weitgehende negative wirtschaftliche Konsequenzen möglich sind. Diese Führungsrolle könnte anderen Ländern als Vorbild dienen und dazu anregen, sich anzuschließen.

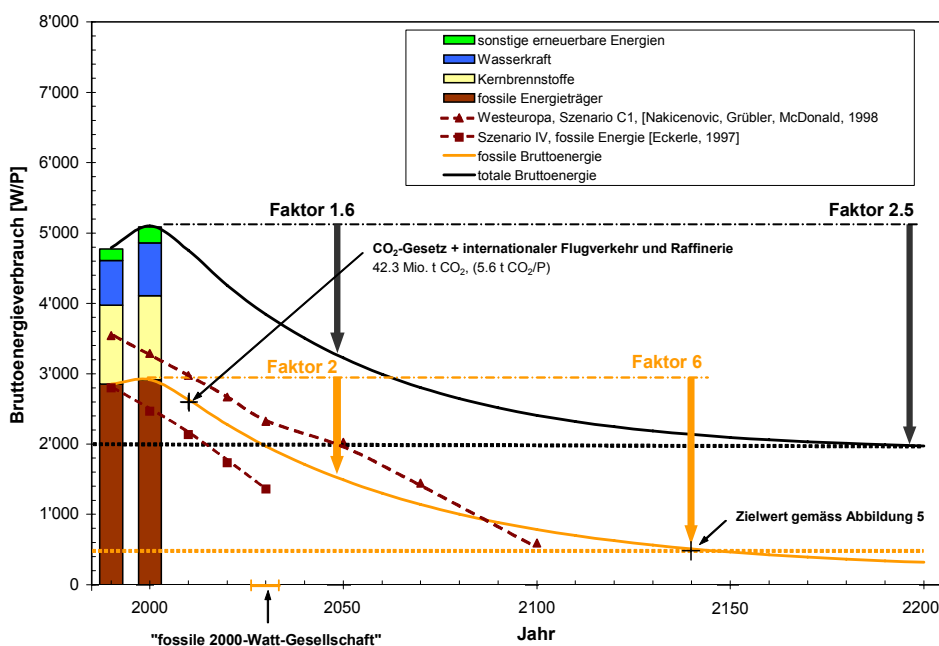
4 Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in der 2000-Watt-Gesellschaft der Schweiz

Nachfolgend wird die zur Erreichung der 2000-Watt-Gesellschaft benötigte Verbrauchsreduktion pro Einwohner der Schweiz entsprechend dem Primärenergieverbrauch dargestellt (ohne graue Energie verursacht durch den Nettoimport von Gütern). Der Bruttoenergieverbrauch kann in diesem Fall direkt aus der Gesamtenergiestatistik des BFE (BFE, 2001) übernommen werden.

Beim Flugverkehr ist nach dem Absatz-, Inländer- und Territorialprinzip zu unterscheiden: Das Absatzprinzip entspricht dem in der Schweiz abgesetzten Flugbenzin; das Inländerprinzip entspricht dem von der Schweizer Bevölkerung im internationalen Flugverkehr benötigten Treibstoff und das Territorialprinzip entspricht dem Flugtreibstoff, der im Luftraum über der Schweiz verbraucht wird.

Basierend auf dem aus ökologischer Sicht notwendigen weltweiten fossilen Reduktionsszenario (Figur 2) wird ein nationales Szenario für die Schweiz entwickelt. Energieszenarien welche das Ziel einer nachhaltigen Klimapolitik verfolgen, erwarten für Westeuropa (Nakicenovic, Grübler, McDonald, 1998) sowie für die Schweiz (Prognos AG im Auftrag BFE, 1997) eine Halbierung des fossilen Energieverbrauchs innerhalb von 60 respektive 40 Jahren. Auch das Szenario IV der aktuellen BFE-Energieperspektiven strebt eine Halbierung der CO₂-Emissionen bis 2050 an.

Figur 3: Szenario für den durchschnittlichen Bruttoenergieverbrauch pro Einwohner der Schweiz und Jahr



Quelle: Koschenz et al.

Figur 3 zeigt ein Szenario für den durchschnittlichen Bruttoenergieverbrauch pro Einwohner der Schweiz und Jahr (ohne graue Energie), inklusive internationalem Flugverkehr durch die Schweizer Bevölkerung; unberücksichtigt bleiben erneuerbare Energien, welche am Gebäude gewonnen werden, beispielsweise Umgebungswärme (nach Koschenz et al., 2005).

Als kurzfristiges Ziel kann das CO₂-Gesetz erwähnt werden, welches eine CO₂-Emissionsreduktion bis zum Jahr 2010 um zehn Prozent gegenüber dem Stand von 1990 vorschreibt. Nach einem leichten Rückgang der CO₂-Emissionen mit dem Konjunkturreinbruch anfangs der 90er-Jahre war zwischen 1996 und 1999 eine Zunahme zu beobachten. Von 1999 bis 2004 sind die Emissionen weitgehend konstant geblieben (Bafu, 2006: www.bafu.admin.ch/klima/index.html?lang=de).

Um eine 2000-Watt-Gesellschaft zu erreichen gilt langfristig auch für die Schweiz das Ziel, den CO₂-Ausstoss auf eine Tonne pro Person zu begrenzen (ETH-Rat, 1998), was einer fossilen Dauerleistung von etwa 500 Watt entspricht. Basierend auf diesen Angaben kann nach der Auffassung von Koschenz et al. das fossile Reduktionsszenario entwickelt werden (Figur 3). Mit diesem Szenario würde etwa im Jahr 2030 eine „fossile 2000-Watt-Gesellschaft“ erreicht.

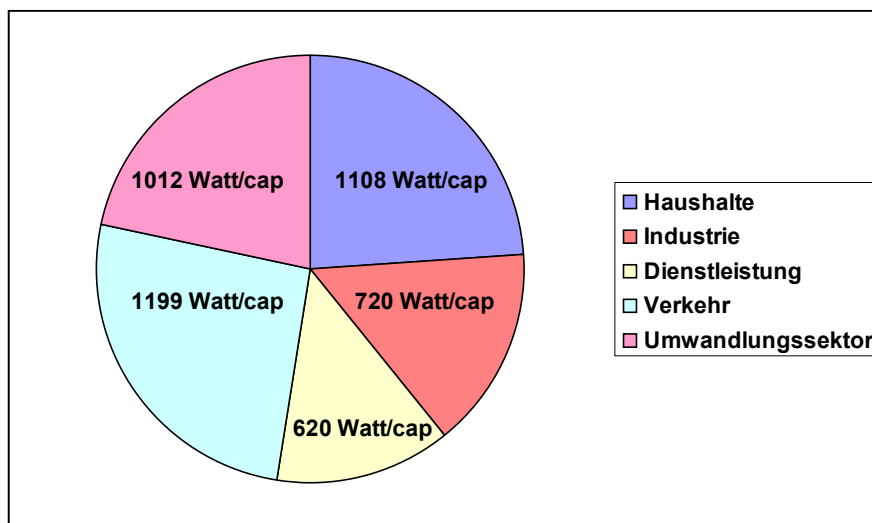
Aus diesem Reduktionsszenario können für die Schweiz konkrete Zielwerte definiert werden. Der landesweite Bruttoenergieverbrauch muss nach der Bilanzierungsmethode ohne graue Energie bis zum Jahr 2050 um den Faktor 1.6 gegenüber dem Jahr 2000 reduziert werden (Figur 3, schwarze Beschriftung). Langfristig soll der Verbrauch auf 2000 Watt (zirka Faktor 2.5) gesenkt werden. Wie die Abbildung weiter zeigt, ist eine Halbierung der fossilen Bruttoenergie bis zum Jahr 2050 und eine Reduktion um den Faktor 6 bis zum Jahr 2150 notwendig (Figur 3, orange Beschriftung).

Das fossile Ziel von einer Tonne CO₂ pro Kopf beziehungsweise 500 Watt wird durch Koschenz et al. entsprechend der Figur 3 auf das Jahr 2150 bis 2200 terminiert und ist im Wesentlichen vom globalen Absenkpfad (orangefarbenes Band in Figur 2) abgeleitet. Dies bedeutet aber nicht, dass die Schweiz als hoch entwickeltes Industrieland dieses Ziel nicht schon früher erreichen sollte. In Anlehnung an die Zielvorgaben in Szenario IV mit einer Reduktion um 50 Prozent bis 2050 erscheint eine Reduktion von 3000 Watt auf 500 Watt, also auf einen Sechstel (-82 Prozent), bis 2100 als anspruchsvolles, aber notwendiges Ziel, um auf einen nachhaltigen Energiepfad zu kommen.

Was weiter aus der Figur 3 ersichtlich ist, ist die Tatsache, dass der restliche Energieverbrauch, also Kernenergie und erneuerbare Energien, konstant bleiben, so dass der Absenkpfad einzig durch die Reduktion der fossilen Energien bewerkstelligt wird. Gerade bei einer sehr langfristigen Betrachtung ist es aber schwierig, abzuschätzen, was mit diesen und allenfalls neuen Energiequellen, wie der Kernfusion, passieren wird.

Die Figur 4 zeigt die Verteilung der Bruttoenergie auf die verschiedenen Wirtschaftssektoren, inklusive Energieeinsatz im Umwandlungssektor. Der Energieverbrauch der privaten Haushalte sowie des Verkehrs (inklusive Geschäftsverkehr) machen je etwa ein Viertel des Primärenergieverbrauchs in der Schweiz aus. Die Wirtschaftssektoren Industrie und Dienstleistung benötigen rund 30 Prozent des Primärenergiebedarfs. Die restlichen gut 20 Prozent entfallen auf die Energie, wo vor allem in den Kernkraftwerken, den Raffinerien und den Kehrlichtverbrennungsanlagen (Lieferung von Strom und Fernwärme) Verluste anfallen.

Figur 4: **Anteil der Primärenergie pro Kopf der Bevölkerung aufgeteilt nach Wirtschaftssektoren basierend auf Energiestatistik 2005, BFE (ohne statistische Differenz)**



Quelle: eigene Darstellung

5 Die Technologie-Roadmap der CORE

Das zentrale Ziel der CORE-Roadmap (Bührer et al., 2006) ist die Identifizierung von viel versprechenden Technologie-Pfaden zum Erreichen der Vision 2050 der Schweizer Energieforschung. Die Resultate des Roadmap Projekts fliessen ins Konzept der Energieforschung des Bundes 2008-2011 ein und dienen somit der Steuerung der Schweizer Energieforschung in Richtung der 2000-Watt-Gesellschaft.

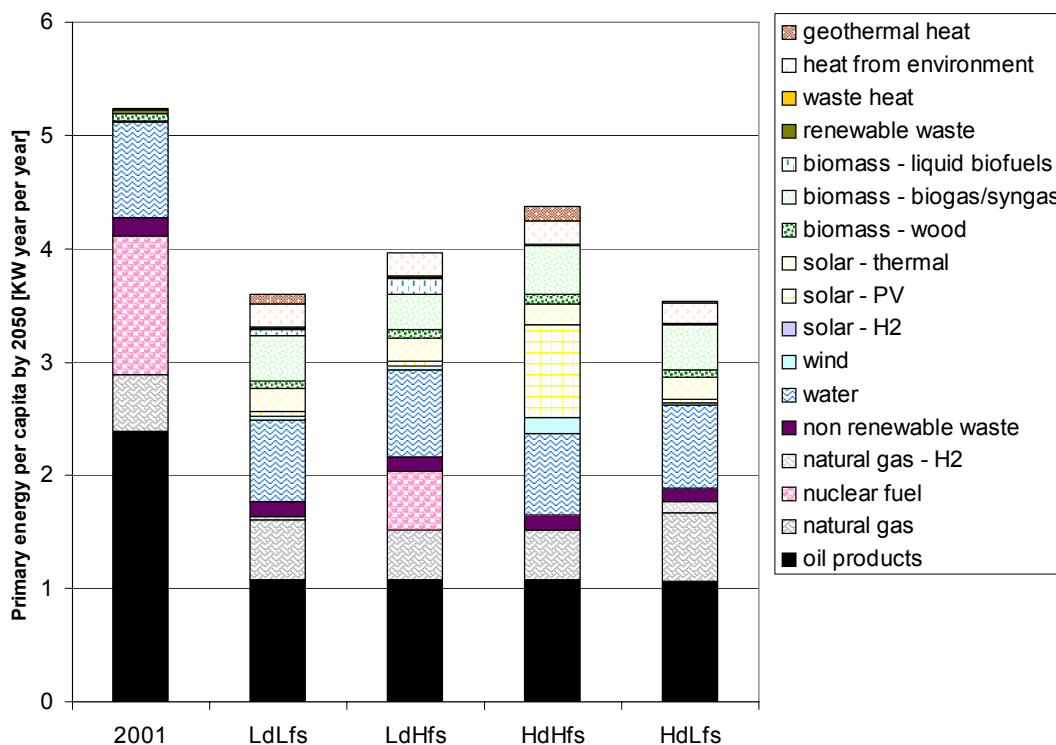
Methodisch wurden von der CORE vier Kernziele formuliert, welche bis 2050 erreicht werden müssen, wenn sich die schweizerische Energieversorgung auf einen Pfad in Richtung 2000-Watt-Gesellschaft begeben soll. Diese Kernziele lauten:

- Eliminierung fossiler Brennstoffe für die alleinige Bereitstellung von Wärme im Gebäudebereich;
- Senkung des Energieverbrauchs im Gebäudebereich um die Hälfte;
- Erhöhung der Nutzung von Biomasse zur Energieversorgung bis zum ökologischen Nettoproduktionspotenzial;
- Senkung des durchschnittlichen PKW-Flottenverbrauchs von fossilen Treibstoffen auf drei Liter pro 100 Kilometer;

Im Bereich der rationellen Nutzung von Primärenergie basiert die Studie auf den Aussagen des Novatlantis-Weissbuchs „Steps towards a 2000-Watt-Society“ (Jochem et al, 2002).

Primärenergieverbrauch nach Energieträger und pro Kopf im Basisjahr 2001 und im Jahr 2050 für die vier von der CORE untersuchten Szenarien (LdLfs = geringe Dezentralisierung und Ersatz fossiler Energieträger, LdHfs = geringe Dezentralisierung und hoher Ersatz fossiler Energieträger, HdHfs = hohe Dezentralisierung und Ersatz fossiler Energieträger, HdLfs = hohe Dezentralisierung und geringer Ersatz fossiler Energieträger). Die grauen Balken („non-renewable fraction“) zeigen den Anteil nicht erneuerbarer Energieträger an. Je nach Szenario kann der erneuerbare Anteil 46 bis 61 Prozent des Primärenergieverbrauchs abdecken und der Pro-Kopf-Verbrauch kann von rund 5000 Watt auf etwa 3500 Watt gesenkt werden.

Figur 5: Primärenergieverbrauch nach Energieträger und pro Kopf



Quelle: Bürer + Cremer

Bei der Bereitstellung von Energie wurden die Technologien zur Konversion der Primärenergie gebündelt in zentrale (zum Beispiel Gaskombikraftwerke, Kernkraftwerke, etc.) oder dezentrale Produktion (zum Beispiel Blockheizkraftwerke, Windkraftanlagen, Photovoltaik etc.) und in Technologien, welche fossile Quellen mit kleinen CO₂-Emissionen nutzen (zum Beispiel hoher Wirkungsgrad, oder CO₂-Sequestrierung etc.) oder welche nicht fossile Quellen nutzen (erneuerbare Energien, Kernenergie).

Es wurde gezeigt (siehe Figur 5), dass die Kernziele der CORE auf verschiedenen Technologiepfaden erreicht werden können. Bei einer Steigerung der Nutzenergie um 65 Prozent können der Primärenergieverbrauch um 20 bis 30 Prozent gesenkt werden und der Anteil an erneuerbaren Energien in der Energieversorgung 46 bis 61 Prozent erreichen (zum Vergleich: 2001 betrug er knapp 20 Prozent. Der Verbrauch fossiler Energie pro Kopf kann bis 2050 auf 1300 bis 1600 Watt pro Kopf gesenkt werden (zum Vergleich: 2001 betrug er mehr als 2800 Watt pro Kopf, siehe Figur 3). Ohne Berücksichtigung der Kosten und politischen Instrumente würden damit wichtige technische Etappen auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft erreicht.

Entscheidend für das Erreichen der CORE-Kernziele sind auf der einen Seite die Nutzbarmachung neuer und die Verbesserung bestehender Effizienz- und Konversionstechnologien durch die Energieforschung (Erhöhung der Wirkungsgrade, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Sicherheit, Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit etc.).

Auf der anderen Seite müssen neue und verbesserte Energietechnologien auch umgesetzt und breit angewendet werden um einen Effekt zu erzielen. Hier sind vor allem die Privatwirtschaft, die Politik und die Anwender gefordert.

6 Folgerungen

Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft entspricht einem Ressourcen-Effizienzziel: Der Primärenergieverbrauch pro Kopf muss (in den Industrieländern) auf 2000 Watt gesenkt werden. Die Energieressourcen – fossile und erneuerbare – sollen effizient eingesetzt werden. Dieses Effizienzziel greift aber in der Debatte um den Klimaschutz zu kurz, da nicht konkret zwischen fossiler und erneuerbarer Energie unterschieden wird. Um dem Klimaschutz gerecht zu werden, muss deshalb das fossile Unterziel von 500 Watt beziehungsweise eine Tonne CO₂ pro Kopf definiert werden (siehe auch Zieldefinition in der Strategie Nachhaltigkeit des Bundesrats im Kapitel 1 „Einführung“). Dabei darf aber nicht vergessen werden, dass für die Beurteilung der Nachhaltigkeit auch der Mix der nicht-fossilen Energieträger wichtig ist und dass darunter sehr unterschiedliche Energiequellen wie Kernenergie, Kehricht, Wasserkraft usw. fallen, deren Beitrag zur Nachhaltigkeit zum Teil umstritten ist. Zudem darf die graue Energie, welche in Infrastrukturanlagen, Geräten und Produkten enthalten ist, und welche heute grossenteils importiert werden (beispielsweise Consumer Electronics), im Sinne einer Entmaterialisierung der Gesellschaft nicht vergessen werden.

Aus klimapolitischer Optik ist also die Reduktion des fossilen Energieverbrauchs auf eine Tonne CO₂ pro Kopf wesentlich und nicht das 2000 Watt Effizienzziel, denn es ist vorstellbar, dass man sich dank erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung ihrer ökologischen Potenziale, welche durchwegs auch begrenzt sind, einen höheren Energieverbrauch als 2000 Watt pro Kopf leisten kann. Umstritten sind dabei die Beiträge der Kernenergie: diese ist zwar CO₂-frei (Klimaschutz), stösst aber auf Akzeptanzprobleme wegen operativen Risiken (inklusive Proliferation) und der langfristigen Abfallproblematik. Uran ist auch eine endliche Ressource, wobei der Brennstoffanteil an den Gesamtkosten gering ist und bei steigenden Preisen zusätzliche Kernbrennstoffquellen erschlossen werden können.

Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft basiert auf dem Primärenergieverbrauch. Gerade bei erneuerbaren Energie gibt es aber international wenig konsistente Definitionen, wie die Primärenergie aus erneuerbaren Energieträgern zu erfassen ist, und es ist umstritten, ob es sinnvoll ist, deren Primärenergieverbrauch zu erfassen. Bei der Photovoltaik rechnet man zum Beispiel mit Wirkungsgraden von 10-15 Prozent, das heisst mehr als 80 Prozent sind „Umwandlungsverluste“ von Primärenergie, welche aber (ausser als schlecht transportierbare Wärme) nicht anders genutzt werden könnten.

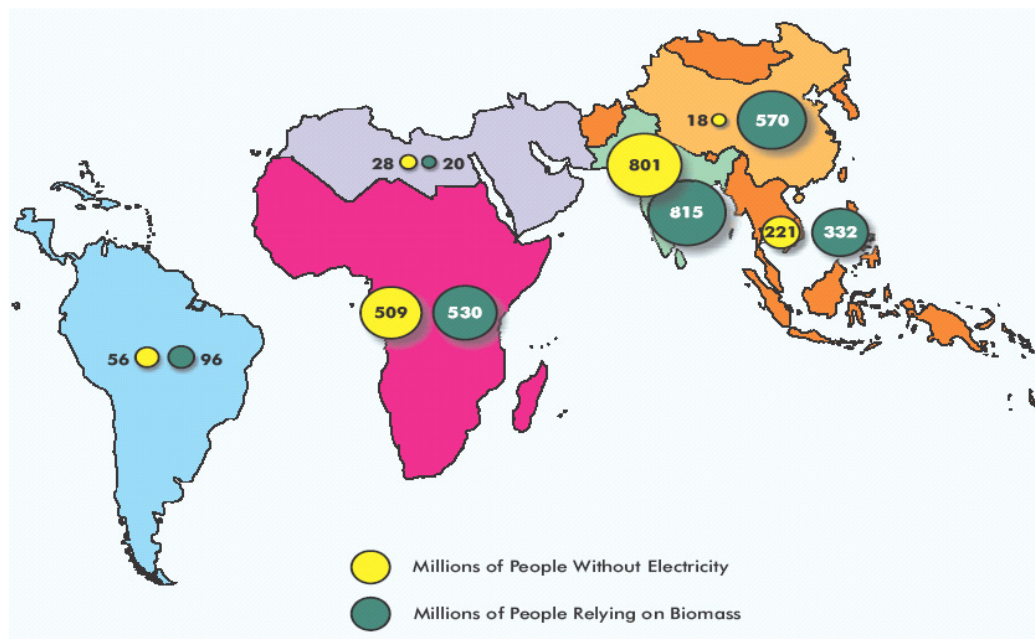
Ähnlich ist die Situation bei Wärmepumpen, welche Umgebungswärme nutzen: Die Umgebungswärme hätte nicht anders genutzt werden können, auch wenn das Wärmereservoir von Boden und Gewässern beschränkt ist. Aus diesem Grund können Wärmepumpen auch zu den Effizienzmassnahmen anstatt zu den erneuerbaren Energien hinzugezählt werden, weil sie rund zwei Drittel weniger (kommerzialiserte) Endenergie benötigen als konventionelle Heizanlagen.

Ein Beispiel, welches gegenteilig gelagert ist, bilden die erneuerbaren Treibstoffe, insbesondere die Biotreibstoffe erster Generation wie Bioethanol aus Rüben, Zuckerrohr oder Biodiesel aus Raps. Diese Biotreibstoffe benötigen zur Herstellung einen gewissen Anteil fossiler und erneuerbarer Energie, so dass der Primärenergieverbrauch insgesamt in der Regel wesentlich höher ist (bis zu einem Faktor zwei) als bei rein fossilen Treibstoffen (siehe Concawe-Studie, 2006). Deshalb wird heute an Biotreibstoffen der zweiten Generation geforscht, bei welcher die Biomasse effizienter genutzt werden soll.

Goldemberg und Spreng postulieren, dass 2000 Watt pro Kopf genügen, um Wohlstand, wirtschaftliches Wachstum und Lebensqualität zu gewährleisten. Bei dieser These bleibt aber unklar, wie Wohlstand und Lebensqualität zu definieren sind. Tatsache ist, dass heute immer noch 1.6 Milliarden Menschen ohne Zugang zu Strom leben, und 2.4 Milliarden Personen sind von traditioneller Biomasse (Dung, Losholz) abhängig (siehe Figur 6) mit entsprechenden gesundheitlichen Konsequenzen, zum Beispiel durch offene Feuerstellen in geschlossenen Räumen. Die IEA folgert daraus, dass Entwicklungsländer mehr und vor allem "saubere" Energie wie Elektrizität benötigen und dies zu bezahlbaren Preisen.

Das Szenario IV der Energieperspektiven zeigt, dass das Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft nur durch Änderungen und zum Teil auch Einschränkungen der heutigen Bedürfnisse vor allem im Bereich Mobilität realisierbar ist. Mit der immer stärker spezialisierten Arbeitsteilung und individueller Selbstverwirklichung werden immer längere Transportwege in Kauf genommen, welche sich negativ auf den Energiebedarf auswirken und dem Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft entgegen laufen. Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft kann zu schwierigen demokratischen Auseinandersetzungen in vielen Politikbereichen führen. Erforderlich ist eine auf Ressourcenschonung ausgerichtete Wirtschafts-, Raumordnungs- und Verkehrspolitik. Ohne internationale Harmonisierung der Ziele und Politikinstrumente ist dies undenkbar.

Figur 6: **Weltweite Verteilung der Energiearmut**



Quelle: IEA

Figur 6 zeigt die weltweite Verteilung der Energiearmut: 1.6 Milliarden Menschen haben keinen Zugang zu Elektrizität, davon leben 80 Prozent südlich der Sahara und in Südasien. 2.4 Milliarden Menschen haben nur Zugang zu Energie aus Biomasse (IEA, World Energy Outlook 2002).

Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft ist unklar bezüglich des Zeithorizonts, bis wann das Ziel der 2000-Watt- (beziehungsweise 500 Watt fossil) Gesellschaft erreicht werden soll. Vom ETH-Rat wurde die 2000-Watt-Gesellschaft mit dem Zeithorizont 2050 in Zusammenhang gebracht (siehe Jochem et al., 2004), auf den sich die Energieforschung ausrichten soll; im Jahresbericht 2005 des ETH-Rats (2005) und in der Energieforschungsstrategie (Boulouchos et al., 2005) wird aber das Zieljahr 2050 nicht explizit erwähnt. Koschenz et al. (2005) haben den Zeithorizont für die 2000-Watt-Gesellschaft (insbesondere 500 Watt fossil) für 2150 vorgeschlagen, was wesentlich weniger ambitiös als Jochem et al. (2004) ist. Die Figur 3 aus Koschenz et al. (2005) gibt für 2050 eine Halbierung der fossilen Energien vor; dieses Ziel wird in den Energieperspektiven des BFE aufgenommen (-50 Prozent der CO₂-Emissionen) um die technischen, wirtschaftlichen und politischen Voraussetzungen zur Realisierung zu diskutieren.

Das AWEL Zürich postuliert in seiner Vision 2050 (Jakob, M. et al., 2005) eine Reduktion der CO₂-Emissionen um einen Faktor sechs auf eine Tonne pro Kopf bis 2050; dieses Ziel lässt sich aber nach Auffassung der Autoren nur durch sehr einschränkende Massnahmen (zum Beispiel Verzicht im Bereich Mobilität) erreichen. Die Umweltverbände in ihrem "Wegweiser in die 2000-Watt-Gesellschaft" vom Juni 2006 (Ellipson, 2006) schliessen sich diesen Zielvorgaben bis 2050 an. Auch der Kanton Bern (Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion des Kantons Bern, 2006) nimmt in seiner Energiestrategie

2006 das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft auf und wählt als Zielvorgabe 4000 Watt pro Kopf bis 2035, was in etwa mit den Zielen des Szenario IV der Energieperspektiven BFE und mit Novatlantis übereinstimmt; ein fossiles Ziel wird aber nicht genannt.

Die CORE-Studie kommt zum Resultat, dass bei einer Ausschöpfung der technischen Potenziale (und weiterhin steigenden Nachfrage), eine Reduktion des Primärenergiebedarfs auf zirka 4000 Watt pro Kopf bis 2050 möglich ist, je nach Szenario.

Wie schon in Kapitel 4 erwähnt, ist das Ziel der 500 Watt fossil bis 2100 anspruchsvoll, aber für ein hoch entwickeltes Land wie die Schweiz nötig, um auf einen nachhaltigen Energiepfad zu kommen – auch wenn dies wahrscheinlich, wie die CORE-Roadmap zeigt, nicht allein durch Technologieentwicklung erreichbar ist. Zudem stellt sich die Frage, was mit den nicht-fossilen Energien, wie Kernenergie und erneuerbaren Energien passieren soll? Entsprechend der Figur 3 bleibt der zukünftige Verbrauch dieser Energien konstant. Auch diese Energien haben aber ihre ökologischen Vor- und Nachteile, welche eine vertiefende Diskussion verlangen.

Allen Studien ist gemeinsam, dass sie wenig über wirtschaftliche, sozio-ökonomische und politische Voraussetzungen und Folgen enthalten. Der ETH-Rat (2005) hat Themen wie Verhaltensänderungen und Innovationen aufgegriffen. In Szenario IV werden soweit möglich bis Zeithorizont 2035 Politikinstrumente und wirtschaftliche Fragen behandelt. Dabei ist zu beachten, dass die Wirtschaftlichkeit als Komponente der Nachhaltigkeit wegen der unterstellten Innovationen (Kostendegression durch technischen Fortschritt) und Strukturänderungen auch für den Zeithorizont 2035 schwierig und in gewissem Mass spekulativ sind.

Literaturverzeichnis Exkurs 15

Schweizerischer Bundesrat, 2002, Strategie Nachhaltige Entwicklung 2002, www.konsum.admin.ch/imperia/md/content/nachhaltigeentwicklung/entwicklung02.pdf.

K. Boulouchos, J.-M. Cavedon, R. Eichler, F. Gassmann, L. Schlapbach, M.T. Tran, A. Wokaun, 2005, Energieforschung im ETH-Bereich, http://www.psi.ch/medien/medien_bilder/Executive_Summary_d.pdf.

Jochem, E., et al., 2002, Steps towards a 2000 Watt-Society, Developing a White Paper on Research & Development of Energy-Efficient Technologies, Prestudy, www.novatlantis.ch.

Jochem, E., et al., 2004, Steps towards Sustainable Development, A White Book for R&D of energy-efficient technologies, www.novatlantis.ch.

Koschenz, M., Pfeiffer, A., 2005, Potential Wohngebäude: Energie- und Gebäudetechnik für die 2000-Watt-Gesellschaft. Faktor Verlag, Zürich.

Bührer, M. und Cremer, C., 2006, A contribution to the identification of promising technologies for the 2050 Swiss energy R&D policy vision, im Auftrag des BFE.

IEA, 2006, Energy Technology Perspectives – Scenarios and Strategies to 2050.

Brundtland, G.-H., 1987, Brundtland Report, World Commission on Environment and Development (WCED). www.are.admin.ch/are/en/nachhaltig/international_uno/unterseite02330/.

IPCC, Climate Change 1995, Second Assessment, 1995, siehe www.ipcc.ch.

IPCC, Climate Change 2001: Mitigation – Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of IPCC, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press, 2001, siehe www.ipcc.ch.

Malte Meinshausen, 2005, On the Risk of Overshooting Two Degrees, www.cgd.ucar.edu/~mmalte/simcap/publications/meinshausenm_risk_of_overshooting_final_webversion.pdf.

Novatlantis, 2004, Leichter Leben – die 2000-Watt-Gesellschaft, Zürich. www.novatlantis.ch.

Kesselring, P., Winter, C.-J., World Energy Scenarios: A Two-Kilowatt Society Plausible Future or Illusion?, Energietage 1994, PSI Villigen, 1994.

Spreng und Semadeni, 2001, Energie, Umwelt und die 2000-Watt-Gesellschaft, CEPE working paper no.11, ETHZ, http://e-collection.ethbib.ethz.ch/ecol-pool/incoll/incoll_420.pdf.

Spreng, D., Scheller, A., Schmieder, B., Taormina, N., Das Energieverbrauchsfenster, das kein Fenster ist, CEPE, Zürich, 2002.

ETH-Rat, 1998, 2000-Watt-Gesellschaft - Modell Schweiz http://www.novatlantis.ch/projects/2000W/brochure/resources/pdf/ge_brochure.pdf, Strategie Nachhaltigkeit im ETH-Bereich, Wirtschaftsplattform, ETH Zürich, Zürich.

ETH Rat, 2005, Jahresbericht 2005 des ETH-Rats, www.ethrat.ch.

Höhne, N., 2006, What is Next after the Kyoto Protocol? Assessment of options for international climate policy post 2012, ISBN: 90-8594-005-2.

Nakicenovic, N., Grübler, A., McDonald, A., Global Energy Perspectives, IIASA/WEC, Cambridge University Press, 0-521-64569-7, 1998.

Nakicenovic, N., et al., IPCC Special Report, Emissions Scenarios, Summary for Policymakers, 2000.

Prognos AG, 1997, Ergänzungen zu den Energieperspektiven 1990-2030 (Szenario IV), im Auftrage des Bundesamts für Energie BFE.

Goldemberg, J. et al., World Energy Assessment: Overview 2004 Update, ISBN 92-1-126167-8, UNDP, New York, 2004.

Suarez, C.E., Energy Needs for Sustainable Human Development, Energy as an Instrument for Socio-Economic Development, UNDP, New York, 1995.

BP, BP Statistical Review of World Energy 2003, siehe www.bp.com.

EIA, International Energy Outlook 2003, Energy information Administration (EIA), U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, 2003 ([http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2003\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2003).pdf)).

IEA, International Energy Agency, Energy Balances of OECD Countries (Edition 2001) and Energy Balances of non-OECD Countries (Edition 2001), 2001a.

Concawe, 2006, Well-to-Wheel Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, <http://ies.jrc.cec.eu.int/wtw.html>.

WEO, World Energy Outlook 2002, OECD/International Energy Agency, ISBN 92-64-19835-0, 2002.

Jakob, M. et al, 2005, Vision 2050, im Auftrag des Amtes für Wasser, Energie und Luft (AWEL) des Kantons Zürich, <http://www.energie.zh.ch/internet/bd/awel/energie/de/themen/energieplanung.html>.

Ellipson, 2006, Wegweiser in die 2000-Watt-Gesellschaft, im Auftrag der Umweltorganisationen. www.ellipson.com/files/studies/Energieperspektive_2050_Dt_kurz.pdf.

Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion des Kantons Bern, 2006, Energiestrategie, www.bve.be.ch/site/bve_bve_pub_energiestrategie_d.pdf.

16. Exkurs: Internationale und nationale Energieperspektiven und nationale Positionspapiere

Michel Piot, Thomas Volken, Bundesamt für Energie

Internationale und nationale Energieperspektiven und nationale Positionspapiere

Der nachfolgende Exkurs soll einen Überblick über internationale und nationale Energieperspektiven sowie nationale Positionspapiere geben.

In diesem Überblick geht es um die Auf- und Gegenüberstellung der unterstellten Rahmenentwicklungen, Modelle und der daraus resultierenden Ergebnisse. Es ist allerdings schwierig, die einzelnen Arbeiten zu vergleichen, da die Annahmen und Zielsetzungen der Arbeiten teilweise schwer nachvollziehbar sind oder stark auseinandergehen. Einige Publikationen geben den politischen Aussagen mehr Gewicht als der Analyse.

Auf internationaler Ebene sind es allen voran drei Organisationen, die regelmässig einen aktualisierten Ausblick erstellen: die Internationale Energieagentur (IEA) mit Sitz in Paris, die US Energy Information Administration (EIA) und der World Energy Council (WEC). Auf europäischer Ebene erarbeitet die europäische Union (EU) regelmässig einen Energieausblick.

Im Weiteren beschäftigen sich aber auch Grosskonzerne mit der Entwicklung der weltweiten Energiemärkte und deren Entwicklungen. Dies sind vor allem Grosskonzerne aus dem Erdölsektor aber auch Banken und grosse Stromproduzenten.

Aus der Fülle von Energieausblicken werden für diesen Exkurs die Arbeiten der International Energy Agency (IEA), der Energy Information Administration (EIA), des World Energy Council (WEC), der Europäischen Kommission sowie der Erdölfirmer Shell und Exxon zusammengefasst.

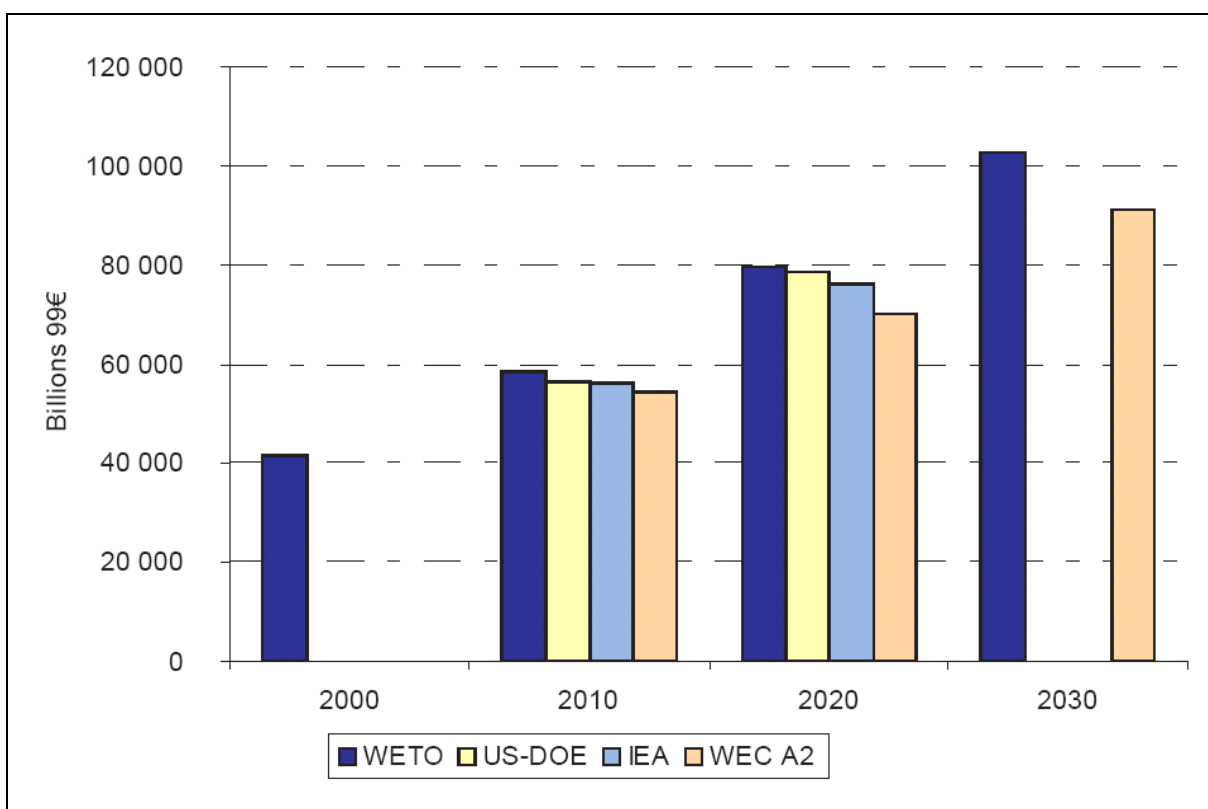
Auf nationaler Ebene haben im Verlaufe der letzten zwei Jahre zahlreiche Organisationen und Gruppierungen Energieperspektiven beziehungsweise Positionspapiere publiziert, die sich mit der Situation in der Schweiz auseinandersetzen. Auch auf diese Arbeiten wird, soweit möglich, in alphabetischer Reihenfolge eingegangen. Es wird aber bewusst auf eine Beurteilung und Gewichtung dieser Arbeiten verzichtet.

A Vergleich der internationalen Perspektiven

Da sich die internationalen Perspektiven, die in diesem Exkurs dargestellt werden, auf unterschiedliche Zeiträume und unterschiedliche Referenzwerte beziehen, war es im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, einen zusammenfassenden Vergleich zu machen. Es wurde jedoch versucht, mittels zusammenfassender Tabellen eine Vergleichsmöglichkeit zu schaffen. Diese Tabellen befinden sich am Schluss der jeweiligen Perspektiven.

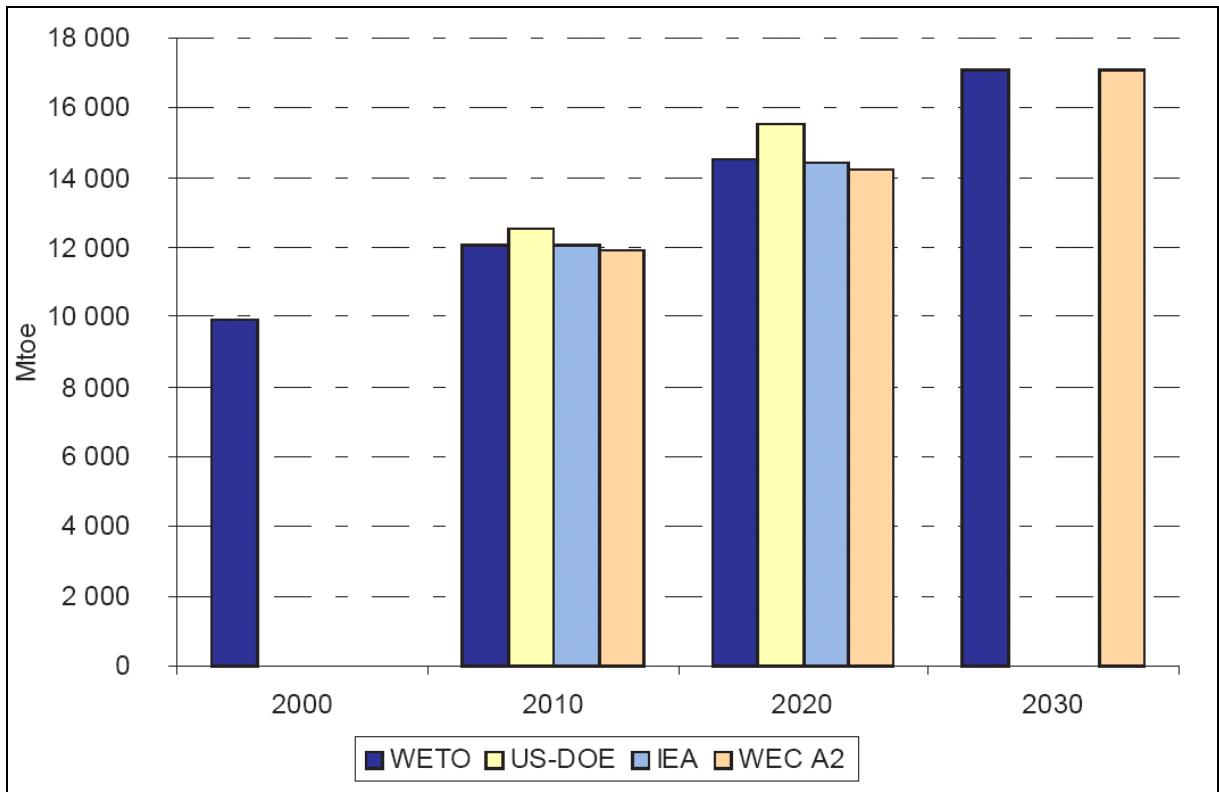
Als weiterer Vergleich dient die Zusammenstellung der Europäischen Kommission. Innerhalb ihres World energy, technology and climate policy outlook (WETO) vergleicht die Kommission ihre Annahmen und Ergebnisse mit den Perspektivarbeiten der IEA (World Energy Outlook 2000, Reference Scenario), der EIA (US-DOE 2002, Reference Case) und des WEC (WEC, A2). Nachfolgend die Figuren zum BIP, Energieverbrauch und den CO₂-Emissionen:

Figur 1: Vergleich der BIP-Prognosen



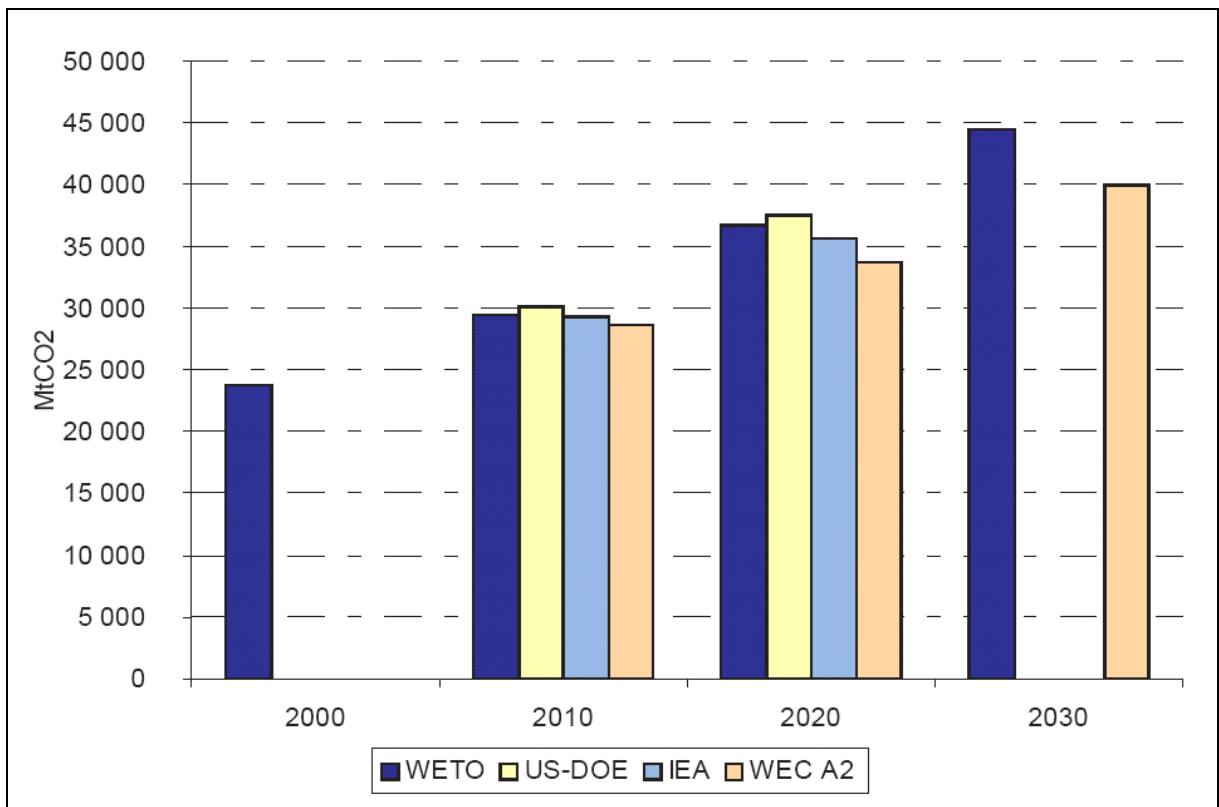
Quelle: [7]

Figur 2: **Vergleich des Primärenergieverbrauchs**



Quelle: [7]

Figur 3: **Vergleich der CO₂-Emissionen**



Quelle: [7]

Es zeigt sich bei diesem Vergleich, dass die Ergebnisse sowohl fürs BIP, für den Primärenergieverbrauch als auch für die CO₂-Emissionen in den unterschiedlichen Perspektivarbeiten nur geringfügig voneinander abweichen. Bei allen vier Arbeiten zeigen die drei Grössen wachsende Tendenz.

B Internationale Energieperspektiven

1 International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook

Literatur: [13], [14]

Die Internationale Energieagentur (IEA) veröffentlicht jährlich einen World Energy Outlook (WEO). Während in den geraden Jahren globale Aktualisierungen publiziert werden, beschäftigt sich der WEO in ungeraden Jahren mit einem Vertiefungsthema. In der aktuellen Ausgabe von Ende 2005 wird dem Mittleren Osten und Nordafrika der Schwerpunkt gewidmet. Sie beschreibt die Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage in Industrie-, Transformations- und Entwicklungsländern bis 2030 anhand von drei Szenarien:

- Referenzszenario, das alle vor Mitte 2004 erlassenen und in Kraft getretenen Gesetze berücksichtigt;
- Alternativszenario, das zusätzlich Massnahmen abdeckt, die momentan in Diskussion stehen oder realistischerweise in der Zeitperiode bis 2030 implementiert werden und somit einen energiepolitischen Einfluss haben könnten;
- Szenario mit Investitionsaufschub, das von niedrigen Investitionen im Ölfördersektor im Mittleren Osten und Nordafrika ausgeht und somit gemäss IEA dem momentanen Trend entspricht.

Nachfolgend werden beide WEO berücksichtigt und, soweit vorhanden, die aktuellsten Daten verwendet.

1.1 Modellaspekte

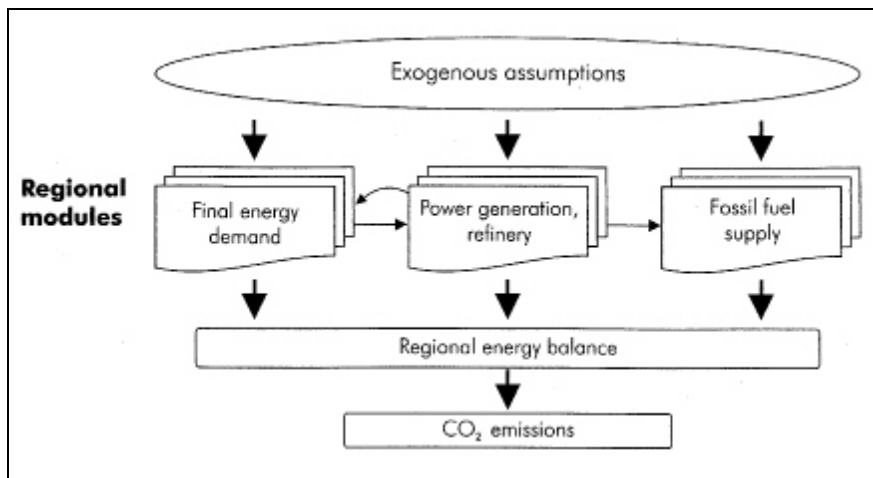
Das „World Energy Model“ der IEA ist vereinfacht in Figur 4 dargestellt. Als Rahmendaten – sogenannte exogene Grössen – fliessen das Bruttoinlandprodukt (BIP) und die Bevölkerungsentwicklung ein, bei denen sich die IEA hauptsächlich auf die Prognosen des Internationalen Währungsfonds (IWF), der Weltbank und der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) abstützt. Im Weiteren schätzt sie die internationalen Preise für fossile Energieträger und den technologischen Fortschritt ab.

Elektrizitätsverbrauch und -preise verbinden auf dynamische Weise die Module Endenergieverbrauch und Stromerzeugung. Der fossile Primärenergiebedarf dient als Input für das fossile Angebotsmodul. Gesamtenergiebilanzen und CO₂-Emissionen werden auf regionalen Ebenen erstellt.

Als Grundlage des Modells dienen Daten der Periode 1971-2002. Die einzelnen Parameter des Endenergieverbrauchmoduls werden mit ökonometrischen Techniken geschätzt. Bei Trendbrüchen, ausserordentlichen Technologiesprüngen oder politischen Richtungswechseln werden diese Parameter entsprechend korrigiert oder mit anderen Modelltechniken berechnet. Ist die Datengrundlage nicht ausreichend, behilft sich die IEA mit Ländervergleichen und setzt zusätzliches Expertenwissen ein.

Die IEA liefert Perspektiven über den weltweiten Primärenergieverbrauch, den Energieverbrauch je Primärenergieträger (Öl, Gas, Kohle, Kernenergie, Wasserkraft, andere erneuerbare Energieträger), über den Stromverbrauch und die Kohlendioxid-Emissionen. Die Ergebnisse werden in Zehn-Jahres-Intervallen dargestellt. Das Modell liefert Resultate für zahlreiche OECD-Regionen und Einzelstaaten.

Figur 4: **Schematische Übersicht über das Modell der IEA**



Quelle: [13]

1.2 Rahmenentwicklung

Die IEA übernimmt bei der Bevölkerungsentwicklung die Wachstumsannahmen der UNO (World Population Prospects: the 2002 Revision). Diese sieht ein jährliches Wachstum von 1% vor, so dass die Bevölkerung von 6.2 Mrd. im Jahre 2002 auf rund 8.1 Mrd. im Jahre 2030 steigt, wobei die Wachstumsrate von 1.2% in den Jahren 2003-2010 auf 0.8% zwischen 2020-2030 fällt. Der Anstieg fällt mit durchschnittlich 1.2% pro Jahr in den Entwicklungsländern am stärksten aus, was gegenüber den letzten drei Dekaden aber einem deutlichen Rückgang entspricht.

Das Bevölkerungswachstum beeinflusst die Energienachfrage stark, und zwar direkt aber auch indirekt über die wirtschaftliche Entwicklung. Trotzdem betrachtet die IEA keine Sensitivitäten bei den Rahmendaten.

Für den Zeitraum von 2002 bis 2030 geht die IEA von einem BIP-Wachstum von 3.2% pro Jahr aus, was gegenüber der Zeitperiode 1970-2000 einem leichten Rückgang entspricht. Das grösste jährliche Wachstum wird für die Entwicklungsländer prognostiziert (4.3%), Osteuropa und die ehemalige Sowjetunion wachsen mit einer Rate von 3.7%, während die Industriestaaten mit durchschnittlich 2.2% wachsen. Für Westeuropa nimmt die IEA ein Wachstum von 2.1% an.

Die Kombination des Bevölkerungs- mit dem Wirtschaftswachstum führt zu einer Erhöhung des Pro-Kopf-Einkommens von rund 2.2% pro Jahr, von 7'700 USD im Jahre 2002 auf 14'200 USD in 2030. Das höchste Wachstum werden die Reformländer und China verzeichnen, doch werden die Industrieländer auch im Jahre 2030 nach wie vor viermal höhere Pro-Kopf-Einkommen verzeichnen als die übrige Welt.

1.3 Referenzszenario

1.3.1 Energiepreise

Die IEA geht im Referenzszenario davon aus, dass sich der Ölpreis (real in USD-2000) bis 2006 auf 22 USD pro Fass zurückbilden wird, dann ungefähr konstant bleibt bis 2010, bevor ein Anstieg auf 29 USD bis ins Jahr 2030 erfolgt.

Die Gaspreise werden gemäss IEA weiterhin an den Ölpreis gekoppelt bleiben und entsprechend nach einem Rückgang im Jahre 2006 bis ins Jahr 2030 linear ansteigen.

1.3.2 Nachfrageentwicklung

Die IEA errechnet einen Anstieg des Primärenergieverbrauchs zwischen 2002 und 2030 von 60%, was einem jährlichen Zuwachs von 1.7% und damit einer Abschwächung des Wachstums gegenüber den vergangenen Dekaden entspricht. Die Wachstumsraten sind vor allem in den Entwicklungsländern hoch, allerdings mit einem tiefen Ausgangsniveau. Der Anteil der fossilen Energieträger wird global bis 2030 nochmals leicht ansteigen, wobei Öl mit rund 35% am Gesamtenergieverbrauch der wichtigste Träger bleiben wird. Dies entspricht einer täglichen Nachfrage von 121 Mio. Barrel Rohöl. Bedingt durch die Verteilung der globalen Ölreserven wird sich die Abhängigkeit der OECD-Länder vom Mittleren Osten weiter akzentuieren, und die Anfälligkeit auf mögliche Preisschocks infolge Lieferschwierigkeiten steigt.

Der Elektrizitätsverbrauch wächst in allen Regionen schneller als der Gesamtenergieverbrauch, und zwar wird weltweit bis 2030 mit einem jährlichen Wachstum von 2.5% gerechnet, gegenüber 3.6% in den letzten 30 Jahren.

1.3.3 Angebotsentwicklung

Die globale Stromproduktion aus Kernkraftwerken bleibt in etwa konstant, verliert aber relativ gesehen stark an Bedeutung. Die IEA geht davon aus, dass die Kernenergie vor allem in China, Südkorea, Japan und Indien zunehmen wird, während sie in der EU, bedingt durch den Ausstieg Deutschlands, stark fallen wird.

Der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft steigt global jährlich um etwas mehr als 6% an, so dass er im Jahr 2030 etwa 6% an der Gesamtstromproduktion ausmachen wird. Gemäss IEA sollte die EU mit den im Referenzszenario berücksichtigten Gesetzen und Fördermassnahmen im Jahr 2030 auf einen Anteil von 17% kommen, was einem jährlichen Wachstum von rund 7% entspricht.

Bedingt durch den Stromproduktionsmix, in dem Gas und Kohle weiterhin mit Abstand die wichtigsten Energieträger sind, werden trotz gewisser technologischer Fortschritte auch die CO₂-Emissionen stark ansteigen.

Hinter diesen Wachstumswahlen im Elektrizitätssektor verbirgt sich ein Investitionsvolumen von enormen Dimensionen. Die IEA hat eine Abschätzung unter anderem zum global nötigen Bau von Kapazitäten in der Stromwirtschaft vorgenommen. Dabei fällt nicht nur der Zubaubedarf als Folge der stark steigenden Nachfrage ins Gewicht sondern auch der Erneuerungsbedarf des bestehenden Kraftwerk-parks. So rechnet sie mit einem globalen Neu- und Renovationsbedarf an Kapazitäten von 4'800 Gigawatt (GW) bis ins Jahr 2030, in der OECD werden es 2'000 GW sein. Als Vergleichsgrössen: die OECD-Länder haben heute eine installierte Leistung von etwa 2'200 GW. Ein Kernkraftwerk, wie zum Beispiel Gösgen, produziert Strom mit einer elektrischen Leistung von rund 1 GW, eine moderne Windanlage momentan mit 0.0025 GW. Die globalen Investitionen von 10'000 Mrd. USD verteilen sich zu 47% auf die Produktionsanlagen, 16% auf die Übertragungsnetze und 37% auf die Verteilungsnetze.

1.3.4 CO₂-Emissionen

Der Ausstoss von CO₂ wird von 2002 bis 2030 in allen Regionen steigen, global um 60%, und zwar ungefähr gleichmässig auf die fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle verteilt. Dabei entfallen zwei Drittel der Erhöhung auf die Entwicklungsländer, was aber nicht über die Tatsache hinwegtäuschen darf, dass in den OECD-Ländern der prognostizierte Pro-Kopf-Ausstoss auch im Jahr 2030 mit 12 Tonnen CO₂ etwa viermal höher sein wird als in den Entwicklungsländern.

Tabelle 1: Referenz-Szenario 2002-2030

	2002	2010	2020	2030	% p.a. 2002- 2030
Bruttoinlandprodukt (Wachstumsraten pro Jahr)		2002-2010	2010-2020	2020-2030	
Industrieländer		2.7	2.2	1.8	2.2
Nordamerika		3.2	2.4	1.9	2.4
Westeuropa		2.4	2.2	1.7	2.1
Industrialisiertes Asien		2.4	1.9	1.6	1.9
Reformländer		4.6	3.7	2.9	3.7
Entwicklungsländer		5.1	4.3	3.6	4.3
Welt		3.7	3.2	2.7	3.2
Weltbevölkerung (Mrd.)	6.1			8.1	1.0
Rohölpreis (USD-2000 pro Bar- rel)	27	22	26	29	
Primärenergieverbrauch nach Regionen (PJ)					
Industrieländer	223'826	249'952	274'235	291'108	0.9
Nordamerika	112'960	127'069	141'137	152'148	1.1
Westeuropa	75'153	82'229	88'132	91'565	0.7
Industrialisiertes Asien	30'187	34'499	38'058	40'068	1.0
Reformländer	43'124	49'655	56'857	62'760	1.3
Entwicklungsländer	160'103	204'735	265'611	329'627	2.6
Welt	433'124	510'538	603'067	690'278	1.7
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (PJ)					
Kohle	100'023	115'681	133'685	150'767	1.5
Erdöl	153'907	180'367	212'438	241'411	1.6
Erdgas	91'691	113'169	144'486	172'915	2.3
Kernenergie	28'973	32'573	32'490	31'987	0.4
Wasserkraft	9'378	11'556	13'440	15'282	1.8
Andere	49'153	57'150	66'570	77'916	
CO₂-Emissionen (Mt)					
Industrieländer	12'446	13'813	15'151	15'833	0.9
Nordamerika	6'480	7'283	8'042	8'596	1.0
Westeuropa	3'945	4'302	4'683	4'785	0.7
Industrialisiertes Asien	1'647	1'814	1'971	1'984	0.7
Reformländer	2'444	2'808	3'200	3'501	1.3
Entwicklungsländer	8'226	10'726	14'392	18'365	2.9
Welt	23'579	27'817	33'226	38'214	1.7

1.4 Alternativszenario

Im Alternativszenario werden im Vergleich zum Referenzszenario Verschärfungen der bestehenden Gesetze sowie zusätzliche Politikinstrumente und Massnahmen mitberücksichtigt, so dass insgesamt

das Energieverbrauchswachstum gesenkt und die Umweltbelastung reduziert werden kann. Dabei werden die Rahmendaten BIP und Demographie nicht angepasst, hingegen die erwarteten Energiepreise als Folge des veränderten Angebot-Nachfrage-Gleichgewichts. Mit diesem Ansatz kann der Einfluss der einzelnen Zusatzmassnahmen und deren Effizienz abgeschätzt werden.

1.4.1 Energiepreise

Bedingt durch das verlangsamte Verbrauchswachstum nimmt die Nachfrage nach Erdöl im Jahre 2030 gegenüber dem Referenzszenario um knapp 13 Mio. Barrel pro Tag ab, was einem Rückgang von gut 10% entspricht. Dadurch werden die Erdölpreise im Vergleich zum Referenzszenario um 15% sinken, da der Druck auf die Produktion abnimmt.

1.4.2 Nachfrageentwicklung

In Relation zum Referenzszenario rechnet die IEA mit einer Reduktion des Primärenergiebedarfs von 10%, was aber gegenüber 2002 immer noch einer Zunahme um 44% entspricht. Die Einsparungen beim Ölverbrauch sind zu zwei Drittel auf Effizienzgewinne im Transportsektor zurückzuführen.

Die globale Energieintensität, das heisst der Energieverbrauch pro Einheit BIP, fällt um 1.8% pro Jahr, gegenüber 1.4% im Referenzszenario, wobei die Erfolge in den Entwicklungs- und Transformationsländern grösser sind als in den OECD-Ländern, was an den höheren Effizienzpotenzialen dieser Länder liegt.

1.4.3 CO₂-Emissionen

Durch die zusätzlich verstärkte Förderung erneuerbarer Energiequellen sinkt der Bedarf an fossilen Energieträgern überproportional, was gemäss Modellrechnungen zu einer insgesamt rund 16% tieferen CO₂-Belastung im Jahre 2030 gegenüber dem Referenzszenario führt. Umgerechnet heisst dies, dass pro verbrauchte Energieeinheit im Jahre 2030 etwa 5% weniger CO₂ emittiert wird als im Jahre 2002 oder 6% weniger als im Referenzszenario. In den OECD-Ländern werden die CO₂-Emissionen ihr Maximum im Jahre 2020 erreichen, danach folgt eine langsame Absenkung, während in den Transformationsländern der Zuwachs der Emissionen bis 2020 stark fällt und sich bis 2030 stabilisiert. In den Entwicklungsländern steigen die Emissionen über die ganze Zeitperiode, obschon in dieser Ländergruppe die Einsparungen gegenüber dem Referenzszenario sowohl relativ als auch absolut gesehen am grössten sind.

1.5 Szenario mit Investitionsaufschub (Deferred Investment Scenario)

Im Szenario mit Investitionsaufschub wird analysiert, wie sich die Märkte entwickeln könnten, wenn die Investitionen in Exploration und Produktion (englisch: upstream) in allen Ländern des Mittleren Ostens im Verhältnis zum BIP auf dem durchschnittlichen Niveau der letzten zehn Jahre verharren würden. Dies würde zu einer Verringerung der kumulierten Investitionen in der Förderindustrie um 110 Mrd. USD beziehungsweise 23% im Zeitraum 2004-2030 führen. Im Vergleich zum Referenzszenario würde dies bis 2030 eine Verringerung der Ölförderung im Mittleren Osten und Nordafrika um fast einen Drittel bedeuten, so dass die Gesamtförderung aus dieser Region im Jahre 2030 statt 50 Mio. Barrel pro Tag noch 35 Mio. Barrel betragen würde. Dies entspricht einem Rückgang an der weltweiten Ölförderung von 35% im Jahre 2004 auf 33% im Jahre 2030.

Tabelle 2: **Alternativ-Szenario 2002-2030**

	2002	2020	2030	% p.a. 2002-2030
Primärenergieverbrauch nach Regionen (PJ)				
Industrieländer	223'826	260'880	266'783	0.6
Nordamerika	112'960	134'647	139'630	0.8
Westeuropa	75'153	83'694	83'569	0.4
Industrialisiertes Asien				
Reformländer	43'124	52'419	54'931	0.9
Entwicklungsländer	160'103	245'472	291'820	2.2
Welt	427'054	558'728	613'534	1.3
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (PJ)				
Kohle	100'023	114'132	114'886	0.5
Erdöl	147'794	192'593	209'131	1.2
Erdgas	91'691	136'238	154'953	1.9
Kernenergie	28'973	34'164	36'341	0.8
Wasserkraft	9'378	13'481	15'366	1.8
Andere	52'502	68'161	82'815	
CO₂-Emissionen (Mt)				
Industrieländer	12'446	13'737	13'322	0.2
Nordamerika	6'480	7'402	7'403	0.5
Westeuropa	3'945	4'137	3'850	-0.1
Industrialisiertes Asien				
Reformländer	2'444	2'891	2'940	0.7
Entwicklungsländer	8'226	12'955	15'424	2.3
Welt	23'116	29'583	31'686	1.1

1.5.1 Energiepreise

Die IEA geht im Referenzszenario davon aus, dass sich der Ölpreis (real in USD-2000) bis 2006 auf 22 USD zurückbilden wird, dann ungefähr konstant bleibt bis 2010, bevor ein Anstieg auf 29 USD bis ins Jahr 2030 erfolgt.

Auch im Szenario mit Investitionsaufschub geht die IEA davon aus, dass der Ölpreis sich von den momentanen Höchstständen erholen wird. Danach wird er allerdings ab 2010 real kontinuierlich auf 52 USD pro Barrel im Jahre 2030 ansteigen, was nominal einem Niveau von 86 USD pro Barrel entspricht.

Tabelle 3: **Rohölpreis im Szenario mit Investitionsaufschub**

	2004	2010	2020	2030
Rohölpreis (USD-2004 pro Barrel)	36	41	46	52
Rohölpreis nominal	36	47	63	86

1.5.2 Nachfrageentwicklung

Bedingt durch die weltweit höheren Preise und die niedrigeren Öl- und Gaseinnahmen in den Ländern des Mittleren Ostens und Nordafrikas, fällt auch das jährlich durchschnittliche BIP-Wachstum um 0.23 Prozentpunkte tiefer aus als im Referenzszenario. Dadurch verringert sich der Verbrauch um 5.6%, wobei vor allem der Rückgang beim Öl mit 8.6% und beim Gas mit 7.7% überdurchschnittlich ausfallen.

1.5.3 Angebotsentwicklung

Als Folge der unzureichenden Investitionen in Nordafrika und im Mittleren Osten wird die Ölproduktion im Jahre 2030 in dieser Region um 15 Mio. Barrel pro Tag tiefer liegen als im Referenzszenario. In den anderen Regionen dürfte die Produktion um 5 Mio. Barrel höher ausfallen. Beim Gas fallen die Rückgänge des Outputs gegenüber dem Referenzszenario noch deutlicher aus.

Tabelle 4: Szenario mit Investitionsaufschub 2004-2030

	2004	2010	2020	2030	% p.a. 2002- 2030
Rohölpreis (USD-2004 pro Barrel)	36	41	46	52	
nominal	36	47	63	86	
Primärenergieverbrauch nach Regionen (PJ)					
Industrieländer	223'826		260'880	266'783	0.6
Nordamerika	112'960		134'647	139'630	0.8
Westeuropa	75'153		83'694	83'569	0.4
Reformländer	43'124		52'419	54'931	0.9
Entwicklungsländer	160'103		245'472	291'820	2.2
Welt	427'054		558'728	613'534	1.3
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (PJ)					
Kohle	100'023		114'132	114'886	0.5
Erdöl	147'794		192'593	209'131	1.2
Erdgas	91'691		136'238	154'953	1.9
Kernenergie	28'973		34'164	36'341	0.8
Wasserkraft	9'378		13'481	15'366	1.8
Andere	52'502		68'161	82'815	
CO₂-Emissionen (Mt)					
Industrieländer	12'446		13'737	13'322	0.2
Nordamerika	6'480		7'402	7'403	0.5
Westeuropa	3'945		4'137	3'850	-0.1
Reformländer	2'444		2'891	2'940	0.7
Entwicklungsländer	8'226		12'955	15'424	2.3
Welt	23'116		29'583	31'686	1.1

1.5.4 Kommentar

Vergleicht man die finanziellen Auswirkungen des Referenz- und Alternativszenarios auf globaler Ebene, unterscheiden sich die Szenarien kaum. Bei differenzierter Betrachtung sind allerdings wesentliche Unterschiede erkennbar: in den OECD-Ländern werden die finanziellen Aufwendungen bis 2030

für Effizienzmassnahmen bei Endverbrauchern auf zusätzliche 1'550 Mrd. USD geschätzt, die Einsparungen bei der Energieversorgung auf 900 Mrd. USD. Bei den Nicht-OECD-Ländern geht es um Zusatzkosten von 600 Mrd. USD und Einsparungen von 1'200 Mrd. USD. Somit scheint es sinnvoll, sich dem alternativen Szenario anzunähern, da dadurch insgesamt Energie gespart, Ressourcen geschont, die Technologiefortschritte konsequenter umgesetzt und global kaum Mehrkosten entstehen werden. Um diesem Szenario aber eine echte Chance zu geben, müssten für die entstehende Zusatzbelastung der Endverbraucher in den Nicht-OECD-Ländern wohl vermehrt ausländische Direktinvestitionen erfolgen, da gerade in armen Ländern Effizienzmassnahmen im Energiebereich vorerst keine Priorität haben dürften.

Im Szenario mit Investitionsaufschub reicht der Preisanstieg der fossilen Energieträger für die Länder des Mittleren Ostens und Nordafrika nicht aus, um einen Ausgleich für die geringeren Ausfuhrvolumina schaffen zu können. Im Zeitraum 2004-2030 wäre der kumulierte Wert der gesamten Öl- und Gasexporteinnahmen in dieser Region um über eine Billion USD niedriger als im Referenzszenario. Die Mindereinnahmen wären damit beinahe fünfmal so hoch wie die Minderinvestitionen.

2 World Energy Council (WEC): Global Energy Scenarios to 2050 and Beyond

Literatur: [21]

Der World Energy Council (WEC) ist in 90 Ländern durch Mitgliederkomitees vertreten. Die Schweiz ist im WEC durch den Schweizerischen Energierat vertreten. Die 1923 gegründete Nicht-Regierungsorganisation der Energiewirtschaft befasst sich mit allen Primärenergieträgern. Ziel des WEC ist es, den nachhaltigen Umgang mit Energie zu fördern unter der Prämisse der Wohlfahrtsmaximierung. Um dieses Ziel zu erreichen, werden Forschungsarbeiten unterstützt, Berichte verfasst, Kongresse und Workshops organisiert, Politik- und Strategieempfehlungen abgegeben und Langfristprognosen gemacht.

Seit 1993 arbeitet der World Energy Council für seine Szenarienarbeiten eng mit dem IIASA (International Institute of Applied Systems Analysis) zusammen. Aus dieser Zusammenarbeit heraus hat sich die Szenarienfamilie auf sechs Szenarien erweitert: Im Gegensatz zu früheren Prognosen des WEC konzentrieren sich die aktuellen Arbeiten vor allem auf den Zeitraum von 2020 bis 2050, da in dieser Periode ein grosses Potenzial für Veränderungen liegt. Zusätzlich enthalten die Perspektiven einen Ausblick auf 2100. Es wurden in einer ersten Phase die folgenden Szenarien durchgerechnet und dargestellt:

Tabelle 5: Die Szenarien der WEC-Perspektiven

Szenario	Beschreibung
A	<ul style="list-style-type: none"> starkes Wirtschaftswachstum starke Zunahme der Energienachfrage grosse Verbesserungen bezüglich Energieeffizienz
A1	Schwergewicht auf Erdöl und Erdgas
A2	Schwergewicht auf Kohle
A3	Schwergewicht auf Erdgas, Kernenergie und Erneuerbare
B	Referenzszenario
C	<ul style="list-style-type: none"> „ökologisch getriebenes“ Szenario tiefster Energiekonsum aller Szenarien bei geringsten CO₂-Emissionen
C1	<ul style="list-style-type: none"> Schwergewicht Effizienzverbesserungen, neue Erneuerbare Atomausstieg bis 2100
C2	Kernenergie wird ausgebaut

In einer zweiten Phase der Studie wurden die Implikationen der globalen Szenarien auf elf definierte Weltregionen analysiert. Über 100 Experten, aufgeteilt auf elf Gruppen, führten regionale Assessments durch. Die Resultate aus diesem Bottom-up-Prozess bestätigen im Grossen und Ganzen die Schlussfolgerungen aus den Szenarienarbeiten.

Die Arbeiten zu den aktuellsten WEC-Perspektiven wurden 1993 an die Hand genommen und sind im September 1998 als Buch unter dem Titel „Global Energy Perspectives“ veröffentlicht worden.

2.1 Modellaspekte

Die IIASA verwendet ein MESSAGE-Modell (**Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact**) zur Berechnung der sechs Szenarien. Dieses Bottom-up-Modell eignet sich grundsätzlich für mittel- bis langfristige Prognosen. Es erlaubt, ein Energiesystem mit all den Abhängigkeiten und Verbindungen von der Ressourcenextraktion über Importe, Exporte, Umwandlung, Transport, Verteilung bis hin zum Angebot an Endenergie für die elf Makroregionen abzubilden. Die elf Regionen sind: Nordamerika, Lateinamerika und Karibik, Afrika südlich der Sahara, Mittlerer Osten und Nordafrika, Westeuropa, Zentral- und Osteuropa, ehemalige Staaten der Sowjetunion, Zentralasien und China, Südasien, übrige Pazifikregion und die OECD-Länder im Pazifikraum. MESSAGE berechnet die Szenarien unter Berücksichtigung der Bedingungen des Energiesystems und unter der Bedingung, dass die totalen Systemkosten minimiert werden. Das Modell liefert in Zehnjahres-Schritten unter anderem Kapazitäten unterschiedlicher Energieproduktionstechnologien, Energieinputs und -outputs, Anforderungen an das Energiesystem, Kosten und Emissionen.

2.2 Rahmenentwicklung

Szenario A, welches von einem starken globalen Wirtschaftswachstum ausgeht, quantifiziert dieses auf 2.7% pro Jahr. Bei B und C wird ein Wachstum von jährlich 2.2% unterstellt. Verbesserungen bei der Energieintensität werden für den Zeitraum von 1990 bis 2050 in Szenario C als hoch angenommen (-1.4% pro Jahr), in Szenario A als mittel (-1% pro Jahr) und in B als gering (-0.7% pro Jahr).

Die Bevölkerung wächst bis in 2050 auf 10.1 Milliarden.

Die anderen Rahmenentwicklungen werden wie folgt angenommen:

Tabelle 6: **Rahmenentwicklung der WEC-Perspektiven**

	A	B	C
Ressourcenverfügbarkeit			
• Fossil	hoch	mittel	gering
• Nicht-fossil	hoch	mittel	hoch
Technologiekosten			
• Fossil	tief	mittel	hoch
• Nicht-fossil	tief	mittel	tief
Technologischer Fortschritt			
• Fossil	hoch	mittel	mittel
• Nicht-fossil	hoch	mittel	tief
CO ₂ -Emissionsbeschränkungen	nein	nein	ja
Umweltsteuern	nein	nein	ja

2.3 Nachfrageentwicklung

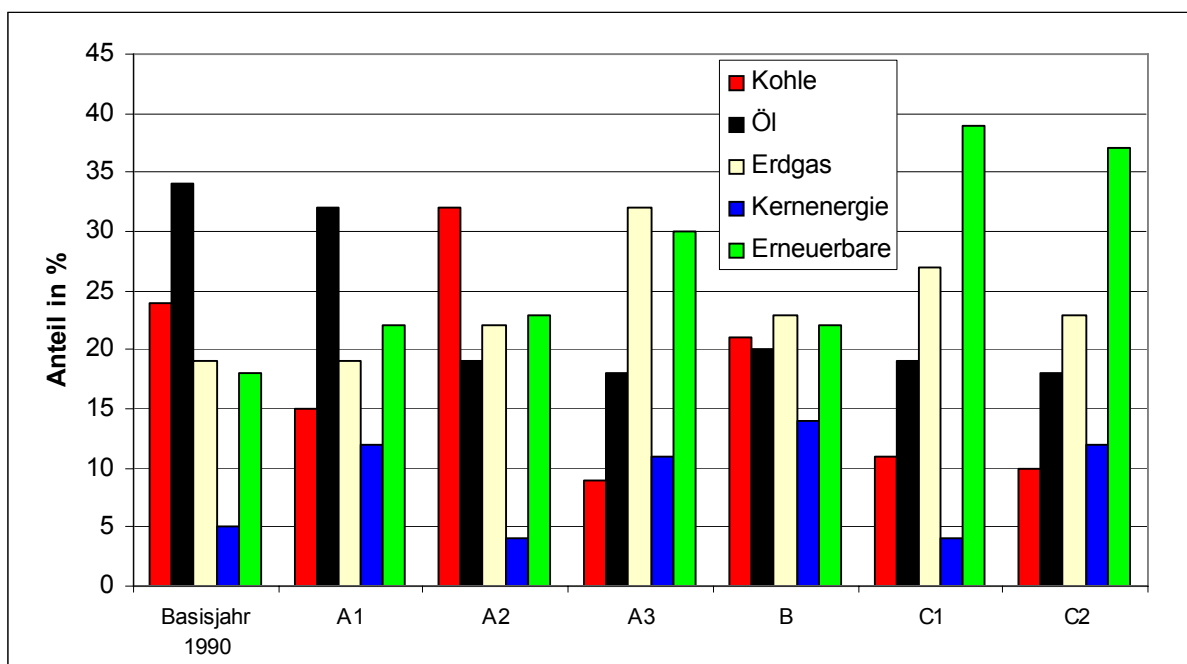
Innerhalb von 60 Jahren (1990 bis 2050) steigt die Primärenergienachfrage um das 2.8-fache in Szenario A. Faktor 2.2 beträgt der Zuwachs im Szenario B und 1.6 im „ökologisch getriebenen“ Szenario C.

2.4 Angebotsentwicklung

Die WEC-Studie geht davon aus, dass im nächsten Jahrhundert die Ressourcenbasis bei den nicht-erneuerbaren Energieträgern dank technologischer und ökonomischer Entwicklung mit der Nachfrage Schritt halten kann. Regionale Knappheitssituationen und Preisanstiege ergeben sich höchstens aus der ungleichen Verteilung fossiler Ressourcen. Diese Sicht der Dinge wird in den regional reviews bestätigt.

Die folgende Grafik zeigt, wie sich die Nachfrage nach Primärenergie auf die verschiedenen Träger verteilt:

Figur 5: **Vergleich des Primärenergiemix 1990 mit dem Mix im Jahre 2050 in den Szenarien**



Datenquelle: [21]

Die geringste Abweichung zum Basisjahr weist Szenario B auf, bei welchem der geringere Erdölanteil durch einen höheren Kernenergieanteil substituiert wird. Szenario B wird denn auch vom WEC als das Referenzszenario bezeichnet. Es geht davon aus, dass der internationale Warenhandel massiv zunimmt und es so dem Süden erlaubt, die Entwicklungsbestrebungen zu verwirklichen. Ausser in Szenario A1 wird bei allen Szenarien der Anteil des Erdöls am Energiemix stark reduziert. A2 ist das Kohle-Szenario, A3 das Gas-Szenario. A2 geht davon aus, dass die Öl- und Gasressourcen knapp werden, das heisst dass ausser den bekannten Reserven keine weiteren Explorationsstätten dazukommen. Die Knappheit resultiert in einem Kohle-Boom. Szenario A3 unterstellt einen schnellen technologischen Fortschritt sowohl bei der Kernenergie als auch bei den Erneuerbaren (zum Beispiel Geothermie). Langfristig wird in A3 der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern möglich, dies aus ökonomischen Gründen und nicht aus Knappheitsgründen. Gross sind die Anteile der Erneuerbaren erwartungsgemäss bei C1 und C2, C1 mit wenig, C2 mit einem relativ hohen Anteil an Kernenergie. Dieser Umstieg bedingt in C eine beispiellose internationale Zusammenarbeit, die explizit auf Umwelt-

und Klimaschutz und auf internationalen Ausgleich fokussiert ist. C1 geht von einem allmählichen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2100 aus. In C2 gelingt es, eine neue Generation von Kernreaktoren zu entwickeln, welche klein und sicher sind (100 bis 300 MWel) und die auf breite Akzeptanz in der Bevölkerung stossen.

Die Weichen für die verschiedenen Szenarien werden im Zeitraum bis 2020 gestellt. Es wird entscheidend sein, welche Gelder in welche Forschungs- und Entwicklungsprojekte investiert werden. Aber auch der Energiesektor muss für eine zukünftige Versorgung mehr Investitionen tätigen, als dies im Basisjahr 1990 der Fall war. So müssten gemäss Berechnungen des WEC die Investitionen im Szenario A etwa 1'200 Mrd. USD pro Jahr betragen (Vergleich Basisjahr 1990: 200 Mrd. USD). Mit 500 Mrd. USD pro Jahr fallen die notwendigen Investitionen im Szenario C am niedrigsten aus. In Prozent des BIP ausgedrückt, müssten die OECD-Staaten im Szenario A und B von 1990 bis 2020 rund 1% pro Jahr in das Energieangebot investieren. Bei den Entwicklungsländern sind es rund 2% und in den sich rasch entwickelnden Volkswirtschaften beachtliche 7%. Im Szenario C sind es 0.6% für die OECD-Staaten, 1.7% bei den Entwicklungsländern und 5.1% bei den Transformationsländern.

Allen Szenarien ist gemeinsam, dass die Primärenergieträger über weite Strecken transportiert und zunehmend umgewandelt werden zu Strom. Dies bedingt die Entwicklung ausgeklügelter Transportsysteme wie Pipelines und Netzwerke.

2.5 CO₂-Emissionen

Mit 15 Gt CO₂-Emissionen im Jahre 2050 schwingt das Kohle-Szenario A3 oben aus (Referenzjahr 1990: 6 Gt). Beim mittleren Szenario B ist mit 10 Gt zu rechnen, während beim Szenario C eine Reduktion gegenüber 1990 verzeichnet werden kann (5 Gt). Dieses Szenario beschreibt einen langfristigen Pfad hin zu einer Stabilisierung der CO₂-Konzentration auf 450ppm in der Atmosphäre im Jahre 2100. Szenario A3 ist konsistent mit einer Stabilisierung auf unter 550ppm, dies wird aber erst nach 2100 erreicht. Bis zum Jahre 2100 wäre somit nur Fall C mit den Kyoto-Zielen vereinbar.

2.6 Kommentar

Die globalen Energieszenarien, ein Gemeinschaftswerk von WEC und IIASA, bestehen im Wesentlichen aus drei Szenarien. Szenario A wird unterteilt in drei fossile Unterszenarien, Szenario C wird unterteilt in ein Kernenergie-freundliches und ein Kernenergie-Ausstiegsszenario. Es handelt sich dabei nicht um Politik- oder Zielszenarien, und trotz des Ausblicks bis 2100 ist den Szenarien wenig Visionäres abzugewinnen. Grundannahme für alle Szenarien ist ein Business-as-usual: A und B entsprechen vor allem den Transformations- und Entwicklungsländern, Szenario C widerspiegelt die Entwicklungen in den Industriestaaten, wie sie bereits heute angedacht werden. Sowohl der Energieträgermix als auch der Energieverbrauch richten sich am Wirtschaftswachstum in allen Regionen aus, dies unter der Annahme, dass bis 2100 keine bedeutenden Knappheiten bei den Primärenergieträgern auftreten. Investitionen in Forschung und Entwicklung und in den Energiesektor werden sicherstellen, dass die Volkswirtschaften mit ausreichend Energie versorgt werden. Interessant ist dabei die Annahme, dass sich der Erneuerbaren-Pfad (mit oder ohne Kernenergie) als der billigste herausstellt. Dies kontrastiert mit der „Fossil-Lastigkeit“ der Szenarien A und B. Bezüglich CO₂-Emissionen zeichnen die Perspektiven ein eher düsteres Bild: Nur gerade Szenario C vermag die CO₂-Emissionen substanziell zu reduzieren. Szenario A3 könnte die Kyoto-Ziele erst zu einem Zeitpunkt erreichen, wo diese längst überholt sein dürften.

Tabelle 7: Rahmenentwicklung und Ergebnisse zusammengefasst

Szenarien	Jahr	Bruttoinlandsprodukt (Mrd. USD-1990)	% p.a. 1990- 2050	% p.a. 1990-2100
A	1990	20'000	2.72	2.49
	2050	100'000		
	2100	300'000		
B	1990	20'000	2.23	2.12
	2050	75'000		
	2100	200'000		
C	1990	20'000	2.23	2.20
	2050	75'000		
	2100	220'000		
		Weltbevölkerung (Mrd.)		
A / B / C	1990	5.3	1.08	0.72
	2050	10.1		
	2100	11.7		
		Primärenergieverbrauch (PJ)		
A	1990	376'830	1.72	1.47
	2050	1'046'750		
	2100	1'884'150		
B	1990	376'830	1.34	1.24
	2050	837'400		
	2100	1'465'450		
C	1990	376'830	0.74	0.77
	2050	586'180		
	2100	879'270		
		Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2050 (PJ)		
A	Kohle	92'114-326'586	0-2.13	
	Erdöl	180'041-330'773	0.55-1.57	
	Erdgas	196'789-330'773	1.71-2.59	
	Kernenergie	46'057-121'423	1.32-2.97	
	Wasserkraft	41'870-46'057	1.54-1.70	
	Neue Erneuerbare	154'919-238'659	4.98-5.74	
	Biomasse traditionell	29'309-33'496	(-0.42)-(-0.20)	
B	Kohle	171'667	1.04	
	Erdöl	167'480	0.43	
	Erdgas	188'415	1.64	
	Kernenergie	113'049	2.85	
	Wasserkraft	37'683	1.36	
	Neue Erneuerbare	117'236	4.50	
	Biomasse traditionell	33'496	-0.20	
C	Kohle	62'805	-0.64	
	Erdöl	108'862-113'049	(-0.29)-(-0.23)	
	Erdgas	138'171-163'293	1.11-1.39	
	Kernenergie	20'935-75'366	0-2.16	
	Wasserkraft	41'870	1.54	
	Neue Erneuerbare	133'984-159'106	4.73-5.03	
	Biomasse traditionell	33'496	-0.20	

Szenarien	Jahr	Bruttoinlandsprodukt (Mrd. USD-1990)	% p.a. 1990-2050	% p.a. 1990-2100
		CO ₂ -Emissionen (Mt)		
A	1990	6'000	0.68-1.54	0-1.10
	2050	9'000-15'000		
	2100	6'000-20'000		
B	1990	6'000	0.86	0.55
	2050	10'000		
	2100	11'000		
C	1990	6'000	-0.30	-0.99
	2050	5'000		
	2100	2'000		

* Bereiche zeigen die Streuung der Unterszenarien (A1, A2, A3 und C1, C2) auf.

3 Energy Information Administration: International Energy Outlook

Literatur: [6]

Mit dem International Energy Outlook (IEO) veröffentlicht die Energy Information Administration (EIA), die offizielle Stelle der Energiestatistik der US-amerikanischen Regierung, jährlich einen ausführlichen Bericht über die längerfristige Entwicklung der globalen und regionalen Energiemärkte. Die neuste Ausgabe des IEO stammt vom Juni 2006. Sie beschreibt die Entwicklung von Energieangebot und Energienachfrage in Industrie-, Transformations- und Entwicklungsländern von 2002 bis 2025. Der IEO umfasst insgesamt drei Szenarien: das Referenzszenario, ein Szenario mit starkem und eines mit schwachem Wirtschaftswachstum. Dazu werden die folgenden Sensitivitäten gerechnet: Rohölpreise hoch/tief, Erstarkeung/Abschwächung der Kernenergie und Kyoto-Protokoll.

3.1 Modellaspekte

Die EIA verwendet für den Outlook 2005 ein sogenanntes SAGE-Modell (**S**ystem for the **A**nalysis of **G**lobal **E**nergy markets). SAGE erlaubt es, den Energieverbrauch pro Region, pro Verbrauchergruppe und pro Art der Endenergie (zum Beispiel Prozesswärmeverbrauch der Papierindustrie, Lichtenergieverbrauch der Haushalte, insgesamt 42 Gruppen) abzuschätzen, wobei eine bestimmte wirtschaftliche und demographische Entwicklung unterstellt wird. Bei der Verbrauchsberechnung wird weiter berücksichtigt, wie sich der derzeitige Energieverbrauch gliedert, über welchen Bestand an energieverbrauchenden Geräten eine Region verfügt, welche neuen Technologien zur Verfügung stehen und welche neuen Quellen an Primärenergie erschlossen werden können. SAGE führt eine Marktsimulation durch mit dem Ziel, die Energienachfrage unter der Bedingung der Kostenminimierung abzudecken. Dabei müssen simultan Entscheide über die Ausrüstung mit Geräten und das Angebot von Primärenergie getroffen werden.

Der IEO liefert Prognosen über den weltweiten Primärenergieverbrauch, den Energieverbrauch je Primärenergieträger (Öl, Gas, Kohle, Kernenergie, Wasserkraft, andere erneuerbare Energieträger), Prognosen zum Stromverbrauch und zu Kohlendioxid-Emissionen. Die Ergebnisse werden in 5-Jahres-Intervallen dargestellt. Das Modell liefert Prognosen für insgesamt 15 Regionen: Vereinigte Staaten, Kanada, Mexiko, Westeuropa, Japan, Australien/Neuseeland, Osteuropa, ehemalige Sowjetunion, China, Indien, Südkorea, Entwicklungsländer Asiens, Mittlerer Osten, Afrika, Zentral- und Südamerika. Dargestellt werden die Ergebnisse unterteilt nach mature (=OECD-Staaten), transitional und emerging markets.

3.2 Rahmenentwicklung

Die Entwicklung des realen Ölpreises über den Perspektivzeitraum stammt aus dem International Energy Modul der EIA. Der Ölpreis wird dabei mittelfristig von Preisen für Öl-Futures abgeleitet und längerfristig extrapoliert. Im Referenzszenario sinkt der Ölpreis (ausgedrückt in USD-2003 pro Barrel) zunächst auf 31 USD in 2010 und steigt dann mit einer Rate von 0.8% pro Jahr auf 35 USD (nominal rund 60 USD) in 2025. Im Tiefpreisszenario sinkt der Ölpreis auf 21 USD in 2009 und bleibt auf diesem Niveau bis zum Ende des Perspektivzeitraums. Im Hochpreisszenario sinkt der Preis zunächst auf 37 USD in 2013 und steigt dann kontinuierlich auf 48 USD in 2025.

Für den Zeitraum von 2002 bis 2025 geht die EIA von einem BIP-Wachstum von 3.9% aus, gemessen in USD-2000 und kaufkraftbereinigt. Das grösste Wachstum wird für die Entwicklungsländer prognostiziert (5.1%), Osteuropa und die ehemalige Sowjetunion wachsen mit einer Rate von 4.4%, während die Industriestaaten mit durchschnittlich 2.5% wachsen. Für Westeuropa nimmt die EIA ein Wachstum von 2% an. Die EIA betont, dass Vorhersagen zum Wirtschaftswachstum den grössten Unsicherheitsfaktor darstellen. Es werden deshalb zwei Sensitivitäten zum Wirtschaftswachstum betrachtet: ein starkes und ein schwaches Wirtschaftswachstum. Starkes Wachstum bedeutet für die Industriestaaten einen halben Prozentpunkt mehr Wachstum, für die osteuropäischen Staaten ein Plus von 1.5 Prozentpunkten und für die Entwicklungsländer einen zusätzlichen Prozentpunkt. Bei der Sensitivität schwaches Wirtschaftswachstum werden die entsprechenden Prozentpunkte vom Wachstum im Referenzszenario abgezogen. Der Unterschied zwischen starkem und schwachem Wachstum resultiert in einer Differenz von rund einem Fünftel des Energieverbrauchs im Referenzszenario.

3.3 Nachfrageentwicklung

Im Referenzfall geht der IEO davon aus, dass die Nachfrage nach Energie über den Perspektivzeitraum um 2% pro Jahr ansteigt. In Zahlen ausgedrückt wächst die Nachfrage von 434'133 in 2002 auf 680'053 PJ in 2025. In den Entwicklungsländern beträgt die Rate 3.2%, während sie in den Industrieländern mit 1.1% deutlich tiefer liegt. Aufgeteilt nach Verbrauchergruppen zeigen der Verkehr und die Industrie das stärkste Nachfragewachstum mit je 2.1%. Die Energienachfrage der Haushalte wächst mit 1.5% pro Jahr, im Dienstleistungssektor um 1.9%.

Die Nachfrage nach Erdöl steigt von 78 Mio. Barrel pro Tag auf 119 Mio. Barrel an, was einem jährlichen Wachstum von 1.9% entspricht. Unter den Primärenergieträgern wird jedoch Erdgas den grössten Nachfrageschub erleben, die Wachstumsrate beträgt 2.3% pro Jahr. Als Hauptgrund wird die Verstromung des Erdgases gesehen. Die Nachfrage nach Kohle wird bis 2015 ein rasantes Wachstum erleben, verliert aber bis 2025 etwas an Attraktivität, so dass der jährliche Zuwachs der Nachfrage bis 2025 auf 2% zu stehen kommt. Der Stromverbrauch wird sich über den Prognosezeitraum praktisch verdoppeln. 59% des Nachfragewachstums wird in den Entwicklungsländern generiert. Die Rate beträgt dort 4% pro Jahr und weltweit 2.6%.

3.4 Angebotsentwicklung

Bei den nicht-erneuerbaren Energieträgern Öl, Gas und Kohle wird davon ausgegangen, dass keiner davon bis zum Zeitpunkt 2025 knapp wird. Dementsprechend kann das Angebot die Nachfrage abdecken und es werden mit Ausnahme der oben erwähnten Nuklearsensitivitäten keine Angebotsvarianten durchgespielt. Beim Stromangebot ergibt sich für das Jahr 2025 der folgende Mix: 46.6% der installierten Kapazität aus Öl und Gas, 25.5% aus Kohle, 20.2% aus Erneuerbaren und 7.7% aus Kernenergie.

Perspektiven zur Kernenergie stammen aus dem International Nuclear Model (INM) der EIA. Der IEO untersucht zwei unabhängige Sensitivitäten. Unter der Annahme, dass die Preise der fossilen Energieträger konstant hoch (vergleiche Annahmen Sensitivität Ölpreis hoch) bleiben und Versorgungssicherheit, Luftverschmutzung und Klimaerwärmung weiterhin prioritäre politische Themen sind, könnte der Kernenergie eine wichtigere Stellung eingeräumt werden.

Tabelle 8: Referenz-Szenario 2002-2025

	2002	2010	2015	2020	2025	% p.a. 2002- 2025
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. USD-2000)						
Industrieländer	25'317	31'302	35'519	40'148	45'157	2.5
Nordamerika	11'997	15'567	18'142	21'055	24'285	3.1
Westeuropa	9'416	11'044	12'255	13'563	14'958	2.0
Industrialisiertes Asien	3'904	4'691	5'123	5'530	5'914	1.8
Reformländer	3'460	5'354	6'535	7'880	9'409	4.4
Entwicklungsländer	18'449	28'793	36'892	46'555	58'185	5.1
Welt	47'227	65'449	78'947	94'582	112'752	3.9
Weltbevölkerung (Mio.)	6'266	6'825	7'191	7'533	7'844	1.0
Rohölpreis (USD-2003 pro Barrel)	24.03	31.00	32.33	33.67	35.00	1.6
Primärenergieverbrauch nach Regionen (PJ)						
Industrieländer	225'243	247'609	260'902	272'929	286'749	1.1
Nordamerika	124'174	141'581	151'498	161'310	171'016	1.4
Westeuropa	71'107	74'061	76'171	77'437	80'286	0.5
Industrialisiertes Asien	29'962	32'072	33'233	34'288	35'448	0.7
Reformländer	56'548	66'465	72'162	76'804	81'974	1.6
Entwicklungsländer	152'237	217'119	250'879	281'263	311'331	3.2
Welt	434'133	531'193	583'943	630'996	680'053	2.0
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (PJ)						
Kohle	103'496	132'086	143'902	154'874	164'686	2.0
Erdöl	168'167	203'721	222'183	239'063	256'787	1.9
Erdgas	100'436	121'536	139'682	154'663	171'016	2.3
Kernenergie	28'380	31'861	33'444	34'710	35'976	1.0
Andere	33'866	41'989	44'732	47'686	51'590	1.9
CO₂-Emissionen (Mt)						
Industrieländer	11'877	13'080	13'745	14'392	15'183	1.1
Nordamerika	6'701	7'674	8'204	8'759	9'379	1.5
Westeuropa	3'549	3'674	3'761	3'812	3'952	0.5
Industrialisiertes Asien	1'627	1'731	1'780	1'822	1'852	0.6
Reformländer	3'124	3'643	3'937	4'151	4'386	1.5
Entwicklungsländer	9'408	13'478	15'602	17'480	19'222	3.2
Welt	24'409	30'201	33'284	36'023	38'790	2.0

Die Sensitivität „Kernenergie-Revival“ geht von einem zusätzlichen Zubau von 148 GW Kernenergie gegenüber dem Referenzfall bis ins Jahr 2025 aus. Dies entspricht einer jährlichen Zuwachsrate von 2% (Referenzfall: Zubau von 81 GW bis 2025, was einer Zuwachsrate von jährlich 1.1% entspricht).

Würde der Ruf der Kernenergie durch einen weiteren Unfall beziehungsweise einen terroristischen Akt angeschlagen, so würde die Kapazität um 125 GW gegenüber dem Referenzszenario bis 2025 reduziert werden. Dieses Szenario wird in der Sensitivität „Schwache Kernenergie“ durchgespielt. Die installierte Leistung würde dabei um 0.8% pro Jahr abnehmen, wobei die Lücke vor allem durch fossilthermische Kraftwerke geschlossen wird.

3.5 CO₂-Emissionen

Das Referenzszenario geht davon aus, dass die CO₂-Emissionen von 24.4 Mia. Tonnen in 2002 auf 38.8 Mrd. Tonnen in 2025 steigen. An dieser Zunahme von 59% werden die Entwicklungsländer mit 68% beteiligt sein. Um aufzuzeigen, welche Implikationen das Kyoto-Protokoll auf die Energienutzung und die CO₂-Emissionen hat, entwickelte die EIA eigens dafür einen „Kyoto-Protokoll Fall“, der als weitere Sensitivität zum Referenzszenario zu verstehen ist. Angenommen wurde dabei, dass die sich nicht verpflichtenden Staaten keine Massnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen ergreifen. Weiter wurde angenommen, dass die westeuropäischen Staaten 50% der Reduktion im eigenen Land erreichen und Japan und Kanada 25%. Die Berechnungen ergeben, dass die energiebezogenen CO₂-Emissionen im Jahre 2025 gegenüber dem Referenzfall um 593 Mio. t reduziert werden können. Ebenfalls berechnet wurden die Preise pro reduzierte Tonne CO₂. Diese betragen in Westeuropa 64 USD pro Tonne und in Kanada 36 USD pro Tonne. Es zeigt sich somit, dass auch unter der Annahme, dass die Annex I Staaten ihre Hausaufgaben machen, die Gesamtemissionen nur minimal gesenkt werden können. Grund dafür ist die vornehmlich auf Öl und Kohle basierende Entwicklung der heutigen Entwicklungs- und Transformationsländer.

3.6 Kommentar

Der International Energy Outlook der Energy Information Administration beinhaltet im Wesentlichen ein Referenzszenario, welches die bisherigen Trends bis 2025 fortschreibt. Es handelt sich nicht um Politikenszenarien und auch nicht um Visionen. Ein Grund dafür ist sicher der relativ kurze Prognosezeitraum von 23 Jahren. Wo Unsicherheiten bestehen, werden Sensitivitäten durchgerechnet. Dies betrifft vor allem die unterschiedlichen Annahmen zum Wirtschaftswachstum und zur Entwicklung des Ölpreises. Die Abweichungen vom Referenzfall scheinen aber sehr zurückhaltend gewählt zu sein. So beträgt die Differenz zwischen der Ölhochpreis-Sensitivität und der Tiefpreis-Sensitivität nur 27 USD-2003 pro Barrel in 2025. Die Ergebnisse der Szenarien und die Differenzen zwischen den Sensitivitäten überraschen deshalb nicht. Die Tatsache, dass eine Sensitivität „Kyoto-Protokoll“ aufgenommen wird, zeugt davon, dass die Ratifizierung des Protokolls durch Russland, die nach Beginn des Beobachtungszeitraums 2002 vorgenommen wurde, nicht mehr in das Modell aufgenommen werden konnte. Es fehlen deshalb auch Annahmen zur globalen CO₂-Politik für den Zeitraum nach 2012.

4 European Commission: World Energy, Technology and Climate Policy Outlook

Literatur: [7]

Der World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (WETO) der Europäischen Kommission wurde im Jahr 2003 publiziert und umfasst die Zeitperiode bis 2030.

4.1 Modellaspekte

Der WETO basiert auf den Resultaten des POLES-Modell, das die Europäische Kommission für verschiedene Programme seit 1994 verwendet. Die Modellstruktur entspricht einem hierarchischen System, bestehend aus ineinander greifenden Modulen, so dass für drei verschiedenen aggregierte Ebenen Analysen durchgeführt werden können:

- Internationale Energiemärkte
- Regionale Energiebilanzen
- Nationale Modelle für die Energienachfrage, neue Technologien, erneuerbare Energien, Stromerzeugung, Primärenergieangebot und CO₂-Emissionen. Es werden 38 Regionen und Länder unterschieden.

Im Modell sind 15 verschiedene Endenergiesektoren (die wesentlichen Industriezweige, Transportarten, Haushalte und Dienstleistungssektor) abgebildet sowie zwölf zentrale Stromproduktionsarten und zwölf (neue) erneuerbare Technologien.

Für die Öl- und Gasproduktion wird für die grössten Förderländer ein Fördermodell verwendet, das die Produktion in Abhängigkeit der Bohraktivitäten und der Entdeckung neuer Reserven bestimmt. Bei der Kohle ist die Produktion nachfragegetrieben. Dieses Teilmodul ist insbesondere für die Bestimmung der internationalen Entwicklung der Öl- und Gaspreise von Bedeutung.

Der Ölmarkt wird als ein einziger globaler Markt modelliert, während für Gas und Kohle drei Regionen (Amerika, Europa und Afrika, Asien) betrachtet werden, die den unterschiedlichen Kosten- und Marktstrukturen gerecht werden. Darin werden auch, ausgehend von Änderungen der Weltmarktpreise, die regionalen Auswirkungen bestimmt.

4.2 Rahmenentwicklung

Die BIP-Perspektiven des POLES-Modell werden vom Centre d'Etudes Prospectives et d'Information Internationales (CEPII) geliefert. Als Grundlage dient ein neoklassisches Wachstumsmodell mit exogenem technischem Fortschritt. Die Hauptannahme des Modells besteht in der Konvergenz der Arbeitsproduktivität zu einem Langfristgleichgewicht in einer geschlossenen Volkswirtschaft.

Das Weltbevölkerungswachstum wird weiter rückläufig sein von jährlich 1.5% in den letzten zehn Jahren auf 1% zwischen 2000 und 2030. Das Wirtschaftswachstum wird in den nächsten 30 Jahren rund 3.1% pro Jahr betragen. Dies ist zu einem grossen Teil auf die erwartete wirtschaftliche Entwicklung in den Reformländern zurückzuführen. Während im Jahre 1990 die industrialisierten Länder und die Reformländer 70% des weltweiten BIP ausmachten, wird dieser Anteil bis 2030 auf 45% fallen.

Der technologische Fortschritt wird im Rahmen der vergangenen Jahre fortgeschrieben, ohne dass grössere Durchbrüche erwartet werden.

4.3 Energiepreise

Der WETO geht von einem Ölpreis von 24 EUR pro Barrel im Jahre 2010 aus. Danach folgt ein leichter aber stetiger Aufwärtstrend bis ins Jahre 2030. Real werden die Ölpreise im Jahr 2020 ein Niveau von 29 EUR pro Barrel und im Jahre 2030 eines von 35 EUR pro Barrel erreichen (Basis EUR-1999). Diese Ölpreisentwicklung geht von der Annahme aus, dass die Länder des Mittleren Ostens ihre Förderausgaben steigern werden.

Bei den Gaspreisen werden in den Regionen Amerika, Europa und Asien die Preise weiterhin verschieden sein, insbesondere als Folge der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Pipelines beziehungsweise von Liquefied Natural Gas (LNG). Vor allem Asien wird stark von LNG abhängig sein, so dass das Preisniveau in dieser Region am höchsten sein wird. Insgesamt wird sich aber die Differenz zwischen den Regionen verringern.

Beim Kohlepreis wird angenommen, dass er weiterhin relativ stabil bei 10 EUR pro Barrel Öläquivalent bleibt.

4.4 Nachfrageentwicklung

Der WETO geht davon aus, dass im Zeitraum 2000-2030 die Energienachfrage um über 70% steigt, was einem Anstieg von 1.8% pro Jahr entspricht. Das Wachstum nimmt allerdings von 2% pro Jahr in der ersten Dekade auf 1.5% in den Jahren 2010-2030 ab.

In der EU bleibt die Bevölkerungszahl in etwa konstant. Somit ist der Energieverbrauchsanstieg von 0.4% pro Jahr vor allem auf die Erhöhung des Pro-Kopf-Einkommens zurückzuführen, das 1.9% pro Jahr beträgt. Betrachtet man die EU-25, dann ändert sich insgesamt an der Situation wenig, da ein verstärktes Wirtschaftswachstum in den neuen EU-Ländern durch eine deutliche Verbesserung der Energieintensität kompensiert wird.

4.4.1 Strom

Der Stromverbrauch wird weltweit um 1.4% pro Jahr bis 2010 und 2.2% pro Jahr zwischen 2010 und 2030 steigen. Der Stromverbrauch pro Kopf steigt in Asien (4.2% pro Jahr) und in den Transformationsländern (2.7%) überdurchschnittlich. Der Stromverbrauch, gemessen am Gesamtenergieverbrauch, wird von 15% im Jahre 2000 auf 22% im Jahre 2030 steigen.

4.4.2 Wärme

Im Bereich der Wärme wird wieder eine Zunahme des Pro-Kopf-Verbrauchs erwartet, dies als Folge des steigenden Pro-Kopf-Einkommens.

In der EU nimmt der Pro-Kopf-Verbrauch bis 2010 leicht zu, danach entwickelt er sich unabhängig vom BIP pro Kopf. Dieser Trend ist auch im industrialisierten Asien zu beobachten. In den Reformländern wird mit einer starken Zunahme gerechnet, da nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion die Nachfrage bis zum letzten Jahrtausendwechsel infolge einer wirtschaftlichen Rezession stark gefallen war und jetzt die Erholung in vollem Gange ist.

4.4.3 Sektorentwicklung

In POLES wird die Nachfrage in die vier Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Dienstleistungen (inklusive Landwirtschaft) unterteilt; die Industrie wiederum in die vier Bereiche Stahl, Chemie, Nicht-Metall und andere, Verkehr in Personenwagen-, Lastwagen-, Personenzugs-, Güterzugsverkehr sowie Flugverkehr und andere.

In der Industrie wird die Energieintensität um jährlich 1.2% abnehmen, wobei diese Abnahme in der EU mit 0.9% pro Jahr am geringsten ausfällt, was aber vor allem daran liegt, dass die EU bereits heute eine tiefe Energieintensität aufweist.

Im Verkehrsbereich fällt das Pro-Kopf-Wachstum mit 0.7% über die betrachtete Zeitperiode relativ moderat aus. Nordamerika ist aber die einzige Region mit einer leichten Abnahme im Pro-Kopf-Verbrauch, als Folge des grossen Potenzials von Effizienzgewinnen im Autosektor. Es ist allerdings auch zu bemerken, dass Nordamerika von einem rund doppelt so hohen Niveau startet wie die EU. In Indien und China beträgt die erwartete Wachstumsrate rund 3% pro Jahr. Es wird in allen Regionen mit einer Zunahme der Personenwagen pro Einwohner gerechnet, durchschnittlich 1.3% pro Jahr, wobei das Wachstum in Asien mit 6% pro Jahr am höchsten ausfällt; in der EU und Nordamerika sind es 0.3%. Die Anzahl der Personenkilometer nimmt in den meisten Regionen leicht ab. Gleichzeitig führt eine signifikante Verbesserung des spezifischen Verbrauchs zu einer Senkung des Energieverbrauchs, in den USA um 18%, in der EU um 9%, womit aber die EU immer noch besser abschneiden wird als die USA.

Im Haushaltsbereich nimmt der Wärmeverbrauch in den Industriestaaten und China als Folge von erhöhter Effizienz ab, während in den Entwicklungsländern mit einer leichten Zunahme zu rechnen ist, da die Effizienzgewinne das Bevölkerungswachstum nicht vollständig zu kompensieren vermögen. In der EU und in Japan wird sich zudem der Energieverbrauch ohne Strom in Haushalten vom Einkommen abkoppeln. Obschon der Stromverbrauch in den Entwicklungsländern relativ am stärksten steigen wird, ist die Zunahme absolut gesehen in den Industriestaaten grösser.

Der Dienstleistungssektor wird in allen Regionen der Welt starke Verbrauchszuwächse verzeichnen, allen voran in Indien mit einem Wachstum von 3.3% pro Jahr und China mit 2.7%.

4.5 Angebotsentwicklung

In 2030 werden die fossilen Energien 88% der Nachfrage ausmachen, was gegenüber 2000 einer Zunahme um sieben Prozentpunkte entspricht. Öl wird mit 34% weiterhin der wichtigste Energieträger bleiben, obschon Gas und vor allem Kohle stark zunehmen werden; letzteres aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Die Zuwachsrate der Kernenergie sinkt von jährlich 2.7% zwischen 1990-2000 auf 0.9% pro Jahr und wird im Jahre 2030 noch 5% vom Primärenergieverbrauch ausmachen. Dies sind 2 Prozentpunkte weniger als im Jahre 2000. Die erneuerbaren Energien werden im Jahre 2030 ungefähr einen Anteil von 8% haben und liegen damit 5 Prozentpunkte unter dem Niveau von 2000. Dies vor allem als Folge der rückläufigen traditionellen Biomassenutzung in Asien und Afrika.

In der EU wird der Gasverbrauch stark zunehmen, und zwar auf Kosten von Braun-, Steinkohle und Öl. Im Jahre 2030 wird Gas einen Anteil am Gesamtenergieverbrauch von 27% haben, hinter Öl mit 39% und vor Kohle mit 16%.

Der WETO geht davon aus, dass genügend konventionelle Ölreserven existieren, um die Nachfrage in den nächsten drei Dekaden zu decken. Es wird unterstellt, dass die Nicht-OPEC-Staaten entsprechend ihrer Reserven und Produktionskapazitäten produzieren, während die OPEC-Staaten den Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot sicherstellen. Im Weiteren wird angenommen, dass die Nicht-OPEC-Staaten ihre Produktion bis 2030 um täglich 3 Mio. Barrel erhöhen werden, die OPEC-Staaten um 33 Mio. Barrel. Somit dürfte die OPEC im Jahre 2030 einen Marktanteil von 60% aufweisen, wovon der Mittlere Osten 46% ausmachen wird. Es wird erwartet, dass die Ölförderung um 65% auf täglich 120 Mio. Barrel steigen wird. Drei Viertel der zusätzlichen Förderung werden somit von den OPEC-Staaten kommen.

Die Produktion von nicht-konventionellem Öl wird für das Jahr 2030 auf zirka 10 Mio. Barrel pro Tag geschätzt, und diese Reserven steigen stetig, so dass sie im Jahre 2030 einen Drittel der gesamten Ölreserven ausmachen werden.

Die Gasreserven steigen im betrachteten Zeitraum um 9%. Im Weiteren sind die Reserven global besser verteilt als Öl. Trotzdem sind mehr als die Hälfte der Gasreserven auf wenige Länder verteilt, so auf die Reformländer und die Golfstaaten. Es wird angenommen, dass in diesem Jahrzehnt das Wachstum der Gasreserven anhalten wird, bevor dann eine leicht sinkende Tendenz einsetzen wird.

Die Kohlevorkommen sind wesentlich gleichmässiger über den Globus verteilt als die Öl- und Gasvorkommen. Obschon auch in Russland grosse Kohlevorkommen vorhanden sind, wird dort wenig abgebaut, da die Transportkosten erheblich sind. Der WETO geht davon aus, dass der Kohleabbau in der betrachteten Periode rein nachfragegetrieben ist. Es wird mit einer Zunahme der Nachfrage um 2.3% pro Jahr gerechnet, mehrheitlich in Afrika und Asien. Im Jahre 2030 wird 35% der Kohle in China abgebaut, während die USA mit 20% auf dem zweiten Platz sein werden.

4.6 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen sind vor allem von drei Faktoren abhängig: dem BIP, der CO₂-Intensität des inländischen Energieverbrauchs und der Energieintensität pro BIP. Obschon BIP-Wachstum und verbesserte Energieintensität umgekehrte Auswirkungen haben, hat sich das BIP-Wachstum stets stärker ausgewirkt als die verbesserte Intensität.

Die CO₂-Emissionen werden sich weltweit zwischen 1990 und 2030 mehr als verdoppeln von 21 Gt auf 45 Gt im Jahre 2030. Die regionale Aufteilung wird sich stark ändern: waren es 1990 noch 70% aus industrialisierten Ländern, wird dieser Anteil auf 42% fallen. Bis dann wird China der grösste CO₂-Emittent sein. Relativ gesehen wird Indien am meisten zulegen, und zwar mit 5% pro Jahr, was einer Versiebenfachung der Emissionen bis 2030 entspricht.

Ausser in Nordamerika wird die CO₂-Intensität des Endenergieverbrauchs in allen Industrieländern abnehmen. In Nordamerika wird sie zunehmen, da die Reduktion des Ölverbrauchs durch einen verstärkten Kohleverbrauch mehr als kompensiert wird, was bei einer Zunahme des Energieverbrauchs um 40% zu einer Zunahme des CO₂-Ausstosses um 50% führt.

4.7 Sensitivitäten

In einem separaten Kapitel werden im WETO zwei Sensitivitäten betrachtet: zum einen die Unsicherheit bei den Schätzungen der konventionellen Öl- und Gasreserven und zum anderen die Entwicklung im Technologiebereich.

4.7.1 Unsicherheiten bei den Reserven

Sollten die Öl- und Gasreserven geringer sein als erwartet, dann führt dies zu einem deutlich höheren Ölpreis von 40 EUR pro Barrel im Jahre 2030. Dies führt dann zu einem Minderenergieverbrauch von 3%, davon beim Gas -13% und beim Öl -6%, während Kohle und nicht-fossile Energieträger ihren Anteil erhöhen können. Insgesamt resultiert eine Senkung der CO₂-Emissionen um 2%.

Umgekehrt führen über Erwarten hohe Gasvorräte zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises, während der Ölpreis infolge der schlechteren Substituierbarkeit nur wenig fallen wird. In diesem Fall würde der Energieverbrauch bis 2030 um rund 1.5% gegenüber dem Referenzfall zunehmen. Der Energiemix würde sich mit +21% zugunsten des Gases stark ändern.

4.7.2 Technologieentwicklung

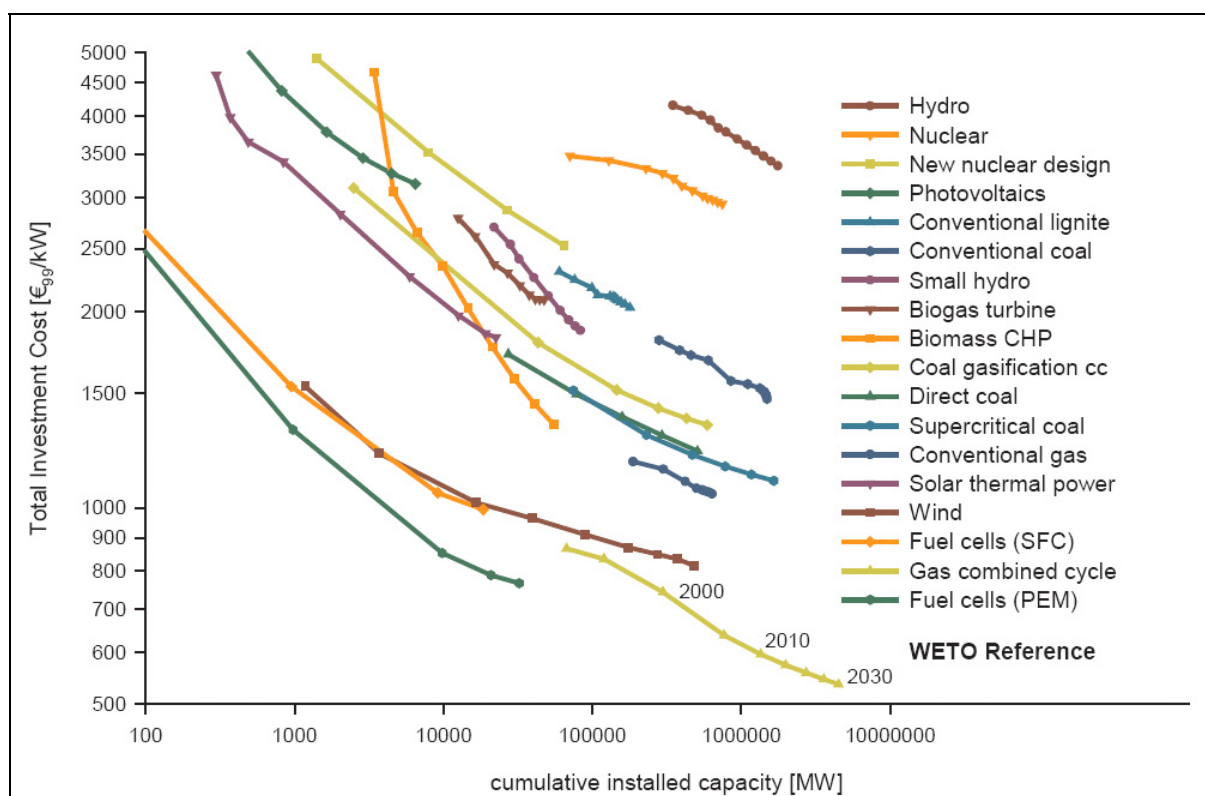
Annahmen über künftige Technologieentwicklungen sind schwierig. Trotzdem wurden in letzter Zeit zahlreiche Anstrengungen vollzogen, vor allem basierend auf Expertenumfragen und ökonomischer Entwicklung. Das vom WETO verwendete Modell ist in der Lage, die zusätzlichen Forschungs- und Entwicklungsgelder abzuschätzen. Diese sind nötig, um einen beschleunigten technologischen Fortschritt zu erzielen:

- Gas: Es wird eine erhöhte Verfügbarkeit von Gas angenommen und eine Verbesserung des Wirkungsgrades für Gas-Kombikraftwerke und Brennstoffzellen;
- Kohle: Kraftwerke mit optimierter Anlagentechnik, Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC);
- Nuklear: technologischer Durchbruch in Bezug auf Kosten und Sicherheit sowie verbesserte Brennstoffausnutzung;

- Erneuerbare Energien: Anstrengungen vor allem im Windbereich, Biomasse-Gasifizierung, solarthermische Kraftwerke, Kleinwasserkraftwerke und Photovoltaik.

Wie Figur 6 zeigt, wurden zahlreiche technologische Fortschritte unterstellt. Trotzdem kann damit das CO₂-Emissionsproblem nicht gelöst werden. Dies liegt unter anderem daran, dass nur technologische Fortschritte im Stromsektor, der nur einen Drittel des Energieverbrauchs ausmacht, betrachtet wurden. Deshalb sollte diese Arbeit auf andere Bereiche ausgeweitet werden, insbesondere auf den Strassenverkehr. Im Weiteren gilt es zu bedenken, dass Fortschritte in CO₂-Emissionsfragen die fossilen Brennstoffe noch attraktiver werden lassen, so dass sich die Effekte ausgleichen.

Figur 6: **Lernkurven für Stromerzeugungstechnologien**



Quelle: [7]

Obschon der EU-Gasmarkt expandiert, geht der WETO davon aus, dass der EU-Anteil am weltweiten Gasverbrauch stetig sinkt. Es wird davon ausgegangen, dass die EU mehr als die Hälfte ihres Gasbedarfs aus den Reformländern importieren wird, was zu grösseren Lieferrisiken für die EU führen könnte. Deshalb ist es wichtig, dass zusätzliche Gastransportrouten eingerichtet werden und weiterhin ein Dialog mit den gasfördernden Staaten geführt wird. Daneben dürften die Langfristverträge für Flüssiggas zunehmen, was die geographische Diversifizierung jedoch nur marginal verbessert.

Im Referenzszenario werden die Kyoto-Ziele nicht berücksichtigt, dafür hat der WETO in einem Zusatzkapitel ein CO₂-Reduktionsszenario definiert, das bis ins Jahr 2030 geht und für die verschiedenen Regionen verbindliche Ziele für mittelfristige Reduktionen nach 2010 festlegt. Unter diesem Szenario könnte der Ausstoss von CO₂ bis 2030 gegenüber dem Referenzszenario weltweit um 21% gesenkt werden. Trotzdem führt es gegenüber 1990 zu einer massiven Erhöhung von fast 75%. Mehr als die Hälfte dieser Reduktion wird im Industriesektor erzielt. Die Abnahme der CO₂-Intensität resultiert vor allem aus der Substitution von Stein- und Braunkohle sowie in eingeschränkter Masse von Erdöl durch Erdgas und Biomasse. Der Verbrauch von Biomasse steigt erheblich und auch der Anteil der Kernenergie nimmt zu, während die Anteile der grossen Wasserkraft- und Geothermieanlagen stabil bleiben.

Tabelle 9: **Referenz-Szenario 2002-2030**

	2000	2010	2020	2030
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. EUR-1999)				
Industrieländer				
Nordamerika	9'943	12'632	15'330	18'096
Westeuropa	9'225	11'517	14'226	16'706
Industrialisiertes Asien	3'699	4'356	5'287	6'302
Reformländer	2'457	3'495	4'910	6'400
Entwicklungsländer				
Welt	41'407	58'350	79'400	102'788
Weltbevölkerung (Mio.)	6'102	6'855	7'558	8'164
Rohölpreis (EUR-1999 pro Barrel)		24	29	35
Gaspreise (EUR-1999 pro Barrel Öläquivalent) Europa				28
Primärenergieverbrauch nach Regionen (PJ)				
Nordamerika	90'602	100'902	109'820	119'282
Westeuropa	43'752	38'770	33'871	31'485
Industrialisiertes Asien	14'486	18'296	21'855	25'749
Reformländer	57'569	61'965	79'089	100'693
Welt	416'712	507'021	611'733	720'674
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (PJ)				
Kohle	100'023		155'875	199'166
Erdöl	147'250		213'485	246'100
Erdgas	89'137		154'619	181'707
Kernenergie	27'758		33'159	36'509
Wasserkraft, Geothermie	9'965		14'319	16'412
Andere	42'580		40'277	40'738
CO₂-Emissionen (Mt)				
Nordamerika	6'387	6'863	7'441	7'955
Westeuropa	3'599	3'751	4'129	4'374
Industrialisiertes Asien	1'496	1'512	1'640	1'806
Reformländer	2'857	3'058	3'877	4'476
Welt	23'781	29'376	36'738	44'498

5 Shell: Szenarien bis 2050

Literatur: [17]

Die Royal Dutch/Shell Group, eines der führenden, weltweit tätigen Energie- und Petrochemieunternehmen, publizierte 2005 seinen zweiten Szenarienbericht für die erste Hälfte des 21. Jahrhunderts. Shell macht dies wie bereits 1995 anhand von nur zwei Szenarien, die zum strategischen Denken provozieren sollen. Das eine Szenario wird mit „Dynamics as Usual“ bezeichnet, das andere mit „The Spirit of the Coming Age“. Sie zeigen zwei Wege auf, wie sich das Energiesystem entwickeln könnte.

Welcher Weg eingeschlagen wird, ist vor allem abhängig von der Entwicklung, vom Einfluss und vom Timing der drei Faktoren: Ressourcen, Technologie und soziale Prioritäten. Im Hintergrund steht das zentrale Ziel, die CO₂-Konzentration der Atmosphäre langfristig unter einem Niveau von 550ppm zu stabilisieren, ohne dabei die ökonomische Entwicklung zu beeinträchtigen.

5.1 Modellaspekte

Die Royal Dutch/Shell Group stützt sich bei ihren Szenarienarbeiten auf das eigene Global Scenarios Team und auf ein globales Netzwerk von Centres of Excellence. Dazu gehören unter anderem der Internationale Währungsfonds (IMF), die Weltbank, das Institute for International Economics (IIE), das International Institute for Strategic Studies (IISS), das Institute for Policy Studies (IPS) und verschiedene Universitäten (Texas, Georgetown, Yale, Oxford etc.). Welche Art von Modellen hinter den Ergebnissen steckt, geht aus den publizierten Unterlagen nicht hervor.

5.2 Rahmenentwicklung

Änderungen im Energiesystem sind ein Zeichen für Veränderungen der ökonomischen und sozialen Situation von Ländern und Gesellschaften. Der erste und wichtigste Schritt ist der Übergang von traditionellen zu kommerziellen Energieträgern. Danach zeigt sich eine starke Abhängigkeit zwischen Einkommen und Energienachfrage. So explodiert die Nachfrage ab einem Einkommen von 3'000 USD pro Jahr (kaufkraftbereinigt), weil dann die Industrialisierung und die persönliche Mobilität sehr stark zunehmen. Bei höheren Einkommen nimmt die Zunahme der Energienachfrage ab, weil ökonomisches Wachstum immer effizienter erreichbar ist. Eine gewisse Sättigung der Energienachfrage zeichnet sich ab. In industrialisierten Ländern kann beispielsweise beobachtet werden, dass sich das Verhältnis von Einwohnern pro Auto bei zwei zu eins einpendelt, sobald das Jahreseinkommen 30'000 USD überschreitet.

Eine andere Annahme betrifft den Technologiewandel. Es wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass die „best available technology“ in der Regel mehr als zweimal so effizient ist wie der Durchschnitt der installierten Technologie. Da die Energiekosten aber in den OECD-Staaten nur rund 5% der Haushaltsausgaben und etwa 2% der Produktionskosten betragen, fallen die Investitionszyklen relativ lange aus.

Die Shell-Szenarien unterscheiden zwischen Rahmenentwicklungen, die zwar den sozio-ökonomischen Kontext stark beeinflussen werden nicht aber das Energiesystem, und Rahmenentwicklungen, die für Veränderungen des Energiesystems fundamental sein werden. Zur ersten Gruppe gehören die Demographie, das Einkommen, Marktliberalisierung und Nachfrage:

- Die Bevölkerungszahl wird von 2000 bis 2025 um 1% jährlich wachsen, von 2025 bis 2050 verlangsamt sich das Wachstum auf 0.6% pro Jahr. Dabei wird die Bevölkerung immer älter, auch Länder mit einer vergleichsweise jungen Bevölkerung heute werden 2050 ähnliche Altersverteilungen aufweisen wie die OECD-Staaten heute. 80% der Weltbevölkerung werden 2050 in urbanen Siedlungsgebieten leben.
- Das BIP steigt von 2000 bis 2025 mit einer Rate von 3.2% und in der zweiten Hälfte des Szenariozeitraums um 2.4% pro Jahr. Das globale Pro-Kopf-Einkommen wird dabei den Wert von 20'000 USD in 2050 übersteigen.
- Bei den Konsumentenpräferenzen werden sich zwei Trends herauskristallisieren: die zunehmende Wichtigkeit von Sauberkeit aus Umwelt- und Gesundheitsgründen und die höhere Bewertung von Flexibilität, Zeitersparnis und Kontinuität.

- Die Liberalisierung wird die Barrieren zwischen Märkten abbauen, so beispielsweise zwischen dem Strom- und Gasmarkt. Aus dieser Entwicklung resultieren eine allgemein höhere Qualität der Energieträger und die dominante Rolle der Elektrizität.

Zu den fundamentalen Treibern des Energiesystems gehören, wie oben bereits erwähnt, die Ressourcenknappheit, technologischer Fortschritt und die individuelle und gesellschaftliche Prioritätensetzung. Diese Faktoren werden in den Szenarien wie folgt berücksichtigt:

- Die Knappheit bei den fossilen Energieträgern: Kohle wird im betrachteten Zeitraum nicht knapp. Öl wird vor 2025 nicht knapp, wobei dieser Zeitpunkt bis 2040 hinausgeschoben werden könnte, falls sich die Energieeffizienz von Fahrzeugen massgeblich verbessert. Die Entwicklung bei den Fördertechnologien wird dazu führen, dass auch bei den schwieriger zu erschliessenden Reserven ein Barrelpreis von unter 20 USD realistisch scheint. Gross ist die Unsicherheit bezüglich der Gasressourcen. Diese könnten bereits 2025 oder erst 2050 knapp werden. Bei Gas wird entscheidend sein, ob die Transportinfrastruktur genügend schnell bereitgestellt werden kann.
- Die Nuklearenergie wird in den nächsten zwei Jahrzehnten im Zuge der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte nicht wettbewerbsfähig sein. Nach 2025 dürfte die Nukleartechnologie soweit sein, dass die Kernenergie mit anderen Energieträgern wieder mithalten kann.
- Den neuen Erneuerbaren räumt Shell ein grosses Potenzial ein, obwohl sie häufig in Konkurrenz zu anderen Landnutzungsformen wie Nahrungsproduktion oder Freizeit stehen. Jedoch müssen neue Formen der Energiespeicherung gefunden werden. Die Kosten der Energiebereitstellung aus Wind und Sonne sind bereits massiv gefallen und werden dies in Zukunft weiterhin tun. In den nächsten zwei Jahrzehnten werden die Preise von Biotreibstoffen gemäss Shell-Experten unter 20 USD pro Barrel Öläquivalent fallen. Biotreibstoffe werden damit im Vergleich zum Erdöl konkurrenzfähig.
- Präferenzen auf der Ebene des Individuums oder der Gesellschaft entscheiden letzten Endes, welche Technologie und welche Energieträger sich durchsetzen werden. So wird beispielsweise die Einstellung zu Versorgungssicherheit entscheiden, inwieweit sich Erdgas in Europa und Asien etablieren kann. Es könnte ebenso die treibende Kraft sein, auf Erneuerbare zu setzen. Das Individuum beeinflusst das Energiesystem über seine Entscheidungen, die abhängig sind von seinen Werten, von der Umwelt und dem Lebensstil. In den OECD-Ländern ist meist nicht der Preis der limitierende Faktor. Ändert sich die Nachfrage, so ist es entscheidend, welche Technologien und Ressourcen im Moment verfügbar sind. Das „Timing“ macht den Unterschied zwischen Evolution und Revolution.

5.3 Nachfrageentwicklung

Gemäss Überlegungen und Berechnungen von Shell wird die Energienachfrage eine Sättigung erfahren, wenn der jährliche Pro-Kopf-Verbrauch bei etwa 200 GJ, also rund 15% höher liegt als der heutige EU-Durchschnitt. Unter dieser Annahme würde sich die Gesamtnachfrage bis 2050 gegenüber dem heutigen Niveau rund verdreifachen. Würden sämtliche effizienzsteigernden Potenziale ausgeschöpft, könnte der Sättigungspunkt bereits bei 100 GJ erreicht werden, was bis 2050 eine Verdoppelung der aktuellen Nachfrage bedeuten würde.

Im Szenario „Dynamics as Usual“ wird sich die Nachfrage nach Primärenergie bis 2050 mehr als verdoppeln. Die Nachfrage steigt anfänglich mit einer Rate von 1.8% und ab 2015 mit 1.2% pro Jahr. Sich rasant entwickelnde Volkswirtschaften wie beispielsweise China sind die treibende Kraft hinter der steigenden Energienachfrage. Dank Liberalisierung und Informationstechnologien gelingt es diesen Staaten, bezüglich Technologie, Material- und Energieeffizienz enorme Fortschritte zu machen.

Das zweite Szenario „Spirit of the Coming Age“ geht von einer Verdreifachung der Primärenergie-nachfrage bis 2050 aus. Die Wachstumsraten sind entsprechend höher als im ersten Szenario und betragen bis 2025 jährlich 2.5% und ab 2025 noch 1.6%.

5.4 Angebotsentwicklung

Szenario „Dynamics as Usual“

Die Prioritäten der Gesellschaft in dieser Szenariowelt lassen sich zusammenfassen mit sauber, sicher und nachhaltig. Diese Prioritätensetzung bestimmt den Angebotsmix. Die Industrie versucht, diesen Bedürfnissen durch das Angebot „sauberer“ Energie gerecht zu werden. Energie aus Biomasse steigt bis 2025 auf 5'000 PJ an und verzehnfacht sich bis 2050. Andere Erneuerbare wie Wind und Sonne überholen bis 2050 sowohl die Kohle als auch Erdgas. Kernenergie und Energie aus Wasserkraft können ihr Niveau von 2000 ungefähr halten. Erdgas erlebt seine „Blütezeit“ in den zwei ersten Jahrzehnten. Neue Anlagen zur Stromerzeugung werden in dieser Periode praktisch ausschliesslich mit Gas befeuert. Kohle- und Kernkraftwerke verlieren an Bedeutung. Nuklearenergie bekundet auf deregulierten, preissensitiven Energiemärkten Mühe, mit den anderen Energieträgern wirtschaftlich mithalten. Die neuen Erneuerbaren belegen zunächst vor allem Nischenmärkte. Sie stossen noch auf lokale Widerstände bezüglich der Standorte, zudem sind die Konsumenten noch nicht bereit, einen zusätzlichen Preis dafür zu bezahlen. Auch unzuverlässige Stromnetze verhindern eine grossflächige Ausbreitung. Erst nach 2040, das Erdöl wird dann knapp, erleben die erneuerbaren Energien den grossen Aufschwung. Voraussetzung dafür ist die Entwicklung neuer Speichermöglichkeiten und eine neue Generation von Anlagen zur Energiegewinnung. Bei den Fahrzeugen setzen sich, nach dem Zwischenschritt Hybridantrieb, Biotreibstoffe durch. 2050 decken die Erneuerbaren rund einen Drittel der Primärenergie ab.

Szenario “The Spirit of the Coming Age”

Dieses Szenario beschreibt bezüglich Energieangebot eine Welt des „trial and error“. Es zeichnet den Weg einer technischen Revolution auf und erinnert daran, dass Diskontinuitäten häufig durch sehr banale Elemente des Energiesystems ausgelöst werden können. Im Szenario ist es die Brennstoffzelle, welche das Energiesystem revolutionieren wird. Die Brennstoffzelle wird sehr stark vereinheitlicht, so dass letztlich eine Zelle für alle Anwendungen eingesetzt werden kann. Brennstoffzellen sollen jederzeit und überall für die Konsumenten erhältlich sein. Der Brennstoff selbst wird aus Erdöl, Erdgas oder Biomasse hergestellt. Das dabei entstehende Kohlendioxid wird extrahiert und sequestriert. Mit der zunehmenden Ausbreitung und der Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten sinkt der kW-Preis sehr rasch, von 500 USD in 2006 auf 50 USD bereits in 2010. Auf diesem Niveau wird die Brennstoffzelle konkurrenzfähig zu normalen Verbrennungsmotoren. 2025 wird bereits ein Viertel der OECD-Fahrzeugflotte mit Brennstoffzellen betrieben. Dank neuen Technologien, die es erlauben, Methan und Wasserstoff aus Öl und Kohle zu gewinnen, findet der Übergang zur Wasserstoff-Brennstoffzelle statt. Führend bei diesen Technologien werden China und Indien sein, welche sich bis 2025 mit einer für sie inakzeptablen Abhängigkeit von ausländischen Ölimporten konfrontiert sehen werden. Dieser Übergang findet statt, bevor Erdöl knapp wird. Die erneuerbaren Energien verzeichnen einen eher unspektakulären Zuwachs bis 2025. Dies ändert sich ab 2025, weil die Erneuerbaren zunehmend gefragt sind zur Gewinnung von Wasserstoff durch Elektrolyse. Aus dem gleichen Grund erfährt auch die Nuklearenergie einen massiven Aufschwung. Als Transportinfrastruktur für den Wasserstoff dient zunächst das bestehende Erdgasnetz. Es beginnt jedoch ein langfristiger Prozess zum Aufbau einer weltweiten Wasserstoff-Infrastruktur. Mit dem Übergang zur „Wasserstoff-Gesellschaft“ einher geht eine zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems.

5.5 CO₂-Emissionen

In beiden Szenarien steigen die CO₂-Emissionen zunächst weiterhin stark an, im „Spirit of the Coming Age“-Szenario stärker als im „Dynamics as Usual“-Szenario, welches den Fokus schon früh auf die Erneuerbaren setzt. Die Maxima liegen rund eine Mrd. Tonnen CO₂ auseinander und befinden sich bei beiden Szenarien etwa im Jahre 2040. Mit der zunehmenden Sequestrierung von CO₂ im Szenario „Spirit of the Coming Age“ gelingt es, den Pfad des Szenarios „Dynamics as Usual“ sogar zu unterschreiten. Betrachtet man die Konzentration des CO₂ in der Atmosphäre, so gelingt es beiden Szenarien, diese bis zum Ende des 21. Jahrhunderts unter 550ppm zu halten und ab 2100 unter diesem Niveau zu stabilisieren.

5.6 Kommentar

Als privates Unternehmen nimmt sich Shell die Freiheit heraus, die Szenarien nicht auf statistische Analysen und grosse Datenmengen aus der Vergangenheit zu stützen, sondern mittels auch etwas gewagter Szenarien den Dialog über die zukünftige Energieversorgung anzuregen. Shell stützt sich dabei auf ein sehr prominentes Netzwerk, bestehend aus weltweit bekannten Institutionen. Den Rahmenbedingungen wird sehr viel Platz eingeräumt. Aus Sicht von Shell sind dabei die gesellschaftlichen Veränderungen, die Technologien und die Einschränkungen bei den Ressourcen matchentscheidend für den Weg, der schliesslich eingeschlagen wird. Zwei mögliche Wege werden mit den zwei Szenarien beschrieben. Beide Szenarien unterstreichen die Wichtigkeit von Erdgas als sofortige Lösung und Antwort auf den drohenden Klimawandel und schlechte Luftqualität. Beiden gemeinsam ist auch, dass Erdöl mit dem Einsatz neuer Technologien und neuer Treibstoffe bei den Fahrzeugen massiv an Bedeutung verlieren wird. Die erneuerbaren Energieträger könnten gemäss beiden Szenarien langfristig eine führende Rolle einnehmen, vorausgesetzt, das Energiespeicherproblem kann gelöst werden. Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen in unterschiedlichen Präferenzen der Bevölkerung, dem unterschiedlichen „Timing“ der treibenden Faktoren und im technologischen Fortschritt beziehungsweise dem Durchbruch von Technologien. Die erste Halbzeit im Szenario „Dynamics as Usual“ gehört dem Erdgas. Die zweite Halbzeit gehört den Erneuerbaren. Im Szenario „Spirit of the Coming Age“ kommt die Technologie der Brennstoffzelle zum Durchbruch. Mit dem Übergang zum Wasserstoff kann zwar der Energiehunger der Weltbevölkerung befriedigt werden. Der Energiebedarf zur Gewinnung von Wasserstoff lässt jedoch den Primärenergieverbrauch gegenüber dem heutigen Niveau um das Zweifache ansteigen.

Beide Szenarien zeichnen ein relativ optimistisches Bild der Zukunft: ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem mit minimalen Emissionen ist realisierbar. Dank technologischem Fortschritt ist es möglich, die Energiebedürfnisse abzudecken und dabei die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre unter 550ppm zu stabilisieren. Wie dies angesichts der auch 2050 noch bedeutenden Anteile fossiler Energieträger möglich sein soll, ist etwas schleierhaft. Die Möglichkeit der Sequestrierung von CO₂ wird zwar angetönt aber nicht weiter diskutiert. Der Glaube an die Technologie zieht sich damit wie ein rotes Band durch die Szenarien von Shell.

Tabelle 10: **Rahmenentwicklung und Zusammenfassung der Shell-Szenarien**

	2000	2025	2050	% p.a. 2000- 2025	% p.a. 2025- 2050	% p.a. 2000- 2050
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. USD-2000)	49'000	108'000	196'000	3.2	2.4	2.8
Weltbevölkerung (Mrd.)	6	8	9	1.0	0.6	0.8
„Dynamics as Usual“						
Primärenergieverbrauch (PJ)	407'000	640'000	852'000	1.8	1.2	1.5
Erdöl	159'000	210'000	229'000	1.1	0.3	0.7
Kohle	93'000	128'000	118'000	1.3	-0.3	0.5
Kohle CH ₄ /H ₂	0	4'000	16'000	-	5.8	-
Erdgas	93'000	167'000	177'000	2.4	0.2	1.3
Kernenergie	29'000	35'000	32'000	0.8	-0.4	0.2
Wasserkraft	30'000	41'000	39'000	1.3	-0.3	0.5
Energie aus Biomasse	0	5'000	52'000	-	10.1	-
Andere Erneuerbare	4'000	50'000	191'000	11.2	5.5	8.0
„Spirit of the Coming Age“	2000	2025	2050	% p.a. 2000- 2025	% p.a. 2025- 2050	% p.a. 2000- 2050
Primärenergieverbrauch (PJ)	407'000	750'000	1'121'000	2.5	1.6	2.0
Erdöl	159'000	233'000	185'000	1.6	-0.9	0.3
Kohle	93'000	150'000	119'000	1.9	-0.9	0.5
Kohle CH ₄ /H ₂	0	6'000	97'000	-	11.6	-
Erdgas	93'000	220'000	300'000	3.5	1.3	2.4
Kernenergie	29'000	46'000	84'000	1.9	2.4	2.1
Wasserkraft	30'000	49'000	64'000	2.0	1.1	1.5
Energie aus Biomasse	0	7'000	108'000	-	11.8	-
Andere Erneuerbare	4'000	38'000	164'000	9.9	6.0	7.7

6 ExxonMobile

Literatur: [8], [9], [10]

ExxonMobile erstellt zwei Berichte, die jährlich aktualisiert werden: einerseits den „Outlook for Energy“ (www.exxonmobile.com) beziehungsweise Energy Trends (www.exxonmobile.de) und andererseits das Oeldorado, das vor allem die regionalen Reserven und Ressourcen von Erdöl und Ergas aufzeigt.

6.1 Rahmenentwicklung

Exxon rechnet für die nächsten 30 Jahre weltweit mit einem beträchtlichen Wirtschaftswachstum, was verbunden mit dem Bevölkerungswachstum von sechs auf acht Milliarden Personen zu einer starken zusätzlichen Energienachfrage führen wird. 90% des Bevölkerungswachstums wird auf die Entwicklungsländer fallen.

Dank der weiteren Verbesserung der Energieintensität (durchschnittliche Reduktion von 1.5% pro Jahr in Industrieländern beziehungsweise 1.8% in Entwicklungsländern zwischen 2000 und 2030) kann das Verbrauchswachstum etwas abgebremst werden und sollte weltweit rund 1.6% pro Jahr betragen.

6.2 Nachfrageentwicklung

Im Verkehrssektor ist mit einer starken Zunahme der Personenwagen zu rechnen, insbesondere in Nicht-OECD-Asien. Auf der anderen Seite wird als Folge des technischen Fortschritts und des Wandels der Konsumgewohnheiten mit einer globalen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit im Kraftstoffbereich von mehr als 25% gerechnet. Der Anteil von Biokraftstoffen, einschliesslich Ethanol und Biodiesel, wird sich auf 150 Mio. t im Jahr 2030 verdreifachen.

6.3 Angebotsentwicklung

Öl und Gas werden weiterhin die wichtigsten Energieträger bleiben und im Jahre 2030 einen Anteil von rund 60% ausmachen. Da der Stromverbrauch mit 2.0% pro Jahr um rund 0.4 Prozentpunkte stärker steigen wird als der Energieverbrauch, führt dies zu einem überdurchschnittlichen Anstieg des Gas- und Kohleverbrauchs. Letzterer wird vor allem im nicht-industrialisierten Asien stark zunehmen. Bei den nicht-fossilen Energieträgern sind die jährlichen Zuwachsraten sehr unterschiedlich: Bei Wind- und Solarenergie wird ein jährliches Wachstum von 11% erwartet, bei Wasserkraft 2% und bei Biomasse 1.3%.

Tabelle 11: **Exxon Szenario 2000 und 2030**

	2000	2030	% p.a. 2000-2030
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. USD-2000)			
Nordamerika	11'100	24'200	2.6
Westeuropa	8'900	16'200	2.0
Industrialisiertes Asien	5'700	9'200	1.6
Reformländer	400	1'200	4.0
Entwicklungsländer	5'400	19'800	
Welt	31'500	70'600	2.7
Weltbevölkerung (Mio.)			0.9
Primärenergieverbrauch nach Regionen (PJ)			
Nordamerika	117'230	138'164	0.6
Westeuropa	75'362	96'296	0.8
Industrialisiertes Asien	33'494	46'055	0.9
Reformländer	37'681	54'428	1.3
Entwicklungsländer	150'725	347'504	
Welt	418'680	682'448	1.6
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (PJ) [ungefähre Angaben]			
Kohle	87'923	159'098	1.8
Erdöl	159'098	238'648	1.4
Erdgas	83'736	133'978	1.8
Kernenergie			1.4
Andere	75'362	133'978	1.7
CO₂-Emissionen (Gt)			
Industrieländer	zirka 12.5	15.0	0.5
Entwicklungsländer	zirka 10.5	zirka 24.0	2.7
Welt			1.7

Die Schätzungen zum weltweiten Investitionsbedarf im Energiebereich werden von der IEA (2005) übernommen.

Im Bericht werden in den Kapiteln 2 und 3 Schwerpunkte auf Treibhausgasemissionen und langfristige Technologiealternativen behandelt, auf die hier nicht eingegangen wird.

C Nationale Energieperspektiven

7 Axpo: Stromperspektiven 2020

Literatur: [1], [2]

7.1 Ziele der Stromperspektiven

- Definieren der Anforderungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit;
- Abschätzen des künftigen Strombedarfs;
- Prüfen von möglichen Optionen unter besonderer Berücksichtigung der neuen erneuerbaren Energie (nEE);
- Strategische Folgerungen aus Unternehmenssicht.

7.2 Nachfrageentwicklung

Es werden zwei Szenarien definiert:

- Szenario tief: Verbrauchsanstieg um 1% pro Jahr bis 2010, dann um 0.5% bis 2050;
- Szenario hoch: Verbrauchsanstieg um 2% pro Jahr bis 2010, 1.5% bis 2030, dann weiter um 1% bis 2050.

Tabelle 12: **Daten zur Stromlücke**

	Szenario hoch	Szenario tief
Stromlücke Schweiz (Axpo) ab	2018 (2020)	2028 (2029)
Stromlücke im Jahr 2030 absolut (relativ)	30 TWh (33%)	10 TWh (15%)
Stromlücke Winterhalbjahr ab	2012	2019
Leistungslücke (mit 7% Reserve gemäss UCTE)	2013	2018

7.3 Angebotsentwicklung

7.3.1 Potenzial neue erneuerbare Energien (nEE)

Tabelle 13: **Potenzial- und Kostenabschätzungen für nEE**

Technologie	Potenzial TWh	Kostenuntergrenze Rp./kWh	Kostenobergrenze Rp./kWh
Kleinwasserkraft	6	10	90
Geothermie	18	10	26
Biogas	4	13	37
Feste Biomasse	2	13	68
Wind	4	6	32
Photovoltaik	5	55	> 100

Folgerungen:

- nEE können die Stromversorgungslücke bei Weitem nicht schliessen;
- Kosten der nEE liegen bis zu zehnmal höher als heutige Produktionskosten;
- Mehrkosten für 5.4 TWh EE gemäss StromVG dürften unter Annahme des günstigsten Szenarios (Ausschreibemodell) mindestens 400-500 Mio. CHF betragen. Dazu kommen Kosten für Back-up-Produktionskapazitäten, Anpassung der Netzkapazitäten und zusätzliche Regelleistung.
- Schweiz braucht Bandenergie, welche bei nEE nur durch Geothermie geliefert werden kann.

7.3.2 Potenzial Wasserkraft

Als realistisches Ausbaupotenzial werden höchstens 0.5 TWh oder 3% der heutigen Produktionserwartung angesehen. Durch die neuen Gesetze bezüglich Restwassermengen gehen ungefähr 0.8 TWh verloren. Die Grosswasserkraft hat ein erhebliches zusätzliches Leistungsopotenzial im Bereich von 2000-2500 MW.

7.3.3 Konventionelle Technologien

Es werden verschiedene Szenarien für die Brennstoffkosten und CO₂-Preise betrachtet:

Brennstoffkosten:	
Gaspreise:	3 Szenarien mit bis 2020 unterschiedlichen aber konstanten Preisen, danach realer Anstieg um 1%, 1.5% beziehungsweise 2% pro Jahr;
Kohle- und Uranpreise:	längerfristig keine grösseren Preisanstiege.
CO ₂ -Zertifikate-Preise, 3 Szenarien:	
tief:	• tiefe CO ₂ -Kosten
mittel:	• 20 EUR pro Tonne CO ₂
hoch:	• 60 EUR pro Tonne CO ₂ (basiert auf CO ₂ -Sequestrierungskosten)

Tabelle 14: **Gestehungskosten in Rp./kWh konventioneller Technologien heute (ohne CO₂-Kosten), 2020, 2035 und 2050 (bei hohen CO₂- und Brennstoffkosten)**

Technologie	Heute				2020 Total	2035 Total	2050 Total
	Kapital	Unterhalt, Betrieb	Brennstoff	Entsorgung			
KKW (1600 MW)	2.2	1.2	0.6	0.2	4.4	4.5	4.6
Gas-Kombikraftwerk (500 MW)	0.6	0.6	3.8	--	9.6	11.0	13.1
Steinkohle-Kraftwerk (600 MW)	1.8	1.3	1.6	--	11.8	12.0	12.2
Braunkohle-Kraftwerk (600 MW)	1.9	1.2	1.2	--	na	na	na

7.4 Strategische Folgerung aus Unternehmenssicht

Die Axpo setzt auf eine breite Diversifikation des in- und ausländischen Produktionsportfolios zur Minimierung der Risiken und will bis spätestens 2008 erste unternehmerische Planungsentscheide zur Gewährleistung der Bandenergieproduktion ab 2020 fällen. Dabei unterstützt sie die Förderung der nEE auf Basis des Ausschreibemodells sowie Bemühungen um verbesserte Energieeffizienz. Insgesamt will sie bis 2030 rund 5 Mrd. CHF investieren.

Tabelle 15: **Investitionspläne der Axpo**

Bereich	Projekte	Betrag
Spitzenenergie	Aus- und Zubau Wasserkraft	2 Mrd. CHF bis 2015, davon 1 Mrd. CHF für den Ausbau des Pumpspeicherkraftwerks Linth-Limmern (Ausbau 800 MW)
Bandenergie	Flusskraftwerke: Erneuerung und Optimierung	
	Stromimporte aus eigenen oder fremden Gas-, Kohle- oder Kernkraftwerken	
	Mittelfristig: Inländische Gaskombikraftwerke	Bau- und Bewilligungsverfahren: 7-9 Jahre
	Langfristig: Inländisches Kernkraftwerk	Bau- und Bewilligungsverfahren: 20 Jahre
nEE	Kleinwasserkraft, Biogas, Biomasse, Geothermie und Windkraft in Europa	Bis 2010 mindestens 100 Mio. CHF.
Netze	Ausbau der Netze und Optimierung der Netzdienstleistungen	1 Mrd. CHF bis 2020

8 CVP Schweiz: Energiepapier der CVP Schweiz

Literatur: [5]

8.1 Einleitung

Das Energiepapier der CVP wurde von der Arbeitsgruppe Energie unter der Leitung von Ständerat Simon Epiney 2004 erstellt. Gemäss telefonischer Auskunft vom 23.10.2006 von Herrn Siegrist, Generalsekretariat der CVP, gibt es vorläufig kein Update zu diesem Papier. Das Energiepapier ist keine Perspektive im eigentlichen Sinne, sondern ein Positions- und Forderungspapier der CVP Schweiz zur Energieversorgung der Zukunft. Ein besonderes Gewicht wird dabei auf mögliche Massnahmen gesetzt.

8.2 Der Elektrizitätsmarkt

Die zunehmende Verflechtung mit dem Ausland erfordert eine bessere Koordination. Unterstützt wird eine privatrechtliche Netzgesellschaft in der Schweiz. Im Inland wird eine zweistufige Strommarktöffnung angestrebt: zunächst sollen die Firmen frei über ihren Stromlieferanten entscheiden können, anschliessend die privaten Haushalte.

8.3 Einheimische Energie und Energiesparen

Potenzial zum Energiesparen sieht die CVP vor allem im Gebäudebereich. Sie rechnet vor, dass bei vollständiger Anwendung des Minergie-Standards bei Sanierungen rund zwei Milliarden Franken an

Heizkosten gespart werden könnten. Aktionsprogramme wie EnergieSchweiz werden für die Umsetzung von Effizienzmassnahmen als wertvoll erachtet.

Beim Stromangebot ist weiterhin auf die einheimische und umweltfreundliche Wasserkraft zu setzen. Aus- und Umbaupotenziale sind auszuschöpfen, Neubaupotenziale werden eher im Bereich der Kleinwasserkraft gesehen. Alternative, erneuerbare Energieträger sind entsprechend ihrer Wirtschaftlichkeit mittels kostendeckender Einspeisevergütung zu fördern.

Der Zeitpunkt für eine Lancierung der Frage, ob die Schweiz weiterhin auf Kernenergie setzen will, scheint aus Sicht der CVP noch verfrüht. Die CVP erkennt zwar, dass sich ab 2015 eine Angebotslücke öffnet, wie sie gefüllt werden soll, wird jedoch offen gelassen. Der Bundesrat soll zunächst die Grundlagen dazu erarbeiten.

8.4 CO₂-Problematik

Die CO₂-Ziele der Schweiz sind, wenn immer möglich, auf der Basis der Freiwilligkeit zu erreichen. Längerfristig ist jedoch eine Abgabe auf allen Energieträgern zu prüfen. Da der Markt früher oder später endliche Ressourcen verteuern wird, lohnt es sich für die Schweiz, sich rechtzeitig vorzubereiten.

9 FDP Schweiz: Positionspapier

Literatur: [11]

9.1 Einleitung

Das Positionspapier der FDP stellt keine eigentlichen Energieperspektiven dar, sondern ist eine Stellungnahme der Partei zu den Herausforderungen der Energiepolitik. Kern des Papiers bildet die Anwendung der liberalen Grundsätze auf die Energiepolitik. Dazu gehören das Verursacherprinzip, das Kooperations- und Subsidiaritätsprinzip sowie das Bekenntnis zu einer wettbewerbsorientierten Energiepolitik. Das Positionspapier ist am 14. Oktober 2006 durch die Delegiertenversammlung der FDP Schweiz angenommen worden.

9.2 Versorgungssicherheit mit Strom

Der Aufbau inländischer Kapazitäten ist zentral, da die Versorgungssicherheit ein Grundelement des Wohlstands in der Schweiz ist. Bei den Optionen möchte sich die FDP grösstmöglichen Spielraum offen halten. Schwergewichtig sind aber die Kernenergie, die Wasserkraft und die neuen Erneuerbaren weiter auszubauen. Angesichts der langen Planungs-, Bewilligungs- und Bauphase wird die Elektrizitätswirtschaft aufgefordert, die Projektierung eines neuen Kernkraftwerkes unverzüglich einzuleiten. Fossil-thermischen Anlagen wird aus Klimaschutzgründen eine klare Absage erteilt. Ebenfalls von Bedeutung sind die Erneuerung und der Ausbau der Transport- und Verteilnetze. Dazu sind die raumplanerischen Voraussetzungen zu schaffen.

9.3 Mehr neue erneuerbare Energien

Die FDP strebt aus Diversifikations- und Nachhaltigkeitsgründen, aber auch aus Sicht des Wirtschafts- und Forschungsplatzes Schweiz einen Ausbau der neuen Erneuerbaren an. Ihr Anteil an der Gesamtstromproduktion soll auf 7% bis 2020 und auf 10% bis 2030 erhöht werden. Die finanzielle Unterstützung soll nach Kriterien der Kosten-/Nutzeffizienz sowie der Wettbewerbsfähigkeit erfolgen. So werden beispielsweise degressive Beiträge vorgeschlagen.

Die Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der neuen Erneuerbaren sollen zu Kernkompetenzen der Schweiz heranwachsen. Sie sind ohne ideologische Scheuklappen zu betreiben. Verlorene Kompetenzen sollen in die Schweiz zurückgeholt werden.

9.4 Energieeffizienz

Die Ziele der CO₂-Reduktion sollen nicht nur aufgrund des Verzichts auf fossil-thermische Stromproduktion erreicht werden, sondern auch durch eine Erhöhung der Energieeffizienz, schwergewichtig in den Bereichen Mobilität, Prozess- und Raumwärme. Die FDP schlägt bei der entsprechenden Umsetzung zwei Wege vor: Erstens soll durch Ausbildung und Information die entsprechende Sensibilisierung stattfinden. Zweitens ist der Verkauf ineffizienter Geräte und Fahrzeuge zu erschweren ohne dabei die WTO-Regeln zu verletzen. Explizit erwähnt werden die Deklaration der Verbrauchskennzahlen von Fahrzeugen und Geräten und steueraufkommensneutrale Lenkungsabgaben.

10 Grüne Partei der Schweiz: Grüne Energieperspektiven 2050; Energieversorgung zu 100% aus erneuerbarer Energie

Literatur: [12]

10.1 Forderungen der Grünen

- Hauptforderung: Atomausstieg innerhalb von 10 Jahren;
- Energieversorgung ohne CO₂;
- Erneuerbare Energie und Energieeffizienz;
- Langfristige Vollversorgung der Schweiz mit Erneuerbaren Energien (EE) bis spätestens 2050. Im Vordergrund stehen die neuen EE;
- Bis 2050 muss der Energieverbrauch in der Schweiz um zwei Drittel reduziert werden.

10.2 Angebotsentwicklung

Die Grüne Partei sieht bei den erneuerbaren Energien sehr grosse technische Potenziale:

- Biomasse hat das Potenzial, zehn Prozent des heutigen Primärenergiebedarfs der Schweiz zu decken;
- Die grosse Zukunft der Windenergie liegt in Offshore-Anlagen in der Nordsee. Ein Teilimport könnte ein Element einer diversifizierten Energieversorgung sein;
- Dank Sonnenenergie könnte mit Dachflächen der gesamte Wärmebedarf der Schweiz gedeckt werden;
- Bestehende Grosswasserkraftwerke sind zu sanieren; die Pumpspeicherung ist nicht weiter auszubauen;
- Das Potenzial der Kleinwasserkraft wird zuwenig genutzt (Beispiel Trinkwasserkraftwerke und Abwasser);
- Die Geothermie hat ein enormes Potenzial und ist aus ökonomischer Sicht konkurrenzfähig;

- Solarer Wasserstoff bietet bis in 15 Jahren eine Alternative zu fossilen Energieträgern;
- Mit solarem Wasserstoff und Brennstoffzellen-Technologie kann die dezentrale Energieversorgung langfristig realisiert werden.

10.3 Umsetzung der Forderungen

Um die Forderungen umsetzen zu können, müssen folgende Schritte vollzogen werden:

10.3.1 Langfristige Energiestrategie

Kernelement einer Schweizer Energiestrategie mit einem Zeithorizont von mindestens 50 Jahren muss ein Klima-Rahmenschutzgesetz mit einem CO₂-Reduktionsziel bis 2050 sein. Bis 2030 ist an einer Reduktion des CO₂ gegenüber 1990 um 75% festzuhalten. Bis 2050 sollten die fossilen Energieträger vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Im Strombereich muss der Ersatz der fünf Kernkraftwerke skizziert werden.

10.3.2 Energiepreise erhöhen – ökologische Steuerreform

Es ist eine staatsquotenneutrale Abgabe auf nichterneuerbaren Rohstoffen einzuführen. Die Steuerreform umfasst folgende Schritte:

- CO₂-Abgabe und Einführung Lenkungsabgabe auf Strom;
- Forschungsgelder von der Nuklearforschung zur Solar- und Wasserstoffforschung verschieben;
- Anpassung des Versicherungswertes im Falle eines Reaktorunfalls;
- Erhöhung Mineralölsteuer;
- Anpassung des Mineralölsteuergesetzes (keine Befreiung der internationalen Luftfahrt, Land- und Forstwirtschaft; steuerliche Bevorzugung von einheimischen Biotreibstoffen);
- Differenzierung der Autoimportsteuer auf Grund der spezifischen CO₂-Emissionen.

10.3.3 Förderprogramme verstärken

Das Jahresbudget von EnergieSchweiz muss auf mindestens 100 Mio. CHF pro Jahr erhöht werden und es müssen zusätzliche Förderprogramme für erneuerbare Energien initiiert werden.

10.3.4 Energieeffizienz vorantreiben

Ein zentrales Element auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft ist die effizientere Nutzung von Strom und fossilen Energien. Das beinhaltet insbesondere folgende Punkte:

- Effizienzmassnahmen bei elektrischen Geräten und Kraftfahrzeugen;
- Konsequente Verlagerung des Güterfernverkehrs von der Strasse auf die Schiene;
- Energiestandards im Gebäudebereich (Minergie-P-Standard);

- Warmwasseraufbereitung durch Sonnenkollektoren als obligatorischer Bestandteil der Bauvorschriften.

10.3.5 **Strommarkt nachhaltig ausgestalten**

Ein Gesetz zur Stromversorgung der Schweiz muss folgende Elemente enthalten:

- Sofortige Einführung einer kostendeckenden Einspeisevergütung für erneuerbare Energien;
- Substanzielle und verbindliche Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz;
- Vollständige Marktöffnung für alle Teilnehmenden;
- Unbundling, staatliche Netzgesellschaft und staatlicher Regulator;
- Keine Entschädigung für nicht-amortisierbare Investitionen.

10.3.6 **Klarheit für Konsumierende schaffen**

Umweltbewusste Entscheide sind durch strenge Labels und transparente Deklarationen für Energieverbrauch und -produktion zu fördern.

Der Emissionshandel stellt keine Lösung dar und darf nicht mehr als zehn Prozent der gesamten Reduktionsmassnahmen überschreiten.

11 **Kanton Bern: Energiestrategie 2006**

Literatur: [15]

11.1 **Ziele der Energiestrategie 2006**

Die Energiestrategie zeigt die langfristige Ausrichtung der Energiepolitik im Kanton Bern. Auf dem Weg zur Verwirklichung der 2000-Watt-Gesellschaft strebt der seit April 2006 neu gebildete Regierungsrat des Kantons Bern bis ins Jahr 2035 eine 4000-Watt-Gesellschaft an, wobei er sich von sieben Grundsätzen leiten lassen will.

Ausgehend von der Vision und den Grundsätzen werden acht strategische Ziele definiert. Sie zeigen, was bis im Jahr 2035 erreicht werden soll. Damit die Ziele erreicht werden können, werden unter Berücksichtigung der heutigen Situation sieben Bereichsstrategien definiert (siehe Figur 7).

11.2 **Umsetzung der Energiestrategie**

Die Strategie umfasst einen Zeitraum von rund 30 Jahren. Die 4000-Watt-Gesellschaft soll im Jahr 2035 verwirklicht sein. Der Regierungsrat sieht eine stufenweise Planung und Umsetzung der notwendigen Massnahmen vor. Die einzelnen Etappen richten sich nach den Zyklen der Legislaturplanungen. Der durch den Regierungsrat genehmigte 4-Jahres-Massnahmenplan bildet die Grundlage für die Legislaturplanung der einzelnen Direktionen zu Massnahmen im Bereich Energie. Die konkrete Umsetzung wird jährlich mit den Leistungsvereinbarungen sichergestellt.

Es werden Beispiele für Massnahmen im Bereich Wärmeerzeugung, Treibstoffe, Stromerzeugung, Energienutzung, Raumentwicklung, Versorgungssicherheit und Eigentümerstrategie angegeben.

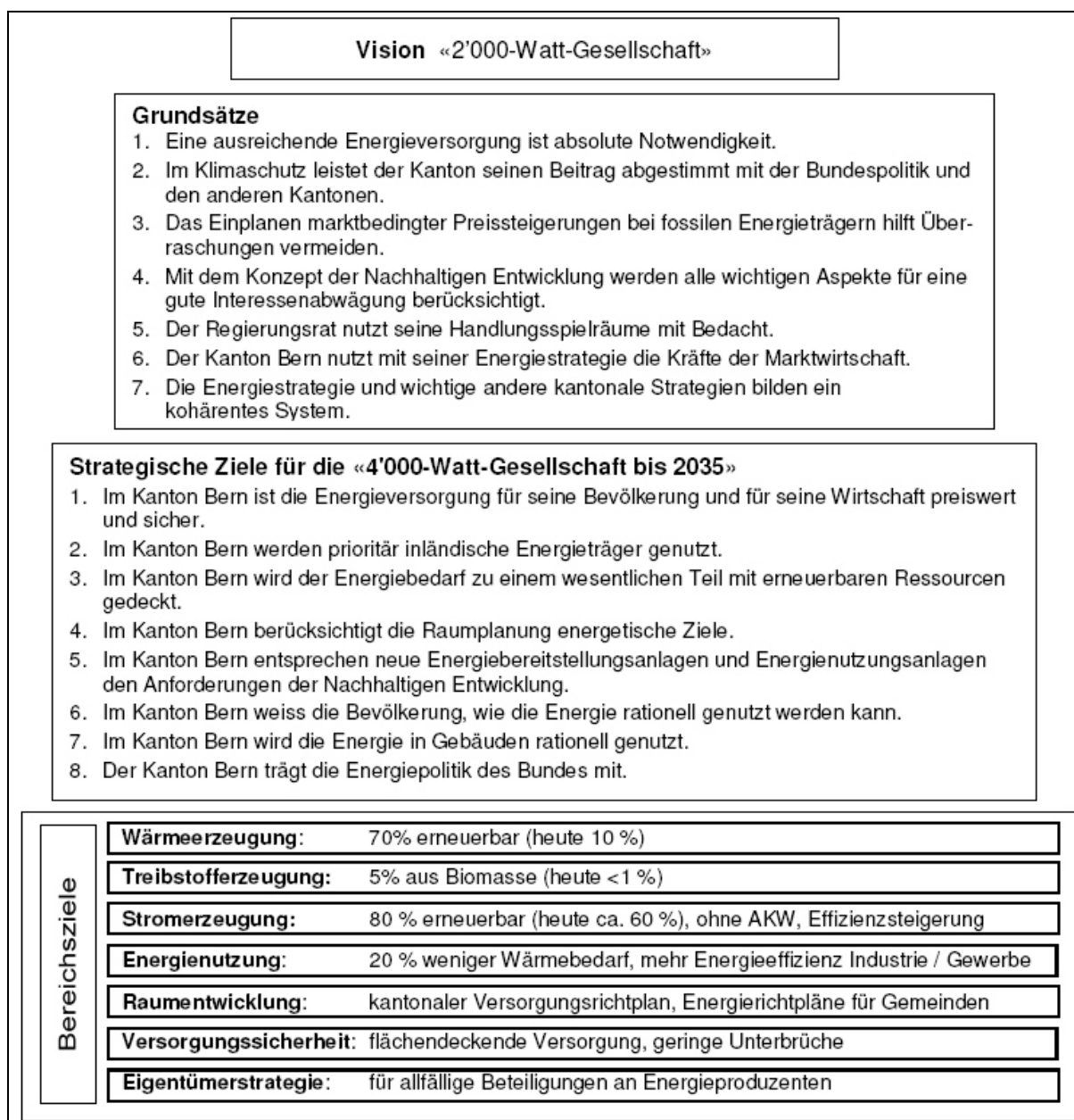
Im Bereich der Stromerzeugung:

- Verstärkte Nutzung von Wasserkraftwerken;
- Standortevaluationen für 2-3 Biomasse-Heizkraftwerke (Holz) im Bereich von 100-200 MW elektrischer Leistung.

Im Bereich der Versorgungssicherheit:

- Unterstützen einer effizienten Waldbewirtschaftung zur Nutzung von Energieholz;
- Vereinbarungen über Netzvermaschung bei leitungsgebundenen Energieträgern.

Figur 7: **Aufbau der Energiestrategie des Kantons Bern**



Quelle: [15]

12 Kanton Zürich: Vision Energie 2050

Literatur: [3], [4]

12.1 Ziele Vision Energie 2050

Die Vision 2050 des Kantons Zürich hat folgende Ziele:

- Verhinderung einer Klimaveränderung. Im Jahre 2050 soll nur noch eine Tonne CO₂ pro Person und Jahr durch das Verbrennen fossiler Energien erzeugt werden. Nicht-fossile Energien wie erneuerbare Energien oder Kernenergie erzeugen beim Verbrauch keinen CO₂-Ausstoss und können im Sinne der Vision 2050 frei verwendet werden.
- Die 2000-Watt-Gesellschaft sieht eine kontinuierliche Absenkung des Energiebedarfs auf 17.5 MWh pro Person und Jahr vor. Die Summe aller verwendeten Energien darf diese Mengenbeschränkung nicht überschreiten.

12.2 Modellaspekte

Es werden vier Szenarien betrachtet:

- Szenario „Referenz“: Berücksichtigung heute geltender, beziehungsweise zu erwartender energiepolitischer Massnahmen. Eine moderate Energiepreiserhöhung ist ebenso unterstellt wie eine Abgabe auf fossilen Energien.
- Szenario „Referenz minus“: Im Vergleich zum Szenario Referenz geht dieses Szenario nur von einer Verdoppelung (und nicht Verfünffachung) der Gerätezahl im Büro und in der Kommunikation aus.
- Szenario „Comfort“: Es werden die konsequente Ausschöpfung der Effizienzpotenziale mit den besten, heute verfügbaren Technologien vorausgesetzt. Im Weiteren wird eine zusätzliche technische und ökonomische Verbesserung der Technologien berücksichtigt.
- Szenario „Politik“: strikte Beschränkung des CO₂-Ausstosses auf eine Tonne pro Kopf der Bevölkerung. Nebst Effizienzsteigerungen ist zusätzlich ein neues Verständnis für Energiedienstleistungen und damit eine Beschränkung der relevanten Mengen notwendig. Dies gilt insbesondere für den Verkehr.

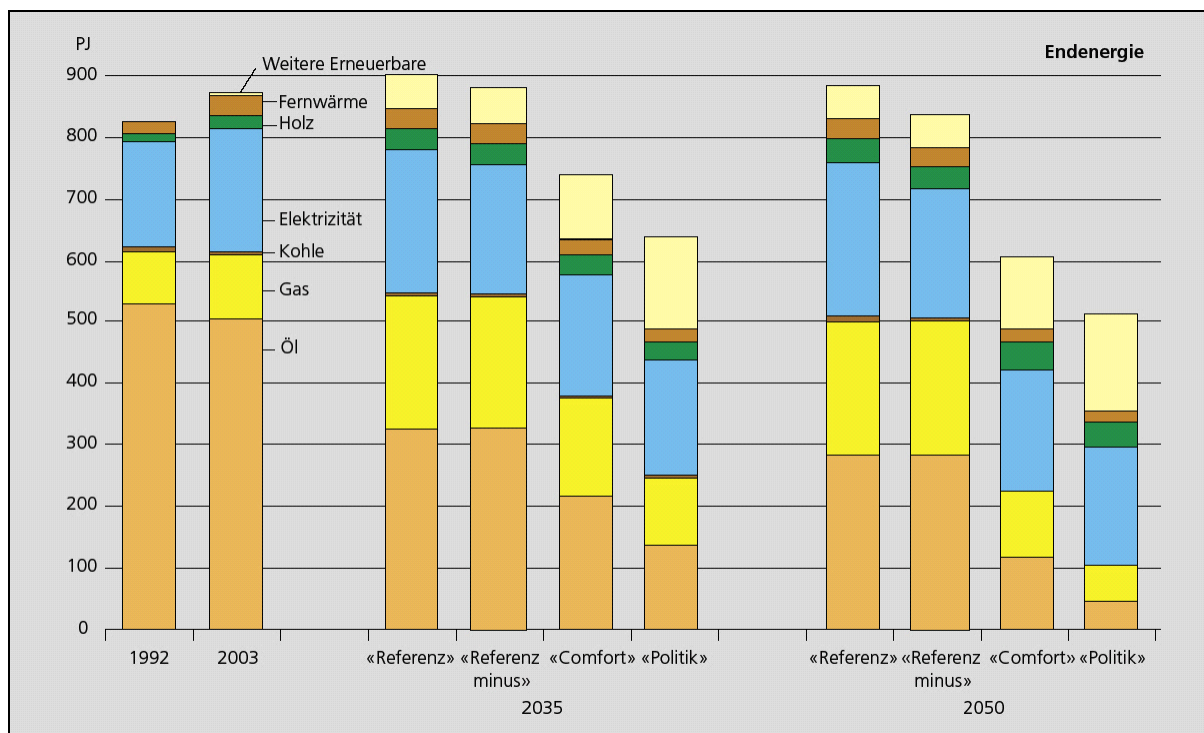
12.3 Nachfrageentwicklung

Im Szenario „Referenz“ wächst der Verbrauch bis 2035 weiter, wenn auch nur geringfügig, danach sinkt der Wert bis 2050 auf 96% des Verbrauchs von 2003. Um 33% verringert sich der Verbrauch im Szenario „Comfort“, um 43% im Szenario „Politik“.

12.4 Angebotsentwicklung

Für die Wasserkraftwerke wird eine moderate Produktionssteigerung bis ins Jahr 2035 von 7% erwartet, danach gibt es keine Veränderungen mehr. Die thermische Nutzung von fossilen Energien zur Stromerzeugung bleibt auf dem Stand von 2003; ein längerfristig verstärkter Einsatz ist ohnehin mit dem Ziel der Vision 2050 nicht vereinbar.

Figur 8: **Endenergiebedarf nach Energieträgern, 1992 bis 2050 in PJ**



Quelle: [4]

Tabelle 16: **Heutige und künftige Elektrizitätsproduktion im Inland, ohne neue Kernkraftwerke und ohne neue fossile Grosskraftwerke in PJ**

PJ	2003	2035	2050
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Abwärme			
Wasserkraft	131,2	140,9	140,9
Verbrauch Speicherpumpen	-10,4	-10,4	-10,4
nicht biogene Abfälle in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) und andere	2,85	4,12	4,12
biogene Abfälle (KVA und andere)	2,85	4,12	4,12
Biomasse (Holz, Biogas in der Landwirtschaft)	0,12	0,57	1,13
Energie aus Abwasserreinigungsanlagen (ARA)	0,40	0,9	1,0
Geothermie (Deep Heat Mining)	0,0	4,19	8,39
Photovoltaik	0,06	0,39	1,36
Wind	0,02	0,18	0,63
Heute bestehende Kernkraftwerke und fossil betriebene Anlagen			
bestehende thermische Kraftwerke (inkl. Öl- und Gas-Wärmeerkraftkopplungsanlagen) ohne KVA	4,2	4,2	4,2
bestehende Kernkraftwerke	93,4	61,6	0,0
Total Elektrizitätsproduktion	225	211	155

Quelle: [4]

13 Sozialdemokratische Partei der Schweiz (SP): Sicher und effizient umsteigen: Unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Literatur: [16]

13.1 Ziel der Perspektivstudie

Die Perspektivstudie zeigt die konkrete Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien (EE) und den effizienten Umgang mit Energie auf.

Die „schweizerische Stromproduktion“ wird definiert als Menge aller Kraftwerke, die sich in der Schweiz oder im Ausland befinden und in der Verfügbarkeit von schweizerischen Entscheidungsträgern stehen, die einen Versorgungsauftrag wahrnehmen.

13.2 Nachfrageentwicklung

Bei verstärkter Durchsetzung von höherer Energieeffizienz ist mit einer Abnahme des Stromverbrauchs um 0.7% pro Jahr zu rechnen. Umgekehrt steigt der Stromverbrauch durch die Verbreitung von Wärmepumpen.

Anhaltend steigende Stromverbräuche (+2% pro Jahr) können technisch gesehen mit erneuerbaren Energien gedeckt werden, wenn die Rahmenbedingungen stimmen (kostendeckende Vergütung für EE, Verbesserung des kontinentalen Netzes, Durchsetzung von Marktanteil-Zielen für EE).

13.3 Umsetzung

Strategisch betrachtet steht an erster Stelle die Energieeffizienz, denn jede Verbrauchsreduktion senkt den zukünftigen Produktionsbedarf. EE sind zweite Wahl.

13.3.1 Energieeffizienz

Um eine Effizienzstrategie durchzusetzen, braucht es eine Deblockierung der Politik, die Einführung von wirtschaftlichen Anreizen, branchenspezifische Programme und faire Abnahmeregeln für effizient erzeugten Strom (Beispiel: Wärme-Kraft-Kopplung). Folgende Elemente tragen zur Einsparung von Energie bei:

- Bestgeräte-Strategie: Bis 2020 wären durch die Bestgeräte-Strategie rund 6.1 TWh an Strom einzusparen.
- Bei den Elektroheizungen wird angenommen, dass die im Bestgeräte-Szenario verbleibenden Elektroheizungen und Boiler bis 2020 vollständig durch Wärmepumpen ersetzt werden.
- Energieeffizienter Gebäudepark: Der Marktanteil von Passivhäusern an Neubauten könnte sich mit spezifischen Förderprogrammen des Bundes bis 2020 auf mindestens 50% erhöhen. Verbrauchsreduktionen von 90% und mehr sind möglich.
- Stromerzeugung aus CO₂-neutraler Wärme-Kraft-Kopplung: Durch eine WKK-Strategie werden bis 2020 zusätzlich 8 TWh Strom aus WKK produziert. Die Stromerzeugung kann CO₂-neutral ausfallen, wenn dafür der Zukauf aus europäischen Kohlekraftwerken vermindert wird oder wenn mindestens ein Drittel der Stromerzeugung für Wärmepumpen eingesetzt wird, die wiederum Ölheizungen ersetzen.

13.3.2 Erneuerbare Energien

Bis zum Jahr 2020 können die Stromerzeugung aus Kehricht, Biogas, WKK, Wasserkraft, Windenergie, insbesondere aus Windimporten aus dem Ausland, Effizienzgewinne aus einer Bestgeräte-Strategie und der Ersatz von Elektro-Widerstandsheizungen grosse Beiträge liefern. Zwischen 2020 und 2040 werden Geothermie und Photovoltaik noch stärker zulegen als bisher. Somit findet eine wesentliche Diversifikation der Stromerzeugung statt.

- Wasserkraft bleibt das Rückgrat der schweizerischen Stromversorgung und kann durch Modernisierungen und Inbetriebnahme neuer Wasserkraftwerke gesteigert werden (Erzeugung im Jahre 2020: 37 TWh.). Die Restwassermengen sind aber zu erhöhen. Schweizer Speicherkraftwerke können die Netzintegration der Windenergie erleichtern. Pumpspeicherung ist aber nicht per se ökologisch verträglich.
- Beim Windstrom wird in der Schweiz mit einem massvollen Ausbau vor allem nach 2020 gerechnet (Zahl der Anlagen 2020: 138, 2030: 362). Die Versorgung der Schweiz mit Windenergie aus dem europäischen Ausland soll bis 2020 rund 20% an der Gesamtstromproduktion ausmachen.
- Die Solartechnik wird vorerst im Wärmebereich substantielle Beiträge liefern. Im Jahre 2020 wird die Photovoltaik 0.5% des Stromverbrauchs liefern, in den folgenden 10 Jahren könnte sich ihr Beitrag verzehnfachen.
- Bei Geothermie werden eine kostendeckende Vergütung und Risikogarantien für Bohrungen unterstellt.

Tabelle 17: **Erwartetes Ausbaupotenzial von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis 2020**

Technologie	MW	TWh
Wasserkraft		1.0
Kehricht		2.0
Biomasse		5.5
Wind Inland	355	0.6
Wind Ausland	4336	13.1
Photovoltaik		0.3
Geothermie (2030)	154 (2100)	1.1 (15.1)

13.3.3 Rolle der Kernenergie

Die Forderung nach einem Verzicht auf neue Kernkraftwerke ergibt sich aus technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Gründen.

14 Schweizerische Volkspartei: Schweizer Strom aus Eigenproduktion (Positionspapier Juli 2006)

Literatur: [18]

14.1 Forderungen der Schweizerischen Volkspartei

- 1) Keine künstliche Verteuerung des Stromes: jegliche Lenkungsabgaben werden abgelehnt;

- 2) Unabhängigkeit vom Ausland im Strombereich: Die Schweiz ist auf eine gut funktionierende Stromversorgung angewiesen. Stromimporte aus dem Ausland können diese Funktion künftig nicht erfüllen;
- 3) Umweltfreundliche Stromproduktion: es wird eine möglichst CO₂-freie Stromproduktion begrüsst, deshalb wird der Ausbau der Wasser- und Kernkraft propagiert.

14.2 Erläuterungen zu den einzelnen Forderungen:

- 1) Es kann nicht Ziel einer Gesellschaft sein, Energien zu fördern, welche auf dem Markt nicht bestehen können und bei denen es ungeklärt ist, ob sie die fossilen Energieträger und die Kernkraft überhaupt ersetzen können. Das Ziel des CO₂-Gesetzes ist nicht die Vereinbarungen des Kyoto-Protokolls zu erreichen, sondern die Energiepolitik der Schweiz durch Abgaben zu steuern, so dass andere Energieformen attraktiver werden. Zur Erreichung der Reduktionsziele ist auf freiwillige Massnahmen zu setzen.
- 2) Der Energieverbrauch nimmt nicht nur in der Schweiz, sondern weltweit rasant zu. Neben der drohenden Versorgungslücke in der Schweiz ergeben sich auch noch andere wichtige Probleme: die unsichere politische Weltlage (Konflikte im arabischen Raum, Energielieferant Russland, der seine Öl- und Gasreserven als Druckmittel benutzt) und der Energiehunger der aufstrebenden Nationen China, Indien und weiterer Länder Asiens.
- 3) Zu den einzelnen Stromproduktionsarten:
 - Wasserkraft: es ist dafür zu sorgen, dass der bestehende Anteil der Wasserkraft am Strommix gehalten oder besser noch ausgebaut wird. Die Erhöhung von Staumauern und effizientere Turbinen können einen wichtigen Beitrag leisten.
 - Kernkraft: es wird ein rascher Grundsatzentscheid zugunsten der Kernenergie gefordert, ein sofortiger Beginn der Planung des Ersatzes der Kernkraftwerke und eine rasche Lösung der Entsorgungsfrage.
 - Gaskraftwerke sind für die Stromerzeugung keine ideale Lösung, denn obschon sie die Anforderungen an eine günstige Versorgung mehrheitlich erfüllen, ist die Produktion nicht CO₂-neutral. Vielmehr sollte die Verwendung von Erdgas im Brenn- und Treibstoffbereich liegen.
 - Erneuerbare Energie allgemein: sie haben sich ohne staatliche Fördermittel am Markt zu behaupten. Dazu sind die nötigen Rahmenbedingungen zu schaffen, um der Wirtschaft und dem Gewerbe Investitionen in Energieträger wie Holz und Biomasse zu erleichtern.
 - Biomasse hat das Potenzial, einen Beitrag zur einheimischen Stromerzeugung zu leisten. Holz ist dabei die mit Abstand wichtigste Biomasse-Ressource der Schweiz. Deshalb sind die Bewilligungsverfahren für Biomasse-Anlagen so einfach wie möglich zu gestalten.
 - Geothermie: Die Nutzung ist als ergänzender Beitrag zu einer unabhängigen Versorgung zu begrüssen, insbesondere wegen des Vorteils der ständigen Verfügbarkeit.
 - Wind- und Sonnenenergie im Sinne einer Diversifizierung der Stromversorgung sind zu begrüssen. Windenergie in grossen Mengen von Werken aus der Nordsee zu importieren, ist nicht realistisch, denn neben den unverantwortlichen Verlusten beim Transport ist es aus Gründen der Netzkapazität äusserst schwierig, grössere Strommengen zu importieren.

15 Umweltorganisationen (Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energienstiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz): Energieperspektive 2050

Literatur: [19]

15.1 Ziele der Energieperspektive 2050

Es wird eine Zielperspektive erstellt, die sich an der 2000-Watt-Gesellschaft (auf Stufe Primärenergie) orientiert.

Dabei werden technische und politische Zielsetzungen zugrunde gelegt:

- Energienachfrage mindern (Effizienzstrategie);
- Energiebedarfsdeckung möglichst aus erneuerbaren Energien;
- Qualitätsgerechter Einsatz der Energieform, das heisst Minimierung des Einsatzes hochwertiger Energieformen zur Deckung niederwertiger Energiebedürfnisse;
- Deckung des Strombedarfs aus inländischen Primärenergiequellen, um die Auslandabhängigkeit zu verringern.

15.2 Umsetzung

Die Zielperspektive bildet eine gewünschte Entwicklung ab. Damit diese eintritt, müssen stringente politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, welche die reale Entwicklung auf den Zielpfad lenken. Es wird davon ausgegangen, dass die Gesellschaft das Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft wirklich erreichen will, und zwar auf einem wirtschaftlich möglichst effizienten Pfad.

15.2.1 Annahmen

- Technisch: Es wird das Inländerkonzept berücksichtigt. Das heisst, dass es keine Rolle spielt, wo der Energieverbrauch stattfindet, sondern es zählt einzig der Umstand, dass er durch Konsum und Investitionsentscheide der schweizerischen Bevölkerung direkt oder indirekt ausgelöst wird.
- Modelltechnisch: Es handelt sich um ein statisches Modell, das heisst, es wird vom heutigen Konsumniveau und den heutigen Konsummustern ausgegangen. Einzig die Technologie zur Energienutzung und Energiebereitstellung variiert.

15.2.2 Berücksichtigte Massnahmen und Politikinstrumente

- Gesellschaftlich: Ab 2012 wird bei jeder ordentlichen Ersatzinvestition eines energieverbrauchenden Gerätes, Fahrzeugs oder Gebäudes eine Technologie eingesetzt, die der heutigen „Best-Available-Technology“ (BAT) entspricht;
- Politisch:
 - Einführung einer Lenkungsabgabe im Bereich der Brenn- und Treibstoffe;
 - Technische Vorschriften betreffend Wirkungsgrade und Stand-by-Verbräuche;

- Zielorientierte, das heisst, je nach Zielerreichung veränderte Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren, inländischen Quellen nach kostenoptimierten Grundsätzen. Die relativ billigen erneuerbaren Primärenergiequellen werden somit zuerst ausgeschöpft;
- Forschungsförderung durch zweckmässige Rahmenbedingungen.

15.3 Ergebnisse

- Durch die BAT lassen sich gegenüber heute im Geräte- und Beleuchtungssektor bis 2020 rund 6 TWh, beim Ersetzen von Elektroheizungen durch Wärmepumpen 7.7 TWh und durch den Minerogie-P-Standard 67% gegenüber dem Energieverbrauch eines Standardhauses einsparen.
- Unter den obigen Annahmen und den berücksichtigten Massnahmen werden die Ideen der 2000-Watt-Gesellschaft bis 2050 allerdings verfehlt. Der Energiebedarf kann von heute 6000 Watt auf 3500 Watt reduziert werden. Der Anteil der nicht-erneuerbaren Energie beträgt mit 2000 Watt immer noch viermal mehr als gewünscht. Erforderlich sind somit stärkere Eingriffe, insbesondere im Bereich der Mobilität (zum Beispiel Car-Pooling).
- Sollte sich bei der Stromproduktion die Geothermie bis 2035 in der Schweiz nicht in erwarteter Masse erschliessen lassen, müsste beim Strom auf ausländische Gewinnungsanlagen – zum Beispiel Windimporte – zurückgegriffen werden. Im Jahr 2050 lässt sich der Strombedarf dann zu 98% aus einheimischer und erneuerbarer Primärenergie decken.
- Bei Gesamtausgaben für Energie von 24.5 Mrd. CHF (Stand 2004) ergibt sich mit der BAT ein erschliessbares Sparpotenzial von rund 10 Mrd. CHF pro Jahr.

16 Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE): Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050

Literatur: [20]

16.1 Ziele der Vorschau 2006

- Interpretation des Begriffs der Versorgungssicherheit im europäischen Marktumfeld;
- Varianten der Beschaffung oder Erzeugung von Elektrizität aufzeigen;
- Massnahmen für die langfristige Versorgungssicherheit vorschlagen.

16.2 Nachfrageentwicklung

Es werden zwei Verbrauchsprognosen über die, gemäss VSE, mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretende Stromverbrauchsentwicklung betrachtet:

- Landesverbrauch tief: Verbrauchsanstieg um 1% pro Jahr bis 2010, dann um 0.5% bis 2030, bis 2050 gleichbleibend.
- Landesverbrauch hoch: Verbrauchsanstieg um 2% bis 2010, 1% bis 2030, dann weiter 0.5% bis 2050.

Tabelle 18: **Daten zur Stromlücke**

Zur inländischen Produktion werden die Bezugsrechte bei der EDF dazugezählt.

	Szenario hoch	Szenario tief
Stromlücke Schweiz ab	2019/20	2029/30
Stromlücke im Jahr 2030 in TWh	9	5
Stromlücke Winterhalbjahr ab	2020/21	2027/28
Leistungslücke im Engpassfall (mit Sockelangebot)	2006 (2006)	2006 (2038/39)

16.3 Angebotsentwicklung

Es wird zwischen einem „Sockelangebot“ und einem „Rest“ unterschieden, wobei ersteres auch Neu- und Ausbauten im Bereich der erneuerbaren Energien und die bisher geplanten Kombianlagen umfasst.

Bei den erneuerbaren Energien werden zwei Nutzungsarten unterschieden: erneuerbare Technologien mit Möglichkeiten zu band- oder bandähnlicher Produktion (Wasserkraft, Biogas- und Holzverstromung, Geothermie) sowie stochastischer Produktion (Windenergie, Photovoltaik). Die Potenziale der erneuerbaren Energien in der Schweiz werden als limitiert eingestuft. Im Sockelangebot wird allerdings für 2035 ein zehnpromzentiger Zuwachs gegenüber dem Landesverbrauch von 2005 unterstellt.

Der VSE betrachtet drei verschiedene Primärenergiepreisszenarien für Öl und koppelt den Gas- an den Ölpreis:

- Referenzpreisszenario: realer Preis von 30 USD pro Barrel bis 2030 danach stetig steigend;
- Hochpreisszenario: real 50 USD pro Barrel; dieses Szenario ist auf schlecht funktionierende Energiemärkte, auf denen auch Marktmacht ausgeübt werden kann, ausgerichtet;
- Tiefpreisszenario: real 22 USD pro Barrel; der Energiemarkt funktioniert gut, es werden günstige Ressourcen in grösserem Umfang gefunden.

Für 2020 wird für CO₂-Emissionen ein Preis von 35 CHF pro Tonne CO₂ angenommen.

16.3.1 Mögliche Angebotsvarianten

Für die Deckung der das Sockelangebot übersteigenden Nachfrage werden drei Angebotsvarianten betrachtet:

- Variante A: Kernkraft;
- Variante B: Erdgas;
- Variante C: Mix Erdgas und Kernkraft.

Zu den verschiedenen Angebotsvarianten und Importen werden keine Kosten ausgewiesen.

- Variante A: Es wird angenommen, dass in den Jahren 2025, 2034 und 2043 drei Kernkraftwerksblöcke mit je 1'500 MW Leistung in Betrieb genommen werden, die je 12 TWh erzeugen. Dadurch entstehen jährliche Kosten von rund 600 Mio. CHF zur Deckung der über das Sockelangebot hinausgehenden Nachfrage.

- Variante B: Es wird angenommen, dass in den Jahren ab 2020 total 12 Blöcke mit je 500 MW (6'000 Betriebsstunden) Leistung erstellt werden, die jährlich je 3 TWh erzeugen. Bei einem Referenzpreis von real 30 USD pro Barrel Öl ergeben sich jährliche Kosten von rund 1000 Mio. CHF (im Hochpreisszenario mit real 50 USD pro Barrel Öl 1300 Mio. CHF). Der mittlere CO₂-Ausstoss liegt bei 5.6 Mt pro Jahr, was einem zusätzlichen Ausstoss von 12.4% entspricht.
- Variante C: Die Deckungslücke im 2050 wird mit sechs Gas-Kombikraftwerken und drei Kernkraftwerken mit 1000 MW Leistung gedeckt und trägt damit zur Diversifikation des Kraftwerk- und Primärenergieportfolios bei. Bei einem Referenzpreis von 30 USD pro Barrel Öl ergeben sich jährliche Kosten von rund 800 Mio. CHF (im Hochpreisszenario mit 50 USD pro Barrel Öl 900 Mio. CHF). Der mittlere CO₂-Ausstoss liegt rund 4.6% höher als heute.

16.4 Resultate

Durch diese drei Varianten ist die Leistungsbilanz im Winter bis ins Jahr 2050 auch in extremen Situationen für einen mittleren Landesverbrauchsanstieg gewährleistet.

Die drei Angebotsvarianten werden nach sechs Kriterien beurteilt: Beitrag zur Versorgungssicherheit, Kosten, unternehmerisches Risiko, Umwelt, Realisierbarkeit und volkswirtschaftliche Auswirkungen.

Für den VSE weist die Angebotsvariante A am meisten Vorteile auf, allerdings wird die Chance der Realisierbarkeit als kritisch beurteilt. Auf eine Variante mit Importen wird verzichtet, da die Nachteile deutlich überwiegen.

Um die Sicherstellung der Versorgung gewährleisten zu können, ist sich die Elektrizitätswirtschaft bewusst, dass sie Kraftwerksplanung und -bau sowie die Weiterentwicklung der Netze und die Ausschöpfung des Potenzials erneuerbarer Energien vorantreiben muss.

Um die Ziele zu erreichen, erwartet die Elektrizitätswirtschaft die Unterstützung von Politik und Verwaltung. Insbesondere fordert sie, dass bei Planungs- und Genehmigungsverfahren im Kraftwerks- und Netzbereich die Verfahren zu beschleunigen und alle Entscheidungen zur Gestaltung des Marktes unter dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und des Umweltschutzes zu beurteilen sind.

Literaturverzeichnis Exkurs 16

Alle Studien sind über Internet auf den entsprechenden Homepages erhältlich.

- [1] Axpo: Strom für heute und morgen; Studie Stromperspektiven 2020, Zürich 2005.
- [2] Axpo: Medienorientierung 24. Mai 2005 „Stromperspektiven 2020“, Baden 2005.
- [3] Baudirektion Kanton Zürich: Das Angebot erneuerbarer Energien: Potenzial erneuerbarer Energieträger im Kanton Zürich, Zürich 2006.
- [4] Baudirektion Kanton Zürich: Vision Energie 2050: Energieverbrauch und CO₂-Ausstoss für vier Szenarien der Entwicklung. 2004 aufdatierte Fassung der Vision 2050 von 1994, 2. Auflage, Zürich 2005.
- [5] Christliche Volkspartei der Schweiz: Mehr Markt, mehr Versorgungssicherheit, mehr Klimaschutz; Energiepapier der CVP Schweiz, Bern 2004.
- [6] Energy Information Administration (EIA): Annual Energy Outlook 2005 with Projections to 2025, Washington 2005.
- [7] European Commission: World energy, technology and climate policy outlook (WETO), Brussels 2003.
- [8] ExxonMobil: Energy Outlook 2004.
- [9] ExxonMobil: Die Energie von morgen: Ein Blick auf Energietrends, Treibhausgasemissionen und alternative Energien der Zukunft, Irving 2006.
- [10] ExxonMobil: Oeldorado 2006, Hamburg 2006.
- [11] Freisinnig-Demokratische Partei Schweiz: Nachhaltige Energiepolitik setzt auf Innovation; Positionspapier der FDP Schweiz, Bern 2006.
- [12] Grüne Partei der Schweiz: Grundlagenpapier zur Energiepolitik: Grüne Energieperspektiven 2050, Energieversorgung zu 100% aus erneuerbarer Energie, Mai 2005.
- [13] International Energy Agency: World Energy Outlook 2004, Paris 2004.
- [14] International Energy Agency: World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insights, Paris 2005.
- [15] Kanton Bern: Energiestrategie 2006, Bern 2006.
- [16] Rechsteiner Rudolf: Sicher und effizient umsteigen; Unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien; Perspektivpapier der SP Schweiz, April 2006.
- [17] Royal Dutch/Shell Group: Energy Needs, Choices and Possibilities – Scenarios to 2050, London 2001.
- [18] Schweizerische Volkspartei: Schweizer Strom aus Eigenproduktion; Positionspapier der SVP, Zürich 2006.
- [19] Sturm Andreas, Norbert Egli, Rolf Frischknecht, Roland Steiner: Energieperspektive 2050 der Umweltorganisationen: Studie im Auftrag von Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz, Basel 2006.

- [20] VSE: Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050, Aarau 2006.
- [21] World Energy Council (WEC): Global Energy Perspectives, Cambridge University Press, 1998 (Hrsg.: Nebosjsa Nakicenovic, Arnulf Grübler, Alan McDonald). Zusammenfassung verfügbar unter: http://www.iiasa.ac.at/Research/ECS/docs/book_st/wecintro.html.

Weitere Arbeiten, die nicht im Exkurs abgehandelt werden:

- Böhni Thomas: Alternative Energie: Konzept für den Kanton Thurgau (Medienmitteilung St. Galler Tagblatt 29.04.06)
- Deutsche Bank Research: Energie prospects after the petroleum age, Dezember 2004
- Deutsche Bank Research: Bio-Energien für die Zeit nach dem Öl, Juli 2005
- Deutsche Bank Research: Energieperspektiven nach dem Ölzeitalter, Dezember 2004
- European Commission Directorate-General for Energy and Transport: European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers, September 2004.
- KPMG: Energy outlook for China, Industrial Markets.
- RWE: Weltenergiereport 2005, Essen.
- United Kingdom: The Energy Challenge: Energy Review Report 2006; Department of Trade and Industry, July 2006.

Umrechnungen und Länderdefinitionen

Übersicht über Einheiten

Umrechnung Öläquivalent in Joule

$$1 \text{ Mtoe} = 41.868 \cdot 10^6 \cdot 10^9 \text{ J} = 41.868 \cdot 10^{15} \text{ J} = 41.868 \text{ PJ}$$

Volumeneinheit:

$$1 \text{ Fass Rohöl} = 1 \text{ Barrel} = 159 \text{ l}$$

Energieeinheiten:

$$1 \text{ Joule} = 1 \text{ J} = 1 \text{ Ws}$$

$$1 \text{ TWh} = 10^3 \text{ GWh} = 10^6 \text{ MWh} = 10^9 \text{ kWh} = 3.6 \cdot 10^{15} \text{ J}$$

$$1 \text{ ton oil equivalent} = 1 \text{ toe} = 4.2 \cdot 10^{10} \text{ J} \text{ (zirka 7.3 Barrel)}$$

$$1 \text{ Mtoe} = 10^6 \text{ toe}$$

Leistungseinheiten:

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J} / 1 \text{ s}$$

$$1 \text{ GW} = 10^3 \text{ MW} = 10^6 \text{ kW} = 10^9 \text{ W}$$

Definition von Ländergruppen

- Transformationsländer: Mittel- und osteuropäische Länder und Gruppe der Neuen Unabhängigen Staaten auf dem Gebiet der ehemaligen Sowjetunion
- Entwicklungsländer: Welt ohne OECD- und Transformationsländer
- Middle East: Mittlerer Osten (Saudi-Arabien, Irak, Iran, Vereinigte Arabische Emirate VAE, Algerien, Libyen, Ägypten)